

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ЗАКОНОМЕРНОСТИ
ФОРМИРОВАНИЯ
И РАЗМЕЩЕНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
И ГАЗА

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

551.49:553.98.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ЗАКОНОМЕРНОСТИ
ФОРМИРОВАНИЯ
И РАЗМЕЩЕНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

843

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
Москва 1973



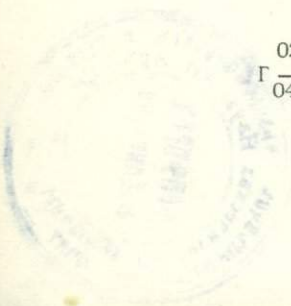
УДК 551.49:553.982/981

На основании комплексного гидрогеологического анализа ряда нефтегазоносных палеозойских и мезозойских бассейнов сделаны обобщающие выводы о роли гидрогеологического фактора в формировании, размещении и сохранении залежей нефти и газа. Практическим итогом работы является оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений и районов по гидрогеологическим данным.

Сборник представляет интерес для широких кругов гидрогеологов и геологов-нефтяников.

Ответственный редактор
кандидат геол.-мин. наук Е. А. БАРС

0294 - 0249
Г $\frac{042(02) - 73}{529-73}$



Формирование и размещение залежей нефти и газа в толще осадочных отложений, выполняющих нефтегазоносные бассейны, контролируется многими геологическими факторами. Из них главнейшими являются тектонический, литологический и гидрогеологический, которые надо учитывать в их совокупности.

Образование ловушек структурного и неструктурного типов, способных улавливать мигрирующие углеводороды, возникновение путей для миграции и экранов на этих путях, формирование условий, способствующих сохранению или, наоборот, разрушению залежей нефти и газа, — все это определили указанные выше факторы, которые действовали на протяжении всей геологической истории того или иного нефтегазоносного бассейна.

За последние десять лет гидрогеологические исследования нефтегазоносных областей и бассейнов получили широкое развитие, особенно в СССР.

Появились монографические сводки и обобщения материалов по гидрохимическим и газохимическим показателям нефтегазоносности (В.А.Кротова, Е.С.Гавриленко, А.С.Зингер, М.Е.Альтовский и др.), методические руководства, учебные пособия по общей гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений (Г.В.Богомолов и др., А.А.Карцев, В.Н.Корценштейн, Г.М.Сухарев, Е.А.Барс, В.Г.Глезер и др.). Значительно расширились исследования гидродинамических условий продуктивных комплексов отложений; предложено большое число разнообразных методик этих исследований, в частности расчетов напоров, изучения энергетического потенциала водонапорных систем (И.К.Зерчанинов, М.В.Мирошников, В.В.Ягодин, И.Г.Киссин, С.С.Бондаренко, Н.В.Кулаков и др.).

В настоящее время все больший акцент делается на необходимости комплексных гидрогеологических исследований, которые должны включать изучение газогидрохимии (минерализации, химического состава вод и их газовой фазы), газонасыщенности и упругости растворенных газов, гидродинамики, гидрогеотермических условий и палеогидрогеологии, т.е. истории гидрогеологического развития изучаемого бассейна.

Такие комплексные исследования в последние годы ведутся как центральными, так и всеми местными научно-исследовательскими институтами.

В соответствии с принятой в ИГиРГИ методикой (Е.А.Барс, В.Г.Глезер) исследования проводились в региональном плане, в рамках природных водонапорных систем, в пределах которых находятся зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, в следующих основных направлениях.

1. Изучение гидрогеологического разреза, выделение водонапорных комплексов, региональных водоупоров, гидрогеологических этажей.

2. Полная гидрогеологическая характеристика каждого из водонапорных комплексов; установление закономерностей изменения газогидрохимических, гидродинамических, гидрогеотермических показателей по разрезу и по площади распространения каждого комплекса.

3. Характеристика вертикальной и латеральной гидрогеологической зональности. Изучение сообщаемости отдельных водоносных комплексов друг с другом, выявление зон скрытой разгрузки (перетоков), обуславливающей образование так называемых гидрогеологических аномалий.

4. Изучение связей между аномалиями различного рода (гидрохимическими, гидродинамическими, гидрогеотермическими), а также между этими аномалиями и размещением известных залежей нефти и газа, составом и свойствами последних.

5. Изучение истории гидрогеологического развития, палеогидрогеологических условий и их влияния на размещение залежей углеводородов, а также на состав и свойства нефтей. Выделение районов или участков, характеризовавшихся палеогидрогеологическими обстановками, благоприятными для нефтегазоаккумуляции и сохранения залежей нефти и газа.

Опыт предыдущих лет показал, что на фоне региональных закономерностей, присущих данному нефтегазоносному бассейну, каждый из крупных тектонических элементов, входящих в его состав, обладает своими специфическими условиями, которые должны быть учтены при обобщении материалов по бассейну в целом.

Поэтому главное внимание при разработке вопросов темы обращалось на связь гидрогеологических и палеогидрогеологических показателей с тектоникой и историей геологического развития изучаемого бассейна с учетом, конечно, литофациальной характеристики отложений и ее изменчивости по площади.

В настоящем сборнике обобщаются результаты обработки и анализа гидрогеологических материалов по мезозойскому Каракумскому бассейну (Центральная и Восточная Туркмения) и палеозойским бассейнам Припятской впадины и Предуральского прогиба.

В работе по Каракумскому бассейну особое внимание было обращено также на исследование органических компонентов подземных вод и их взаимосвязей с органическим веществом пород с целью выявления критериев, которые могут быть использованы при поисках залежей нефти и газа и для определения сингенетичности или эпигенетичности залежей по отношению к вмещающим толщам.

Обобщение результатов исследований, проведенных по принятой методике в различных нефтегазоносных бассейнах, позволило сформулировать некоторые общие выводы о роли гидрогеологического фактора в формировании, размещении и сохранении залежей углеводородов и в то же время выявить особенности, характерные для отдельных бассейнов, определяемые различиями в их геологической истории и геологическом строении.

В сборе материалов и их обработке большое участие принимали Г.И.Бойцова, А.М.Богомолов и О.И.Кулешова, которым авторы выражают свою благодарность.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ТУРКМЕНИИ
В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

С.Н. Титкова, Л.Д. Бубнова

В настоящее время гидрогеологические исследования являются необходимым элементом в комплексе работ, ведущихся с целью выяснения условий формирования и закономерностей размещения месторождений нефти и газа.

Определение роли гидрогеологического фактора в образовании скоплений углеводородов является основной целью разработки проблемы: "Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим данным", проводимой в лаборатории гидрохимии и гидрогеологии нефтегазоносных областей ИГиРГИ под общим научным руководством Е.А. Барс.

Одним из объектов исследований по этой проблеме явилась территория Центральной и Восточной Туркмении, где в результате поисково-разведочных работ в последнее десятилетие открыто несколько крупных газовых и газоконденсатных месторождений (Зеагли-Дарвазинское, Ачакское, Гугуртлинское, Самантепинское, Байрам-Алийское, Шехитлинское и др.), что выдвинуло этот район в число наиболее перспективных в пределах Средней Азии.

В тектоническом отношении изучаемый район является восточной окраиной Каракумской эпигерцинской платформы и включает в себя большую часть Амударьинской синеклизы и Центрально-Каракумский свод. В гидрогеологическом отношении указанная территория представляет собой юго-восточную часть сложно построенного Каракумского бассейна напорных вод, гидрогеологические исследования которого ведутся в ИГиРГИ с 1964 г. В результате этих работ была установлена определенная связь размещения залежей нефти и газа с гидрогеологическими и палеогидрогеологическими условиями. Продолжение работ по территории Каракумского бассейна преследовало цель более детального исследования гидрогеологических условий в пределах отдельных крупных структурных элементов, входящих в его состав. Большое внимание уделялось также основным закономерностям изменения состава и содержания органического вещества пластовых вод мезозойских отложений изучаемой территории. В конечном итоге все это должно было дать возможность более полно обосновать выводы о гидрогеологических условиях продуктивной части разреза Центральной и Восточной Туркмении.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ.

В соответствии со стратиграфической последовательностью и характером отложений в пределах изучаемого региона выделяются их три главные группы. Наиболее древняя представлена в различной степени метаморфизованными породами, лишенными фаунистических остатков и относимыми к нерасчлененному палеозою. Вторая группа охватывает различные по сложности, литологическому составу и петрографической характеристике осадочные и вулканогенно-осадочные отложения пермо-триасового возраста, относимые рядом авторов к так называемому переходному комплексу. Третья группа включает сложный комплекс осадочных отложений мезозойско-кайнозойского возраста, обладающих большой мощностью и содержащих все выявленные промышленные залежи нефти и газа. Наши исследования были связаны именно с этим продуктивным комплексом отложений.

Разрез осадочного чехла начинается с отложений юрского возраста, которые со стратиграфическим, а иногда и с угловым несогласием перекрывают пермо-триасовые образования; в ряде районов они ложатся непосредственно на складчатое основание или подстилаются маломощной корой выветривания.

В пределах исследуемого бассейна юрские отложения представлены всеми тремя отделами, стратиграфическая полнота которых неодинакова в разрезах отдельных районов. Отложения ниже- и среднеюрского возраста характеризуются чередовани-

ем песчаников, глин и алевролитов морского и континентального происхождения мощностью от 150 до 600 м. Верхнеюрские отложения в литолого-фациальном отношении являются неоднородными. Нижняя часть (оксфорд-келловей) в восточных районах характеризуется преимущественно карбонатными породами (мощностью до 1500 м); верхняя часть представлена соляно-ангидритовой толщей (гаурдакская свита) мощностью до 1000 м. Эта толща служит первым региональным водоупором. В пределах Центральной Туркмении верхнеюрские отложения сложены глинами с прослоями песчаников, алевролитов и известняков.

Отложения меловой системы широко распространены на юге Туранской плиты; в основном это глины, алевролиты, песчаники, мергели, известняки морского происхождения. Отложения нижнемелового отдела подразделяются на неокомский, аптский и альбский ярусы. В гидрогеологическом отношении наиболее интересны отложения альбского возраста, повсеместно представленные терригенным комплексом пород морского происхождения мощностью до 600 м. В Мургабском районе альбские отложения сложены преимущественно глинами с подчиненными прослоями песчаников и известняков. В западном и северо-западном направлениях в альбских отложениях начинают постепенно преобладать песчаники, и на Центрально-Каракумском своде альбская глинистая толща, являющаяся вторым регионально выдержанным водоупором на большей части Восточной Туркмении, теряет свои изолирующие свойства в силу неоднородности литологического состава и изменения мощности от 60 м до 0. Общая мощность нижнемеловых отложений достигает 1000-1200 м.

Отложения верхнего мела на изучаемой территории развиты повсеместно и представлены морскими терригенными и карбонатными образованиями сеноманского, туронского, сенонского, а в разрезах отдельных районов и датского ярусов. Глинистые отложения туронского возраста, хорошо выдержанные по площади, являются третьей водоупорной толщей мезозойского разреза Восточной Туркмении. В пределах Центрально-Каракумского свода отложения туронского возраста сложены песчаниками, песчаниками и алевролитами с маломощными прослоями глин и известняков. Кровлей мезозойского гидрогеологического комплекса в этом районе служит практически безводная толща сенон-палеогенового возраста мощностью до 440 м, представленная известняково-мергелисто-глинистыми отложениями. Общая мощность верхнемеловых отложений (как и всего осадочного чехла в целом) возрастает в пределах рассматриваемой территории в восточном, юго-восточном и южном направлениях и достигает 500-1300 м.

Отложения кайнозойского возраста на западе Средней Азии имеют широкое развитие; они представлены главным образом морскими отложениями палеогеновой системы, а также континентальными, лагунными и морскими отложениями неогена.

Территория Центральной и Восточной Туркмении охватывает юго-восточную часть обширной эпигерцинской Туранской плиты. К ней относятся частично на юго-западе районы сочленения плиты с Альпийско-Гималайским подвижным поясом (альпийские складчатые сооружения хр. Копетдаг) и на востоке - юго-западные отроги хр. Гиссар, принадлежащие к эпиплатформенной орогенической области.

Юго-восточная часть Туранской эпигерцинской платформы в границах рассматриваемой территории включает Центрально-Каракумское сводовое поднятие, Мургабскую впадину и зоны ступенчатого погружения палеозойского фундамента, окаймляющие эту впадину.

В пределах зоны ступенчатого погружения палеозойского фундамента в направлении от Кызылкумо-Нуратинского поднятия к Мургабской впадине с севера на юг выделяется ряд ступеней: Бухарская, Чарджоуская и Багдажинская. Глубина залегания фундамента возрастает в этом направлении с 950 до 4000 м. В современном структурном плане указанные ступени разделены флексурно-разрывными зонами. Сами ступени в свою очередь осложнены более мелкими структурами: валами, прогибами, изометричными поднятиями (выступами).

К юго-западу от Багдажинской ступени располагается Заунгузский прогиб, имеющий почти треугольную форму; амплитуда его составляет ~ 1000 м.

В пределах далекого восточного погружения Центрально-Каракумского свода выделяются с запада на восток: Беурдешикская ступень, Кирпичлинский выступ, Балкуинский и Илимский прогибы, осложненные в свою очередь рядом валобразных поднятий. Общая мощность платформенного комплекса в этом районе увеличивается с запада на восток и составляет от 2500 до 6000 м.

В формировании современной структуры фундамента и осадочного чехла особая роль принадлежит региональным разломам герцинского времени заложения. В настоящее время относительно хорошо изучены Хорезм-Мургабский региональный разлом, пересекающий Восточную Туркмению с севера на юг, и простирающийся перпендикулярно к нему Репетек-Келифский региональный разлом. В осадочном чехле разломам соответствуют в большинстве случаев четко выраженные узкие валы большой амплитуды, с резко выраженной асимметрией, нередко сильно нарушенные. Довольно часто разломам соответствуют флексурные перегибы.

Исследованиями последних лет установлено, что развитие разрывных нарушений в пределах Туранской плиты оказывает существенное влияние на формирование не только основных структурных элементов этой территории, но и связанных с ними месторождений нефти и газа.

СОВРЕМЕННАЯ ГИДРОХИМИЧЕСКАЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Рассмотрение гидрогеологических особенностей проводилось по отдельным гидрогеологическим (водонапорным) комплексам. В мезозойском разрезе большей части Восточной Туркмении выделяются четыре водонапорных комплекса: юрский, неоком-аптский, альб-сеноманский и турон-сенонский, разделенные соответственно верхнеюрской соленосной толщей, нижнеальбскими и нижнетуронскими глинами. Самым верхним водоупором служит палеогеновая известняково-глинистая толща. Все эти водоупоры в пределах Центральной Туркмении и некоторых других районов изучаемой территории либо отсутствуют (соленосная толща), либо замещаются алевролитопесчаными породами, вследствие чего устанавливается гидравлическая связь отложений почти по всему разрезу. В таких районах исследования проводились по отдельным водоносным горизонтам.

При рассмотрении общих химических особенностей пластовых вод были использованы следующие наиболее характерные для изучаемой территории гидрохимические показатели: общая минерализация, генетические коэффициенты, на основе которых определяется тип вод (по В.А.Сулину), степень сульфатности.

Для характеристики современного естественного состояния пластовой гидродинамической системы были использованы величины приведенных напоров, рассчитанные с учетом геологических особенностей отдельных районов по широко используемым методикам А.И.Силина-Бекчурин и И.К.Зерчанинова. Для выяснения характера изменения пластовой энергии по вертикали разреза наряду с приведенными напорами используются значения отношения пластового давления к условно-гидростатическому ($\frac{P_{пл}}{P_{усл-гидр}}$) (по Б.А.Тхостову); при этом учитывается вся его условность.

Ниже приводится описание гидрогеологических особенностей вначале района Центральной Туркмении (Центрально-Каракумский свод и его обрамления), а затем Восточной Туркмении (Чарджоуская ступень, Мургабская и Заунгузская впадины).

Центрально-Каракумский свод

Пластовые воды юрских отложений Центрально-Каракумского свода характеризуются высокой минерализацией, метаморфизацией и повсеместным распространением вод хлоркальциевого типа. Общее снижение минерализации происходит от структуры Нурумгур, расположенной на северном погружении свода [$\Sigma g = 7593$ мг-экв/л (217 г/л)], к его центральной части - Зеагли-Дарвазинскому поднятию [$\Sigma g = 6032$ мг-экв/л (173,1 г/л)]. В пределах же самого Зеагли-Дарвазинского поднятия величины минерализации изменяются в узких пределах: от 5202 мг-экв/л (148,5 г/л) до 6032 мг-экв/л (173,1 г/л). Параллельно снижению минерализации происходит уменьшение метаморфизации пластовых вод. Величины коэффициентов метаморфизации изменяются: $\frac{Na}{Cl}$ - от 0,62 до 0,73; $\frac{Cl-Na}{Mg}$ - от 3,9 до

7,1, т.е. воды являются высокометаморфизованными. Относительная сульфатность юрских вод повсеместно < 1 .

Значения приведенных напоров пластовых вод юрских отложений показывают, что максимальные величины напоров характерны для структур Дарьялык-Данданского прогиба и северного обрамления свода (207-212 м), снижаясь как к северному борту названного прогиба (135,4 м), так и в направлении Зеагли-Дарвазинского поднятия (~ 170 м). В пределах самого поднятия эти величины близки между собой (170,5 м). Увеличение значений приведенных напоров отмечается и в направлении южного погружения свода (Ербент - 192,4 м).

Высокая минерализация и метаморфизация пластовых вод, а также близкие величины приведенных напоров свидетельствуют о практически застойном режиме вод юрских отложений.

Гидрогеологическая обстановка неокомских отложений характеризуется в общем теми же особенностями, что и отложений юрского возраста; происходит лишь некоторое снижение минерализации пластовых вод [5030 мг.экв/л (146 г/л) - 5404 мг.экв/л (156 г/л)]. Значения приведенных напоров увеличиваются в направлении южного погружения Центрально-Каракумского свода (от 156,6 до 186,5 м).

В нижнеаптских отложениях повсеместно развиты высокоминерализованные и метаморфизованные воды хлоркальциевого типа. Минерализация вод увеличивается также от Зеагли-Дарвазинского поднятия в северном и юго-западном направлениях: соответственно до 6166 мг.экв/л (176,3 г/л) в пределах структуры Нурумгур и 6348 мг.экв/л (178,7 г/л) на структуре Сансыз. В границах же самого Зеагли-Дарвазинского поднятия отмечается некоторое увеличение минерализации пластовых вод в юго-западном направлении: от 4964 мг.экв/л (140,8 г/л) до 5808 мг.экв/л (164,2 г/л). В том же направлении происходит возрастание величины приведенных напоров (от 113,1 до 128,4 м).

Таким образом, наблюдается большое сходство между пластовыми водами юрских, неокомских и нижнеаптских отложений.

По нижнеаптским отложениям имеются фактические данные по химическому составу и динамике пластовых вод, относящиеся к так называемой "зоне разрывных нарушений". В этой зоне (скв. 19, 27) четко фиксируется аномальное снижение минерализации до 2200 мг.экв/л (62,4 г/л) при соответственном увеличении коэффициента

$\frac{Na}{Cl}$ до 0,77-0,83 и коэффициента относительной сульфатности до 2,89.

Для этой зоны характерны и аномально пониженные напоры вод - 44-54 м.

Аналогичные закономерности характерны для пластовых вод верхнеаптских и нижнеальбских отложений. Вверх по разрезу происходит общее снижение минерализации пластовых вод до 4728 мг.экв/л (133 г/л) и 1084 мг.экв/л (31 г/л), причем наименьшая минерализация вновь характерна для пластовых вод "зоны разрывных нарушений". Здесь же появляются воды иного генетического типа - сульфатнонатриевого (относительная сульфатность - 7,06), состав которых свидетельствует об идущих здесь процессах смешения разнотипных вод ($\frac{Na}{Cl} \sim 1$).

Более полные гидрохимические и гидродинамические данные имеются по отложениям средне-верхнеальбского возраста. Пластовые воды этих отложений высокоминерализованы, малосульфатны; тип вод (исключая "зону разрывных нарушений") хлоркальциевый. Падение минерализации происходит от погруженных частей свода и его обрамления [3854 мг.экв/л (110 г/л) - 4606 мг.экв/л (131,6 г/л)] в направлении к центральной части Зеагли-Дарвазинского поднятия [758 мг.экв/л (22,7 г/л) - 2017 мг.экв/л (58,1 г/л)]; параллельно отмечается снижение метаморфизации пластовых вод. Относительная сульфатность пластовых вод по-прежнему очень низка (< 1). Для "зоны разрывных нарушений" характерны воды сульфатнонатриевого типа, причем область их распространения по сравнению с нижележащими отложениями несколько увеличивается.

Распределение приведенных напоров в отложениях средне-верхнеальбского возраста Центрально-Каракумского свода и его обрамления позволяет довольно уверенно говорить о возрастании этих величин в юго-западном, западном и северном направлениях, причем в северном направлении это изменение наиболее ощутимо: от 87 до 184,3 м.

Таким образом, в границах всех рассмотренных выше отложений в общих чертах сохраняется тенденция к увеличению значений приведенных напоров в направлении прогибов, окружающих Центрально-Каракумский свод.

Вверх по разрезу, в отложениях сеноманского и туронского возраста наблюдается дальнейшее снижение минерализации и метаморфизации пластовых вод [1363 мг.экв/л (39,7 г/л) - 418 мг.экв/л (12,8 г/л)] и расширение области распространения вод сульфатнонатриевого типа.

Значения приведенных напоров, имеющиеся лишь для структур Зеагли-Дарвазинской группы поднятий, возрастают в юго-западном и западном направлениях от 62,1 до 95,2 м.

Приведенное выше описание гидрогеологических особенностей отдельных стратиграфических горизонтов Центрально-Каракумского свода и его обрамления достаточно наглядно свидетельствует о постепенном снижении минерализации и метаморфизации пластовых вод вверх по разрезу. Изучение характера и направлений изме-

нения пластовой энергии с помощью отношения $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$ также свидетельствует

о постепенном снижении этого коэффициента и подтверждает вывод о существовании в этом районе единого мезозойского гидрогеологического комплекса (Печерников, Титкова, 1968а).

Особая роль в гидрогеологии Центрально-Каракумского свода принадлежит "зоне разрывных нарушений". Появление отрицательной гидрохимической аномалии в отложениях мелового возраста объяснялось ранее подтоком вод из выше- или нижележащих водоносных горизонтов. Отсутствие современной разгрузки пластовых вод было показано рядом исследователей; при этом они основывались на детальном анализе данных по гидрохимии, гидродинамике и геотермии этой зоны. Закономерное изменение значений отношения

$\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$, уменьшающихся снизу вверх по разрезу,

не позволяет рассматривать эту зону и как область современной инфильтрации. Об этом свидетельствует также более высокая минерализация грунтовых вод по сравнению с минерализацией вод верхнемеловых отложений.

Вероятно, в палеовремена эта зона служила областью разгрузки глубинных вод, о чем говорят вторичная цементация нижнемеловых коллекторов, а также скопления серы в отложениях заунгузской свиты. В дальнейшем проводящие каналы оказались "залеченными" и поступление пластовых вод прекратилось.

В настоящее время "зона разрывных нарушений, по-видимому, представляет собой обособленную область в пределах Зеагли-Дарвазинской группы поднятий, - своего рода гидрогеологический реликт, служащий барьером на пути движения пластовых вод в пределах Центрально-Каракумского свода, которые его как бы обтекают. Этот вывод подтверждается данными по химическому составу водорастворенных газов и температурными исследованиями указанной зоны.

Восточная Туркмения

I гидрогеологический комплекс (юрский)

Нижне-среднеюрские терригенные отложения Чарджоуской ступени характеризуются повсеместным распространением высокоминерализованных и метаморфизованных вод хлоркальциевого типа. Минерализация вод довольно плавно возрастает по мере погружения указанных отложений: от 4703 мг.экв/л (133,4 г/л) на северо-западе (Питнякский район) до 6838 мг.экв/л (195,2 г/л) в юго-восточном направлении, к району Фараба. В этом же направлении происходит увеличение метаморфизации вод

($\frac{Na}{Cl}$ уменьшается от 0,78 до 0,67, $\frac{Cl-Na}{Mg}$ возрастает от 3,16 до 5,17).

На крайнем юге изучаемой территории, в пределах Кушкинского района, пластовые воды также характеризуются высокой минерализацией [4601 мг.экв/л (115 г/л) - 5754 мг.экв/л (165,5 г/л)] и метаморфизацией ($\frac{Na}{Cl} = 0,70 - 0,87$; $\frac{Cl-Na}{Mg} = 3,0 - 5,0$).

Повсеместно воды терригенных отложений юрского возраста бедны сульфатами (коэффициент относительной сульфатности повсеместно < 1).

Данные по приведенным напорам пластовых вод в пределах Чарджоуской ступени свидетельствуют о снижении их величины от погруженной части ступени (Фараб) в северо-западном направлении (Султан-Санджар) от 446 до 254 м.

В Кушкинском районе напоры пластовых вод очень высоки – более 1000 м над уровнем моря, однако сопоставление напоров между структурами Ислим и Карачоп невозможно, так как статическое давление в этих переливающихся скважинах не замерялось, к тому же альтитуды на этих структурах значительно отличаются друг от друга.

Гидрогеологические данные по верхнеюрским карбонатным отложениям известны только в пределах Чарджоуской ступени. Они свидетельствуют о большом сходстве в солевом составе пластовых вод как ниже-среднеюрских, так и верхнеюрских отложений, входящих в единый гидрогеологический комплекс. Много общего и в направлении падения напоров пластовых вод этих отложений; в отложениях верхнеюрского возраста они падают также в северо-западном направлении (от 470 до 258,3 м).

Касаясь изменения напоров пластовых вод в пределах юрского гидрогеологического комплекса, необходимо остановиться на роли западных отрогов Гиссара в качестве предполагаемой области инфильтрации и создания напоров. Как уже отмечалось выше, по этому вопросу взгляды отдельных исследователей сильно расходятся.

Фактический материал по химическому составу вод многочисленных источников и отдельных глубоких скважин района юго-западных отрогов Гиссара свидетельствует о чрезвычайно пестром их составе. Наряду с водами, химический состав которых свидетельствует об их инфильтрационном происхождении (низкая минерализация, резкая обогащенность вод сульфатами, сульфатнонатриевый тип вод, обогащенность водорастворенных газов азотом атмосферного происхождения), встречаются воды явно седиментационного генезиса. Примером последних служат пластовые воды ниже-среднеюрских отложений структуры Тубегатан: минерализация воды достигает

8458 мг.экв/л (245,2 г/л), величины коэффициентов равны: $\frac{Na}{Cl} = 0,89$; $\frac{Cl-Na}{Mg} =$

$= 4,84$; воды малосульфатны ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl + SO_4} = 0,67$). Такой состав свидетельствует

о формировании пластовых вод этой структуры в обстановке застойного режима, близкой к гидрохимической обстановке юрских отложений Чарджоуской ступени.

Приведенные данные указывают на гидравлическую разобщенность юрского водоносного комплекса Гаурдакского района с участками выхода его отложений на дневную поверхность. Косвенным подтверждением такой разобщенности служат газовые выбросы и нефтепроявления на структурах Кокмиарской, Гаурдакской, Тагаринской.

II гидрогеологический комплекс (неоком-аптский)

Фактический материал по гидрогеологии нижнемеловых отложений в пределах изучаемой территории более полный, чем по нижележащим отложениям.

На Чарджоуской ступени в нижнемеловом комплексе (рис. 1) распространены высокоминерализованные и метаморфизованные пластовые воды хлоркальциевого типа; минерализация этих вод, так же как и в юрском комплексе, возрастает в юго-восточном направлении [Туя-Муюн – 2346 мг.экв/л (67,2 г/л), Керкидаг – 7812 мг.экв/л (223 г/л)] и с севера на юг со стороны Бухарской ступени. Параллельно возрастает метаморфизация пластовых вод ($\frac{Na}{Cl}$ падает от 0,76 до 0,70; $\frac{Cl-Na}{Mg}$ возрастает от 2,98 до 4,70); сульфатность вод низкая.

В нашем распоряжении были результаты химического анализа пластовых вод двух структур, расположенных в пределах Заунгузских Каракумов (Ачак и Кирпичли). Сопоставление этих данных с составом пластовых вод структур северо-западной части Чарджоуской ступени показало, что они значительно более минерализованы [5098–5890 мг.экв/л (146,1–167,2 г/л)] и метаморфизованы ($\frac{Na}{Cl} = 0,65-0,73$; $\frac{Cl-Na}{Mg} = 3-5$) и содержат высокие концентрации микрокомпонентов (йода – 12 –

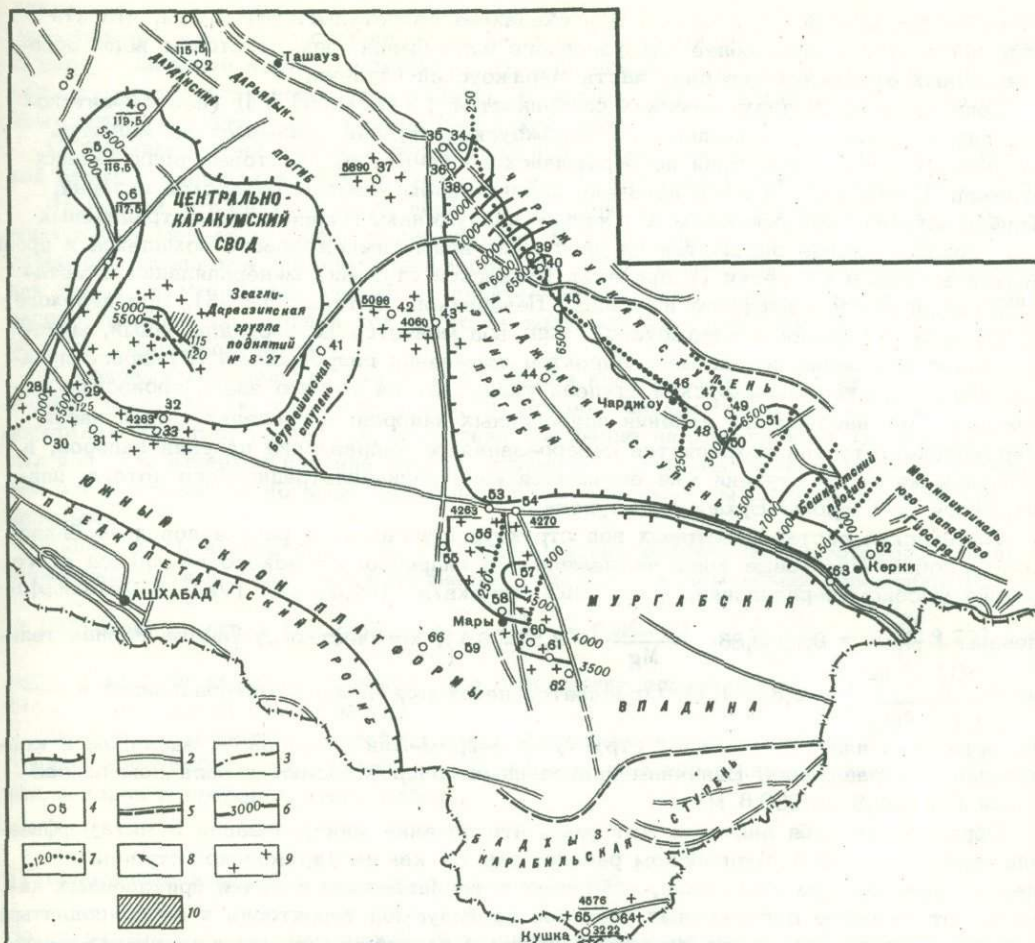


Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта II (неоком-аптского) комплекса (С₁ пс-ар) Центральной и Восточной Туркмении (составила С.Н.Титкова, 1970 г.)

1 - границы структурных элементов первого порядка; 2 - региональные разломы; 3 - границы структурных элементов второго порядка; 4 - локальные структуры: 1 - Жданова, 2 - Курганчик, 3 - Сарыкамьш, 4 - Нурумгур, 5 - Койкырлан, 6 - Ахча-Кая, 7 - Эгритакры, 8 - Чалджульба, 9 - Восточная Чалджульба, 10 - Аккуи, 11 - Восточные Аккуи, 12 - Дарваза, 13 - Джералтакыр, 14 - Такыр, 15 - Шиих, 16 - Дарьялыктакры, 17 - Пришиих, 18 - Топджульба, 19 - Топор-Джульба, 20 - Шиханли, 21 - Чиммерли, 22 - Чашхын, 23 - Атабай, 24 - Южный Атабай, 25 - Шарлык, 26 - Коюн, 27 - Курук, 28 - Сансыз, 29 - Модар, 30 - Казы, 31 - Атасары, 32 - Северный Ербент, 33 - Ербент, 34 - Мешекли, 35 - Туя-Муюн, 36 - Султан-Санджар, 37 - Ачак, 38 - Кошабулак, 39 - Северные Гугуртли, 40 - Гугуртли, 41 - Беурдешик, 42 - Кирпичли, 43 - Гагаринская, 44 - Джилликумы, 45 - Кабаклы, 46 - Фараб, 47 - Киштуван, 48 - Сакар, 49 - Самантепе, 50 - Наразым, 51 - Метеджан, 52 - Керкидаг, 53 - Кели, 54 - Шаралли, 55 - Еланская, 56 - Восточно-Еланская, 57 - Байрам-Али, 58 - Марыйская, 59 - Шехитли, 60 - Майская, 61 - Иолотань, 62 - Южная Иолотань, 63 - Карамет-Нияз, 64 - Карачоп, 65 - Ислим, 66 - Джу-Джу-Клы; 5 - предполагаемые границы выклинивания толщи солей верхней юры; 6 - изомины (в мг·экв/л); 7 - гидроизоэпезы (в м); 8 - направление падения напоров; 9 - хлоркальциевый тип вод; 10 - зона аномально сниженных напоров.

Цифры под чертой, стоящие рядом с обозначением локальной структуры, обозначают величины приведенных напоров (в м), цифры над чертой - величины минерализации (в мг·экв/л)

15 мг/л; брома - 307-432 мг/л). Все сказанное свидетельствует о том, что эти воды находятся в зоне более затрудненного водообмена, чем пластовые воды одно-возрастных отложений северной части Чарджоуской ступени.

Сопоставление гидрохимических особенностей I (юрского) и II (неоком-аптского) гидрогеологических комплексов Чарджоуской ступени указывает на меньшую закрытость последнего. Влияние Зеравшанского хребта на пластовые воды юрских отложений сказывается лишь на очень ограниченном участке Бухарской ступени, непосредственно примыкающем к горному сооружению. Влияние инфильтрационных вод гораздо сильнее ощущается на пластовые воды нижнемелового комплекса и проявляется в резком снижении (в пределах Бухарской ступени) минерализации и метаморфизации вод и в пестроте их типов (Печерников, Титкова, 1968б). При переходе от Бухарской ступени к Чарджоуской тип вод меняется на хлоркальциевый, минерализация вод резко возрастает. Характер изменения гидроизопьез II гидрогеологического комплекса Чарджоуской ступени указывает на то, что здесь произошло наложение двух направлений падения приведенных напоров: в пределах южной части Чарджоуской ступени сохраняется северо-западное направление падения напоров, в северной же части ступени уже ощущается влияние инфильтрационного потока, движущегося со стороны Бухарской ступени.

Химический состав пластовых вод структур Мургабского района довольно близок между собой. Пластовые воды нижнемелового гидрогеологического комплекса этого района высокоминерализованы [3601-4620 мг-экв/л (104,5-132,7 г/л)] и метаморфизованы ($\frac{Na}{Cl} = 0,76-0,86$; $\frac{Cl-Na}{Mg} = 3,5 - 6,1$); количество сульфатов незначительно ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl + SO_4} = 0,6 - 1,7$). Отмечается некоторое падение минерализации и метаморфизации пластовых вод от структуры Байрам-Али в северном, западном и юго-западном направлениях. Величины приведенных напоров падают в западном направлении (от 323,9 до 230,6 м).

Обращает на себя внимание тот факт, что падение минерализации и метаморфизации пластовых вод в Мургабском районе, так же как на Чарджоуской ступени и Центральном-Каракумском своде, совпадает с направлением падения приведенных напоров: от наиболее погруженных участков исследуемой территории к ее приподнятым частям. Следовательно, это явление в целом характерно для всего изучаемого бассейна.

В Кушкинском районе пластовые воды неоком-аптского возраста хлоркальциевого типа близки по составу к пластовым водам Мургабского района. Напоры вод в этом районе весьма высоки (901,6 - 1085,5 м).

Нахождение высокоминерализованных и метаморфизованных рассолов в отложениях юрского и мелового возраста вплоть до самых верхов верхнемелового разреза в Кушкинском районе исключает возможность рассматривать хребты Банди-Туркестан и Паропамиз в качестве областей инфильтрации и создания напоров, тем более, что вдоль указанных хребтов проходят зоны крупнейших разломов, в значительной мере экранирующие поток инфильтрационных вод, которые могут поступить в бассейн из этих горных областей. Высокие абсолютные значения приведенных напоров вод в пределах структур Ислим и Карачоп находятся в соответствии с их высокой гипсометрией. Резкое же различие в величинах их напоров при близкой минерализации пластовых вод скорее всего свидетельствует о гидродинамической разобщенности этих структур.

III гидрогеологический комплекс (альб-сеноманский)

Гидрогеологические условия альб-сеноманского комплекса имеют много общего по характеру изменения гидрохимических показателей с гидрогеологическими условиями неоком-аптского комплекса. В то же время обнаружены и существенные отличия, указывающие на влияние поверхностных вод в формировании состава пластовых вод альб-сеноманских отложений.

На большей части Чарджоуской ступени сохраняются высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, минерализация которых возрастает в юго-восточном на-

правлении: от 372 мг.экв/л (11,9 г/л) до 6128 мг.экв/л (177 г/л); в целом же она значительно снижена по сравнению с пластовыми водами неоком-аптского комплекса. В северо-западной части Чарджоуской ступени появляются маломинерализованные воды сульфатнонатриевого типа, видимо, обуславливаемые своим составом инфильтрационному потоку, идущему со стороны Бухарской ступени.

Коэффициент относительной сульфатности пластовых вод большей части Чарджоуской ступени повышен до 2,5; в северо-западном направлении он увеличивается до 86.

Интересен тот факт, что при переходе от неоком-аптского комплекса к альб-сеноманскому меняется конфигурация изомин. Если для неоком-аптского гидрогеологического комплекса, нижним водоупором которого является верхнеюрская хемогенная толща, конфигурация изомин в значительной степени контролируется пределами распространения соленосной толщи, то на воды альб-сеноманских отложений влияние соли не распространяется.

В меловых комплексах, во-первых, падение напоров происходит из более погруженной части Чарджоуской ступени и, возможно, Бешкентского прогиба вверх по восстанию пластов; во-вторых, отчетливо (особенно на химическом составе пластовых вод) сказывается влияние потока, идущего со стороны Бухарской ступени, причем оно усиливается по мере перехода от вод нижнемеловых отложений к верхнемеловым.

Минерализация пластовых вод альб-сеноманских отложений Мургабского района также значительно снижена по сравнению с водами нижнемеловых отложений [$\Sigma r = 1909-2242$ мг.экв/л (55,2-65,3 г/л); $\frac{Na}{Cl} = 0,86-0,90$; $\frac{Cl-Na}{Mg} = 2,40-3,72$]. Обращает на себя внимание значительное обогащение пластовых вод альб-сеномана в этом районе йодом (15-44 мг/л).

Замеры статических уровней пластовых вод имеются лишь по двум структурам Мургабского района, что, к сожалению, не дает нам возможности судить об изменении напоров в пределах этого района.

IV гидрогеологический комплекс (турон-сенонский)

По четвертому гидрогеологическому комплексу имеются лишь отрывочные данные.

В пределах Чарджоуской ступени увеличение минерализации по-прежнему происходит в юго-восточном направлении: от 220 мг.экв/л (7,2 г/л) до 3700 мг.экв/л (107 г/л); соответственно увеличивается и метаморфизация пластовых вод; сульфатнонатриевый тип вод в юго-восточном направлении сменяется хлоркальциевым.

В пределах Мургабского района вскрыты пластовые воды хлоркальциевого типа с минерализацией 1262 мг.экв/л (36,9 г/л).

В Кушкинском районе в нижней части турон-сенонских отложений присутствуют воды хлоркальциевого типа высокой минерализации - 4500 мг.экв/л (130,7 г/л), значение коэффициента относительной сульфатности < 1 .

Четыре замера статических уровней вод турон-сенона Чарджоуской ступени говорят о падении напоров в северо-западном направлении: от 373,3 м (Керкидаг) до 150,2 м (Гугуртли).

Химический состав пластовых вод IV гидрогеологического комплекса свидетельствует о значительном влиянии в пределах большей части Чарджоуской ступени инфильтрационных вод, движущихся с Бухарской ступени.

ГАЗОВЫЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Центрально-Каракумский свод

Фактический материал по химическому составу растворенных газов, а также данные по газонасыщенности и упругости свидетельствуют о том, что в целом пластовые воды мезозойских отложений Центральной Туркмении в значительной мере недонасыщены растворенным газом. Так, общая упругость газов пластовых вод отложений по разрезу от юры до турона изменяется от 120 до 20 ата, что значительно мень-

ше величин пластовых давлений (коэффициент $\frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{пл}}}$ изменяется от 0,7 до 0,2).

Газонасыщенность пластовых вод в целом возрастает с глубиной, а также в южном направлении: от 50 н см³/л (Ахча-Кая) до 1200 н см³/л (Коюн, Чашкын). При этом по мере удаления от залежей газонасыщенность пластовых вод резко падает. Этот факт свидетельствует о том, что газовые месторождения уже давно находятся в стадии разрушения (Корценштейн, 1964).

Резкой недонасыщенностью растворенными газами характеризуются пластовые воды зоны разрывных нарушений (коэффициент упругости 0,1-0,3), что подтверждает сделанный вывод (на основании химического состава пластовых вод и их динамики) об изолированности этой зоны от всего мезозойского гидрогеологического комплекса.

По своему составу растворенные газы Центральной Туркмении являются углеводородными (у.в. до 100%); в углеводородной части газов преобладает метан, его содержание обычно достигает 76-96%; концентрация тяжелых углеводородов меняется от 0 до 10%. С глубиной концентрация углеводородов возрастает. В направлении южного склона Центрально-Каракумского свода увеличивается содержание тяжелых углеводородов при параллельном уменьшении в составе газа доли метана.

Характерной особенностью пластовых вод отложений юрского и мелового возраста Центральной Туркмении является высокая концентрация азота (более 40%). По мнению ряда исследователей, этот азот биогенного происхождения. Расчеты, проведенные по формуле В.Н. Корценштейна, показывают, что количество биогенного азота составляет до 80% его общего количества. При этом высокие концентрации азота часто совпадают с зонами повышенных концентраций в составе растворенных газов тяжелых углеводородов, легко усваиваемых анаэробными бактериями. Видимо, это свидетельствует о повышенной микробиологической активности в рассматриваемых районах.

Глубокими изменениями под влиянием жизнедеятельности бактерий (сульфатвосстанавливающих, углеводородокисляющих, тионовых) характеризуется также состав свободных газов и конденсатов Зеагли-Дарвазинской группы поднятий. Все эти факты говорят о том, что в настоящее время залежи углеводородов Центрально-Каракумского свода находятся в стадии разрушения. Вероятно, этому процессу в прошлом способствовало усиление тектонической активности, проявлявшейся на определенных этапах геологической истории этого района.

Очень важным показателем системы газ - вода является распределение парциальных упругостей углеводородов, составляющих газовую смесь, между свободной и растворенной фазами. Анализ этих данных для Модарского и Сакарчагинского месторождений показал, что упругость углеводородных газов в залежах больше, чем в пластовых водах; таким образом, происходит диффузия углеводородов из залежи в пластовые воды. На этом основании рядом авторов делается вывод о том, что существующие залежи в Центральном и Низменном Каракумах сформировались не за счет углеводородных газов, растворенных в пластовых водах, а в результате исключительно струйной миграции углеводородов со стороны погруженных частей свода (Габриэлянц, Терехов, 1968; Хуснутдинов, 1970).

В целом увеличение по отдельным горизонтам упругости и газонасыщенности растворенных газов в направлении южного погружения Центрально-Каракумского свода свидетельствует о повышении перспективности залежей нефти и газа в этом направлении. Такой вывод подтверждается геологическими материалами З.Б.Хуснутдинова (1970), изучавшего условия формирования залежей в пределах свода и пришедшего к выводу о миграции углеводородов со стороны Предкопетдагского прогиба в северном направлении. Структуры северного погружения свода на основании геохимических данных малоперспективны.

Восточная Туркмения

В пределах Восточной Туркмении фактический материал ограничен данными по химическому составу растворенных газов. По газонасыщенности вод и упругости газов сведений крайне мало.

Состав растворенных газов ниже-среднеюрских отложений преимущественно углеводородный; содержание углеводородов чаще всего изменяется незначительно (90-

99%). При этом в пределах Чарджоуской ступени обнаруживается определенная закономерность в распределении тяжелых углеводородов в углеводородной части растворенных газов: их содержание в юго-восточном направлении последовательно увеличивается от 3,5 до 29,7%; такое же явление наблюдается и по пластовым водам верхнеюрских отложений, хотя пределы изменений сокращаются до 2,0–7,1% (Печерников, Титкова, 1971).

Интересно отметить, что характер этого изменения в общих чертах совпадает с изменением приведенных напоров и минерализации пластовых вод тех же отложений. Видимо, это свидетельствует об однонаправленности гидрогеологических и геохимических процессов, происходящих во всем юрском гидрогеологическом комплексе, а также о первичной обогащенности вод ниже-среднеюрских отложений растворенными тяжелыми углеводородами и о миграции их из наиболее погруженных частей исследуемой территории. В целом пластовые воды юрских отложений характеризуются максимальной в пределах всего осадочного чехла газонасыщенностью (превышающей 1200 н см³/л).

Газонасыщенность вод неоком-аптских отложений резко снижается по сравнению с юрскими. Меняется и состав газа: если в подсолевых отложениях преобладают углеводородные (метановые) газы, то в надсолевых отложениях газ преимущественно азотный.

На характер распределения тяжелых углеводородов в растворенных газах неоком-аптских отложений большое влияние оказывает присутствие соленосной толщи. В пределах распространения соли относительные концентрации тяжелых углеводородов сравнительно низки (меньше 2%) при довольно высоких концентрациях азота (10–25%). В северо-западном направлении, в зоне отсутствия водоупора, разделяющего юрский и нижнемеловой комплексы, содержание тяжелых углеводородов возрастает до 9,9%. Еще далее к северо-западу оно снова снижается (< 1%) при параллельном возрастании в составе газа растворенного азота атмосферного происхождения, т.е. на состав газа начинает оказывать влияние инфильтрационный поток, движущийся со стороны Бухарской ступени в северо-западном направлении. Этим выводам не противоречат наши представления о закономерностях изменения химического состава пластовых вод и об их динамике. Вверх по разрезу влияние инфильтрационного потока усиливается, и уже в пластовых водах альб-сеноманских отложений структуры Гугуртли газ на 64% состоит из воздушного азота.

В целом газонасыщенность пластовых вод отложений верхнемелового возраста крайне низкая; давления насыщения растворенных газов во много раз меньше пластовых давлений.

Малочисленные данные по растворенным газам Мургабского района свидетельствуют о том, что для пластовых вод отложений киммеридж-титонского возраста характерна низкая газонасыщенность; состав азота или углеводородно-азотный, или азотно-углекислый. В углеводородной части газа отмечается высокая концентрация гомологов метана, достигающая 30%, что, вероятно, связано с нефтепроявлениями на этих площадях. В целом растворенные газы соленосных отложений характеризуются повышенными содержаниями азота (не менее 20%).

Пластовые воды отложений нижнемелового возраста характеризуются низкой газонасыщенностью (Марыйская площадь – 501 н см³/л); состав газа метановый, с ничтожным содержанием тяжелых углеводородов (3,7%) и незначительной концентрацией неуглеводородных компонентов (2,6%). По мнению И.С. Старобинца (1966), отсутствие тяжелых углеводородов в газах надсолевых отложений в Мургабском районе связано с улавливанием жидких углеводородов и части газообразных гомологов метана при прохождении газов через соляную толщу, обогащенную здесь терригенным материалом.

Близкий состав растворенных газов Кушкинского района в отложениях от юры до маастрихта, углеводородный по составу, в значительной степени обогащенный углеводородами (до 16–21%), свидетельствует об их генетическом единстве.

Воды отложений мезозойского возраста в этом районе отличаются высокой газонасыщенностью (656–1445 н см³/л) при низких значениях дефицита давления насыщения. Обращает на себя внимание тот факт, что пластовые воды здесь обогащены сероводородом, концентрация которого достигает 260–300 мг/л; присутствие азота (до 10%) и углекислоты (до 22%) в составе отдельных проб газа свидетельствует о происходящих современных процессах окисления углеводородных скоплений.

КРАТКАЯ ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Для изучаемой части Туркмении характерны довольно высокие температуры недр; при этом с глубиной, параллельно общему увеличению температуры, растет и амплитуда ее колебания по площади среза. Определяющее влияние на температурный режим всей осадочной толщи оказывает геолого-структурный фактор. Геоизотермы, проведенные для отдельных срезом: -500 -1000, -1500 и -2000 м, в общих чертах повторяют контуры наиболее крупных структурных элементов палеозойского фундамента (Борзасеков, 1969).

Наименьшие температуры приурочены к областям глубокого прогибания (Предкопетдагский и Заунгузский прогибы и Мургабская впадина).

Общее повышение температур отмечено в направлении палеозойских горных сооружений, являющихся северной границей Каракумского бассейна. Максимальные температуры приурочены к Кушкинской зоне поднятий, характеризующейся проявлением палеогенового вулканизма.

Высокими температурами характеризуется Центральнo-Каракумский свод, где породы фундамента залегают на относительно небольшой глубине.

Определенную роль в региональном перераспределении тепла играет литологический состав пород, однако роль этого фактора в формировании региональных тепловых полей значительно меньше, чем геолого-структурного фактора. Теплоизолирующие свойства палеогеновой глинистой толщи, геотермический градиент в пределах которой характеризуется максимальными величинами (4,2-4,7°C) /100 м, способствуют сохранению высоких температур в подстилающих отложениях, но в то же время приводят к их резкому снижению в покрывающих неоген-антропогенных образованиях. В юрских отложениях наблюдается изменение величины геотермического градиента в зависимости от смены литологического состава пород; особенно низок он - (1,6 - 1,8°C) /100 м - в отложениях соленосной толщи.

Как известно, важная роль в конвективном переносе тепла отводится подземным водам. Однако геотермическими исследованиями в пределах различных артезианских бассейнов установлено, что в зонах весьма затрудненного водообмена, где скорости движения пластовых вод ничтожны, роль гидрогеологических условий в региональном перераспределении тепла не проявляется.

Анализ распределения температур подтверждает это положение и для Каракумского бассейна напорных вод, являющегося замкнутым бассейном платформенного типа с практически застойным режимом пластовых вод. Узкая зона охлаждения недр наблюдается лишь в пределах горных сооружений Копетдага, Зеравшана и Гиссара, фиксируемая снижением величин геотермических градиентов. Для остальной части территории смещения границ региональных максимумов температур относительно структурной поверхности палеозойского фундамента не наблюдается. Лишь в пределах отдельных локальных поднятий (Питнякская и Зеагли-Дарвазинская группы), осложненных тектоническими нарушениями, отмечаются положительные термоаномалии, обусловленные перетоками пластовых вод из нижележащих отложений вверх по разрезу.

Рассмотренные выше материалы по гидрохимии, гидродинамике, геотермии и газовому составу пластовых вод мезозойских отложений Центральной и Восточной Туркмении дают возможность сделать ряд выводов.

1. Вся изучаемая территория входит в единый Каракумский бассейн напорных вод, в пределах которого существует общность региональных геологических условий, определяющих общие закономерности распределения напоров вод и формирования их состава.

Было установлено, что на этом фоне каждый из крупных структурных элементов характеризуется своими специфическими особенностями гидрогеологических условий. Это позволило нам в рамках единого Каракумского бассейна выделить ряд гидрогеологических районов, приуроченных к таким геоструктурным элементам, как Центральнo-Каракумский свод, Чарджоуская ступень, Мургабская и, вероятно, Заунгузская впадины. Так, например, в мезозойском разрезе большей части Восточной Туркмении выделяются четыре гидрогеологических комплекса, в то же время отложения мезозойского возраста Центральнo-Каракумского свода в силу особенностей их геологического строения входят в единый гидрогеологический комплекс.

2. Распределение напоров пластовых вод в изучаемом бассейне напорных вод довольно сложно и подчинено двум гидродинамическим режимам. Преобладающим является экспелляционный (элизионный) режим, который определяет падение приведенных напоров под влиянием разницы в геостатических нагрузках и температурах со стороны наиболее погруженных частей региона - Предкопетдагского, Бешкентского прогибов и Мургабской впадины. Второй режим - инфильтрационный - имеет ограниченное распространение. Он характерен лишь для верхнемеловых отложений северо-западной части Чарджууской ступени и определяет движение пластовых вод со стороны Бухарской ступени, расположенной за северной границей рассматриваемой территории. На примере этого района подтверждена возможность существования в пределах единого водонапорного комплекса двух гидродинамических режимов.

3. В тесной связи с распределением напоров пластовых вод находятся и особенности их химического состава. На большей части изучаемого региона в отложениях мезозойского возраста распространены высокоминерализованные и метаморфизованные, практически бессульфатные воды хлоркальциевого типа седиментационного происхождения, свидетельствующие о нахождении их в зоне весьма затрудненного водообмена.

4. Горные сооружения Копетдага, хребты Паропамиз, Банди-Туркестан, юго-западные отроги Гиссара не являются современными областями инфильтрации и создания напоров для всех рассмотренных комплексов изучаемой территории.

5. Открытые области разгрузки в пределах изучаемой территории отсутствуют. Скрытая разгрузка происходит в зонах перетоков вод из нижележащих горизонтов в вышележащие (Центрально-Каракумский, Питнякский, Кушкинский и другие районы).

6. Пластовые воды мезозойских отложений Центральной и Восточной Туркмении в целом в значительной мере недонасыщены растворенными газами. Данные по химическому составу растворенных газов, а также по их газонасыщенности и упругости свидетельствуют о том, что они находятся в тесной зависимости от общих гидрогеологических условий, свойственных каждому из выделенных комплексов.

7. Для Каракумского бассейна напорных вод, являющегося замкнутым бассейном платформенного типа, для которого характерна обстановка весьма затрудненного водообмена, роль гидрогеологических условий в региональном перераспределении тепла ничтожна. Определяющее влияние на температурный режим всей осадочной толщи оказывает геолого-структурный фактор, а также литологический состав пород.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПЛАСТОВЫХ ВОД

Как было отмечено выше, органическое вещество является наименее изученной составляющей пластовых вод отложений мезозойского возраста Центральной и Восточной Туркмении. В то же время, по мнению ряда исследователей, органические компоненты подземных вод считаются одним из геохимических показателей, представляющих особый интерес для познания процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Органические компоненты используются также для региональной и локальной оценки перспектив нефтегазонасыщенности.

Это явилось причиной углубленного исследования именно органических компонентов в составе пластовых вод рассматриваемого региона. В пластовых водах определялись (Барс, Коган, 1965): органический углерод битумной фракции ($C_{бит}$), в ряде проб общий органический углерод (непосредственно в минерализованной воде - $C_{общ}$) и углерод летучих органических соединений в отгонах с водяным паром - $C_{лет}$. Кроме того, были использованы показатели, характеризующие абсолютное содержание сложных восстановленных соединений в составе битумной фракции, измеряемое величиной йодатной окисляемости ($O_{2йод}$), а также количество азоторганических соединений (в той же фракции - $N_{общ}$), содержание фенолов (как нелетучих - в битумной фракции, так и летучих - в отгонах) и нафтеновых (нефтяных) кислот (определяемых непосредственно в исходной воде). Помимо этих данных, для интерпретации закономерностей изменения содержания и состава органического

вещества были использованы соотношения ряда показателей: $\frac{O_{2йод}}{C_{бит}}$, $\frac{C_{лет}}{C_{общ}}$ (%) и др.

$\frac{C_{бит}}{C_{общ}}$ (%) и др.



В своих исследованиях мы исходили из того, что на состав и содержание органических веществ в пластовых водах действует совокупность геологических, геохимических и гидрогеологических факторов. Представлялось важным выяснить, какие же из указанных факторов оказывали решающее влияние. С этой целью было проведено детальное исследование различного рода связей и зависимостей для каждого гидрогеологического района в отдельности.

Как уже было показано, для всего мезозойского разреза исследуемого бассейна характерны пластовые воды высокой минерализации и метаморфизации; тип вод практически повсеместно хлоркальциевый (исключение составляют самые верхи верхнемелового разреза, где тип вод сменяется на сульфатнатриевый). Эти условия, как известно, неблагоприятны для накопления в пластовых водах значительных концентраций органических веществ; в водах этого типа преобладают нейтральные и основные компоненты. Изменение же минерализации по площади и разрезу отдельных районов скорее всего не определяет содержания и состава растворенного органического вещества: между ними нет прямой связи. Примером служат пластовые воды верхнеюрских и нижнемеловых отложений Чарджоуской ступени, близкие по величинам общей минерализации и значительно отличающиеся по содержанию органических компонентов, находящихся в их составе. В то же время пластовые воды нижне- и верхнемеловых отложений Центрально-Каракумского свода, характеризующиеся значительным колебанием величин общей минерализации, содержат близкие количества органических веществ.

Различия в температурных условиях отдельных гидрогеологических районов рассматриваемой территории навели нас на мысль проследить, как ведут себя с изменением температуры основные показатели органического вещества пластовых вод.

Для этой цели был построен ряд графиков (рис. 2) изменения величин отдельных компонентов органических веществ подземных вод ($C_{\text{бит}}$, $O_{2\text{йд}}$, $N_{\text{общ}}$, фенолы, нафтеновые кислоты) в зависимости от пластовой температуры.

Как и следовало ожидать, различные показатели растворенного органического вещества неодинаково реагируют на изменение пластовой температуры. Если такие показатели, как углерод битумной фракции, количество трудноокисляющихся соединений, суммарное количество фенолов и нафтеновые кислоты, обнаруживают одинаковую тенденцию к увеличению абсолютных величин концентраций с возрастанием температуры, то для органического азота эта связь прослеживается не так четко. Вероятно, это свидетельствует о различном происхождении азоторганических соединений в глубинных водах исследуемого района.

Обращает на себя внимание еще и тот факт, что изменение показателей органического вещества с температурой в отдельных гидрогеологических районах изучаемой территории происходит по-разному.

Наибольшими концентрациями органического вещества характеризуются пластовые воды структур Чарджоуской ступени, температура которых изменяется в пределах 40–110°C.

Для структур Мургабского района, где пластовые температуры наибольшие (100–120°C), хотя тенденция к увеличению показателей органического вещества с возрастанием температуры сохраняется, абсолютные величины всех показателей, во-первых, резко снижаются, во-вторых, изменяются в более узких пределах по сравнению с показателями органических веществ в водах структур Чарджоуской ступени.

Еще меньшие концентрации и диапазон изменения величин органического вещества характерны для пластовых вод Центрально-Каракумского свода, для которых пластовые температуры наименьшие (30–80°C). Графики (рис. 2) свидетельствуют также и о том, что резкие изменения в нарастании содержания органических компонентов наблюдаются в интервале температур от 60 до 80°C. Это, вероятно, связано с химической природой самих органических соединений.

Таким образом, в пределах каждого из выделенных районов повышение температуры ведет в общем к накоплению в водах органического углерода битумной фракции, к повышению величин йодатной окисляемости, концентрации фенолов и нафтеновых кислот. В то же время температурные условия недр, видимо, не являются единственным фактором, определяющим различия в содержании и составе водорастворенных органических веществ всего рассматриваемого региона.

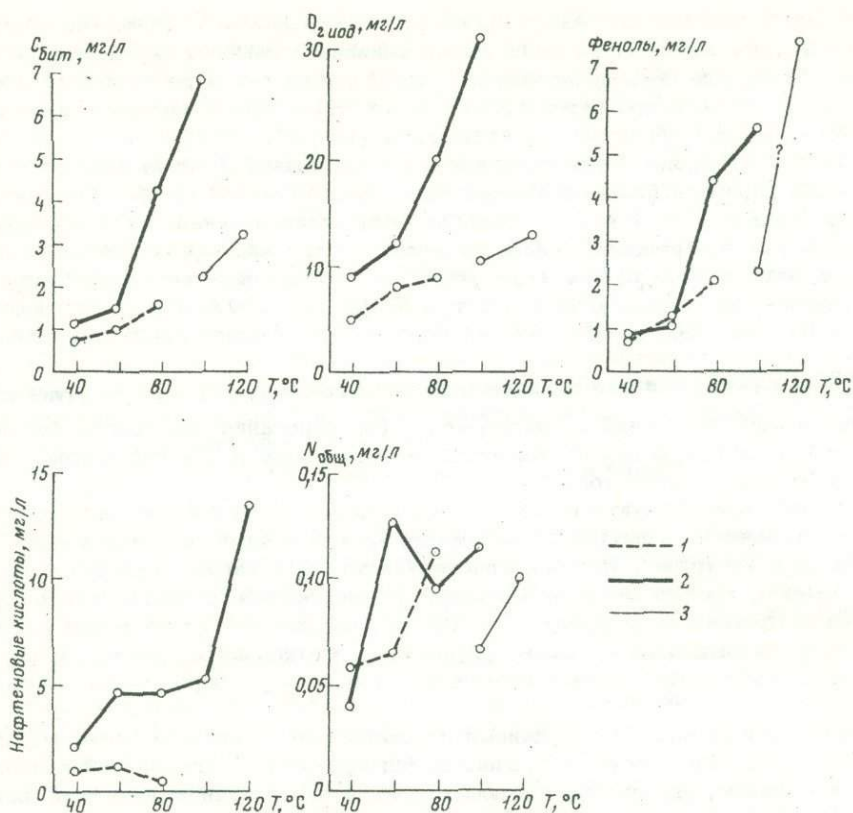


Рис. 2. Изменение содержания органических веществ в пластовых водах различной температуры
 1 - Центрально-Каракумский район; 2 - Амударьинский район; 3 - Мургабский район

Выяснение характера влияния общих гидрогеологических особенностей района на распределение органических веществ в пластовых водах, как было отмечено выше, проводилось нами по отдельным гидрогеологическим районам (Амударьинскому, Мургабскому, Заунгузскому), а в их пределах - по отдельным водоносным комплексам.

Пластовые воды I (юрского гидрогеологического комплекса в пределах Чарджоуской ступени (Амударьинский район) весьма обогащены органическим веществом. В целом оно характеризуется высоким содержанием углерода битумной фракции (до 67,5 мг/л), а также общего углерода и углерода летучих соединений. Концентрация азота достигает 0,27 мг/л, причем в большинстве случаев преобладает азот устойчивых соединений. Значительны количества трудноокисляющихся соединений (82,7 мг/л), велики абсолютные величины концентраций фенолов (до 28 мг/л).

Характер органического вещества пластовых вод юрских отложений в пределах Чарджоуской ступени значительно изменяется в сторону общего погружения отложения осадочного чехла - с северо-запада на юго-восток. Так, если для структур Питнякского района содержание углерода битумной фракции составляет <1 мг/л, то в юго-восточном направлении (Сакар) оно постепенно возрастает до 67,5 мг/л. В этом же направлении резко увеличивается содержание трудноокисляющихся соединений (от 3,1 до 114,0 мг/л), общего азота (от 0,01 до 0,27 мг/л), углерода летучих соединений (от 0 до 765 мг/л), общего органического углерода (от 20 до 3400 мг/л), фенолов (от 0,25 до 28,3 мг/л). Все это говорит о том, что по мере погружения юрских отложений в их водах накапливаются все большие концентрации органического вещества; состав его становится более сложным и разнообразным. Этому способствует и повышение температуры пластовых вод с увеличением глубин залегания юрского гидрогеологического комплекса.

На характер водорастворенного органического вещества III¹ (нижнемелового) гидрогеологического комплекса определяющее влияние оказывает верхнеюрская соленосная толща. Там, где соль представлена чистой разностью и ее мощность достигает значительных величин, при переходе от юрских отложений к меловым происходит явное обеднение вод органическим веществом (Сакар).

Содержание углерода битумной фракции не превышает 3 мг/л; соответственно уменьшается величина йодатной окисляемости (< 10 мг/л), резко снижается концентрация фенолов (~ 1 мг/л), углерода летучих соединений. На структурах, расположенных уже за пределами распространения соли, картина совершенно иная. Пластовые воды в этом районе (Гугуртли) богаты органическим веществом: сравнительно высоко содержание углерода битумной фракции (10,4 мг/л), трудноокисляющихся соединений (39,6 мг/л), фенолов (8,2 мг/л); повышена величина отношения

$\frac{C_{\text{лет}}}{C_{\text{общ}}}$ 100 (49,2%). Все это свидетельствует о возможной миграции углеводородов из нижележащих отложений и подтверждает (на основании данных по органическим компонентам) высокую перспективность нижнемеловых отложений в зоне отсутствия верхнеюрской соленосной толщи.

Пластовые воды структуры Кабаклы по содержанию и составу органического вещества занимают промежуточное положение между водами описанных выше структур (Сакар и Гугуртли). Видимо, галогенная толща в какой-то степени послужила здесь экраном, препятствующим миграции углеводородов; с другой стороны, сравнительно небольшая ее мощность (~100 м), замещение галита в этом районе ангидритом и значительная примесь терригенного материала в окраинных частях соленосной толщи все же сделали возможным прохождение через нее наиболее легких компонентов.

В целом приведенные выше данные подтверждают сделанный ранее вывод о том, что толща хемогенных осадков, разделяющая юрский и нижнемеловый гидрогеологические комплексы, играет определяющую роль в вертикальном движении значительно обогащенных органическим веществом вод из юрских отложений в меловые.

Воды III (альб-сеноманского) гидрогеологического комплекса содержат заметно меньшее количество органического вещества по сравнению с нижележащими отложениями. Содержание в пластовых водах органического углерода битумной фракции, характеризующего общую обогащенность вод битумным органическим веществом, изменяется от 0,3 до 2,5 мг/л. Величина йодатной окисляемости колеблется от 2,8 до 18,5 мг/л, наблюдается дальнейшее снижение вверх по разрезу концентраций фенолов до 0,2-2,7 мг/л.

На общее снижение концентрации органических веществ пластовых вод северо-западной части Чарджоуской ступени (Гугуртли), видимо, оказали влияние поверхностные факторы, приведшие к значительному уменьшению минерализации и метаморфизации вод этого района (вплоть до смены типа вод с хлоркальциевого на сульфатнонатриевый).

По мере погружения альб-сеноманских отложений в юго-восточном направлении и улучшения условий сохранности органического вещества концентрации его в водах возрастают. Особенно четко это прослеживается по содержанию трудноокисляющихся соединений и фенолов. Как и по нижележащим отложениям, в юго-восточном направлении к Бешкентскому прогибу увеличивается содержание общего органического азота.

Крайне ограниченные сведения о характере органического вещества вод турон-сеноманских отложений свидетельствуют о его низких концентрациях по сравнению с нижележащими отложениями, причем уменьшение это сказывается прежде всего на содержании фенолов (менее 1,0 мг/л), а также трудноокисляющихся и азотистых соединений (0-0,17 мг/л).

Данных по органическому веществу пластовых вод в пределах Мургабского и Кушкинского районов значительно меньше, чем по Амударьинскому. Воды юрских отложений Мургабского района охарактеризованы лишь одной пробой, полученной из кимеридж-титонской хемогенной толщи (Кели). Концентрация углерода битумной фракции составляет 2,6 мг/л при высоких содержаниях углерода летучих соединений (109,4 мг/л) и общего органического углерода (337,3 мг/л); значительны величина йодатной окисляемости (11,2 мг/л), а также суммарное содержание фенолов (> 14 мг/л).

Характер распространения органических компонентов в пластовых водах нижне-меловых отложений (карабийская свита) свидетельствует о том, что пластовые воды южных структур (Байрам-Али и Майской) более обогащены органическим веществом, чем воды северных структур (Шарапли и Кели). Если для последних содержание углерода битумной фракции не превышает 1 мг/л, то в южном направлении его концентрация достигает 5,1 мг/л. Пластовые воды этих структур соответственно различаются по величинам йодатной окисляемости (от 7,1 до 19,4 мг/л) и по содержанию фенолов (от 1,06 до 3,9 мг/л).

Сказанное выше свидетельствует о том, что условия накопления и сохранения органического вещества в пластовых водах южных структур Мургабского района были более благоприятны, чем в водах северных структур. Видимо, причиной этого явления служит тот факт, что структуры Кели и Шарапли находятся в зоне сочленения двух крупных зон разрывных нарушений – Репетек-Келифской и Мургабской, где восходящие и нисходящие движения отличались большими амплитудами по сравнению со смежными районами. Следствием этого явилась своеобразная палеогеогеологическая обстановка района, что, видимо, не могло не сказаться как на составе пластовых вод, так и на характере водорастворенного органического вещества.

В пределах Кушкинского района, охарактеризованного лишь девятью пробями вод, состав органического вещества в пластовых водах всех отложений сходен, начиная с юрских вплоть до сенонских (концентрация углерода битумной фракции изменяется от 0,5 до 3 мг/л; нелетучие фенолы составляют 0,5–1,0 мг/л); в целом органическое вещество является довольно высоковосстановленным ($\frac{O_2 \text{ йод}}{Сбит} = 5 - 15$). Примечательно, что подземные воды этого района содержат повышенное количество нафтеновых кислот (до 10,4 мг/л), что характерно для вод, сопутствующих нефти.

Для пластовых вод Центрально-Каракумского свода и его обрамления характерны низкие величины показателей органического вещества подземных вод по сравнению с остальной территорией. Особенно это касается концентрации углерода битумной фракции (в среднем не превышающей 1,5 мг/л), фенолов (суммарное количество которых равно 1,0 мг/л), а также количества трудноокисляющихся соединений.

Надо отметить, что пластовые воды мезозойских отложений рассматриваемого района, объединяющиеся в единый гидрогеологический комплекс, характеризуются в общем и близкими величинами показателей растворенного органического вещества. Так, пластовые воды от юры до сеномана самой северной Ахча-Каинской структуры однообразны по составу и содержанию органических веществ. Содержание углерода битумной фракции не превышает 1,5 мг/л (в среднем составляет 0,8 мг/л); фенолов – 1 мг/л, степень восстановленности органического вещества редко превышает 10. Вверх по разрезу концентрация органического вещества меняется мало.

В пределах Загли-Дарвазинского поднятия (где расположены все газовые месторождения этого района) концентрация органического вещества в целом несколько возрастает по сравнению с Ахча-Каинской структурой, оставаясь почти одинаковой по всему разрезу меловых отложений. Так, содержание углерода битумной фракции изменяется от 0,5 до 2,2 мг/л, количество трудноокисляющихся соединений составляет 6–8 мг/л, содержание фенолов менее 1 мг/л; весьма значительна степень восстановленности органического вещества (18–20). В направлении к структурам южного склона Центрально-Каракумского свода по мере увеличения глубины залегания водоносных комплексов, пластовой температуры, застойности подземных вод концентрация органического вещества в пластовых водах возрастает. Содержание углерода битумной фракции достигает 5,4 мг/л, азота – 0,24–0,26 мг/л, фенолов – 2–3 мг/л, т.е. по мере возрастания степени гидрогеологической закрытости недр улучшаются условия накопления органических компонентов в пластовых водах.

Все сказанное свидетельствует о том, что гидрогеологические условия, существующие в пределах отдельных комплексов, в значительной мере контролируют распределение органических веществ в пластовых водах.

О существовании связи концентрации органических веществ пластовых вод с продуктивностью разреза убедительно свидетельствуют особенности распределения содержаний их компонентов в этих водах. Как видно из прилагаемых диаграмм (рис. 3), пробы вод, отобранные из регионально непродуктивных отложений и пустых структур,

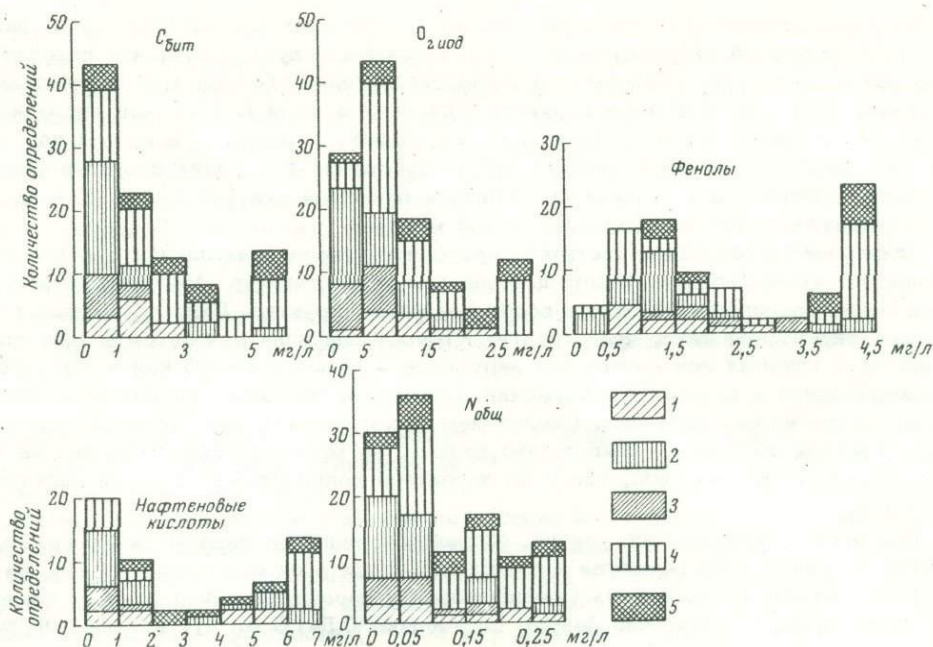


Рис. 3. Содержание органических веществ в пластовых водах в зависимости от продуктивности отложений
 1 – регионально непродуктивные отложения, 2 – локально непродуктивные отложения; 3 – пустая структура; 4 – законтурная часть залежи; 5 – внутриконтурная часть залежи

обнаруживают в своем распределении единственный максимум, соответствующий фоновым значениям концентраций органических веществ в пластовых водах. Для пластовых вод, отобранных из внутриконтурной и законтурной частей залежи, отчетливо прослеживается дополнительный максимум, говорящий об ином источнике поступления органических компонентов в воды, которым, очевидно, является сама залежь. Подземные воды локально непродуктивных горизонтов занимают промежуточное положение между двумя описанными выше группами.

Следовательно, на основании приведенных диаграмм мы можем достаточно обоснованно рассматривать органическое вещество в пластовых водах Центральной и Восточной Туркмении как региональный показатель газонефтеносности.

Прежде чем приступить к выяснению связи химического состава углеводородных скоплений с составом и содержанием органических веществ в пластовых водах, уместно напомнить, что выделенные в пределах изучаемой территории гидрогеологические районы в общих чертах совпадают с нефтегазоносными областями южной части Туранской плиты: Заунгузской, Центрально-Каракумской, Мургабской и Бухаро-Хивинской. Если первые три отличаются в основном газовым характером углеводородных скоплений, то последняя (имеется в виду туркменская ее часть) – газоконденсатным.

Для Чарджоуской ступени характер органического вещества в пластовых водах юрских отложений различен. Если органическое вещество ниже-среднеюрских отложений в целом свойственно пластовым водам, сопровождающим нефтяные и газоконденсатные залежи (высокие концентрации углерода битумной фракции, азота органических соединений, суммарного содержания фенолов, относительно высокие значения степени битуминизации нелетучих соединений), то органическое вещество пластовых вод оксфорд-келловейских отложений указывает на газоконденсатные и газовые залежи (увеличение доли летучих органических соединений).

При этом в северо-западном направлении по мере подъема пластов органическое вещество вод все больше приобретает черты, свойственные водам газовых залежей: подвижные формы азота преобладают над устойчивыми, возрастает величина отношения $\frac{O_{2иод}}{C_{бит}}$ (с 3–5 до 5–8), соответственно изменяется и доля углерода летучих соединений по отношению к общему органическому углероду (с 20 до 60%).

Такой характер распределения по площади органического вещества пластовых вод юры дает нам возможность говорить о предполагаемом направлении миграции углеводородов в пределах Чарджоуской ступени с юго-востока на северо-запад. Этому не противоречат и наши представления о направлении изменения приведенных напоров пластовых вод юрского гидрогеологического комплекса.

Как уже отмечалось выше, в распределении тяжелых углеводородов в углеводородной части растворенных газов северной части Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области обнаруживается определенная закономерность: в юго-восточном направлении последовательно увеличивается содержание тяжелых углеводородов от долей процента (Янгиказган, Акджар) до 29,7% (Фараб). При этом изолинии равных значений содержания тяжелых углеводородов растворенных газов ниже-среднеюрских отложений практически совпадают с распределением гидроизопьез и изомин пластовых вод этих отложений. В составе растворенных газов пластовых вод верхнеюрских отложений сохраняется та же закономерность: увеличивается содержание тяжелых углеводородов, хотя диапазон изменения величин сокращается по сравнению с нижележащими отложениями (0,5–7,1%). По мнению И.С. Старобинца (1966), постепенное обеднение в северо-западном направлении углеводородов ароматическими и высококипящими соединениями свидетельствует о латеральном движении их в этом направлении.

Все это подчеркивает однонаправленность процессов, происходящих в юрских отложениях всего этого района.

Отличительной особенностью пластовых вод продуктивной части разреза Чарджоуской ступени является значительное обогащение их фенолами (максимальное для всего изучаемого региона), в основном за счет летучих форм. Такое явление закономерно, если принять во внимание тот факт, что конденсаты этого района более чем на 40% состоят из ароматических углеводородов.

Для Мургабского района скудные данные по составу органического вещества пластовых вод юры в целом говорят о сходстве его с органическим веществом вод, сопутствующих газонефтяным залежам (относительно высокие концентрации углеводорода, значительные величины йодатной окисляемости и фенолов). Резкое повышение содержания тяжелых углеводородов в растворенных газах пластовых вод гаурдакской толщи также свидетельствует об их нефтяном происхождении. Легкая нефть, встречающаяся в гаурдакской толще, по мнению И.С. Старобинца (1966), является метаморфизованным конденсатом, выпавшим при прохождении газа через проницаемую толщу. Вследствие высоких сорбционных свойств соленосной толщи в этом районе при прохождении через нее углеводородных флюидов произошло улавливание жидких углеводородов и части гомологов метана в составе растворенных и свободных газов. В пластовых водах надсолевых отложений основную роль начинают играть более простые и более восстановленные органические компоненты, свидетельствующие о газовом характере залежей. При этом в северо-северо-западном направлении (от структур Байрам-Али и Майской к структурам Кели и Шарапли) наблюдается снижение абсолютных концентраций органических компонентов в пластовых водах (углерода битумной фракции, углерода летучих соединений, общего углерода, йодатной окисляемости, фенолов) при параллельном увеличении в их составе доли углерода летучих соединений по отношению к общему органическому углероду; возрастает также величина отношения $\frac{O_2 \text{ йод}}{C \text{ бит}}$.

Таким образом, здесь намечается та же тенденция, которая была выявлена в продуктивных горизонтах Амударьинского района. По-видимому, в нижнемеловых отложениях Мургабского района (крайне скудный материал не позволяет нам говорить об этом достаточно уверенно) северо-северо-западное направление является предполагаемым направлением миграции углеводородов, чему не противоречат гидрогеологические особенности этого района.

Следует отметить, что более низкое содержание ароматических углеводородов в групповом составе нефти Мургабского района (менее 20%) по сравнению с Амударьинским отразилось и в сниженных концентрациях фенолов в пластовых водах Мургабского района.

В Кушкинском районе, продуктивные горизонты которого относятся к юрским, нижне- и верхнемеловым отложениям и входят в единый гидрогеологический комплекс, концентрация органических веществ в пластовых водах близка по всему разрезу.

Состав органических компонентов в целом сходен с органическим веществом вод газонефтяных залежей. Незначительное же содержание ароматических углеводородов в составе конденсатов (менее 10%) являлось причиной низких концентраций фенолов в пластовых водах. Газы пластовых вод этого района обогащены тяжелыми углеводородами (до 16–21%), что (если учесть повышенные концентрации в водах нефтяных кислот) свидетельствует о возможности существования здесь залежей нефти.

Для пластовых вод Центрально-Каракумского свода, характеризующихся низким и концентрациями органических компонентов в водах по всему мезозойскому разрезу, наиболее показательна степень восстановленности органического вещества ($\frac{O_2 \text{ йод}}{C \text{ бит}}$).

Эта величина достигает 18–20, что характерно для вод газовых залежей.

В направлении к структурам южного склона Центрально-Каракумского свода концентрация органического вещества в пластовых водах возрастает. Это относится к величинам концентраций углерода битумной фракции, азота органических соединений к суммарному содержанию фенолов. Степень же восстановленности органического вещества уменьшается по сравнению со структурами самого свода, т.е. в южном направлении органическое вещество в пластовых водах приобретает облик, характерный для органического вещества вод нефтяных залежей. Параллельно общему возрастанию абсолютного содержания органических компонентов в пластовых водах в южном направлении увеличивается упругость и газонасыщенность растворенных газов.

Низкие концентрации органического вещества в пластовых водах приподнятой части Центрально-Каракумского свода соответствуют чисто газовому характеру залежей (причем газ "сухой"), а также резкой недонасыщенности пластовых вод растворенными газами.

Из этого раздела можно сформулировать основные выводы.

1. В пределах всего рассматриваемого региона каждый из крупных геоструктурных элементов характеризуется своими специфическими особенностями состава и содержания органических компонентов в пластовых водах.

2. Выявлен ряд факторов, влияющих на содержание и состав органических веществ в пластовых водах:

а) рост пластовой температуры ведет к общему накоплению в составе подземных вод органического углерода битумной фракции, повышению величин йодатной окисляемости, концентрации фенолов и нефтяных кислот. При этом изменение показателей органического вещества с изменением температуры в отдельных гидрогеологических районах происходит по-разному;

б) особенности гидрогеологических условий отдельных водоносных комплексов в значительной мере контролируют распределение органических веществ в пластовых водах: наибольшие концентрации его характерны для гидрогеологически наиболее закрытых участков территории; влияние инфильтрационных вод отрицательно сказывается на содержании органического вещества в пластовых водах. Районы, где осуществляется гидравлическая связь отдельных гидрогеологических комплексов или водоносных горизонтов, характеризуются близкими значениями органических показателей по всему разрезу;

в) в целом максимальными концентрациями органического вещества более сложного состава отличаются сингенетично нефтегазоносные комплексы. В зонах распространения вторичных залежей концентрация органического вещества в пластовых водах более низкая, состав более простой.

3. Имеющийся в нашем распоряжении материал по поведению отдельных показателей растворенного органического вещества (углерод битумной фракции, количество трудноокисляющихся соединений, общий органический азот, суммарное количество фенолов, нефтяные кислоты, а также отдельные их соотношения) позволяет рассматривать органическое вещество в пластовых водах мезозойских отложений Центральной и Восточной Туркмении как региональный показатель нефтегазоносности.

4. В направлении к залежам отмечается возрастание значений показателей растворенного органического вещества, причем более существенное в сторону к газоконденсатным залежам, чем к чисто газовым.

5. Характер изменения органического вещества в пластовых водах в совокупности с другими геологическими и геохимическими данными позволяет судить о направлении миграции углеводородов.

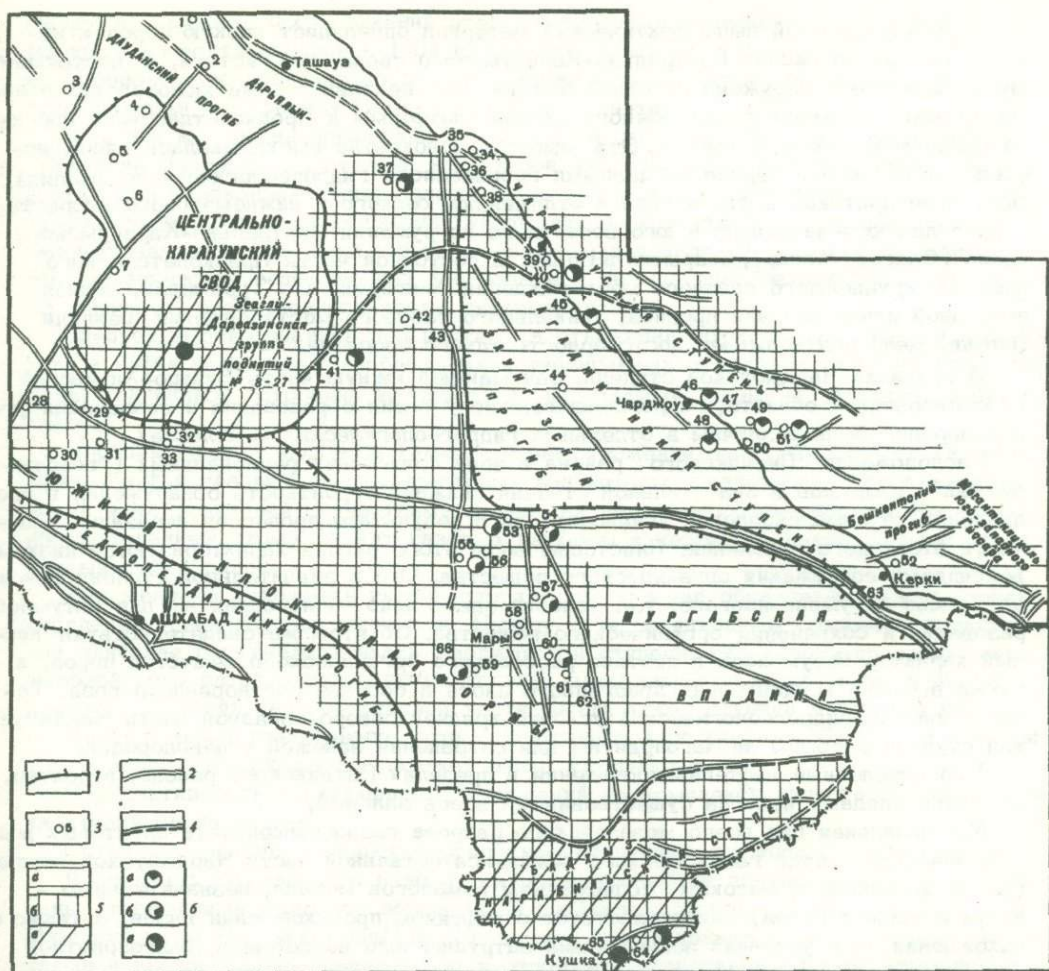


Рис. 4. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Центральной и Восточной Туркмении по гидрогеологическим данным (составила С.Н.Титкова, 1970 г.)

1 - границы структурных элементов первого порядка; 2 - региональные разломы; 3 - локальные структуры (см. рис. 1); 4 - предполагаемые границы выклинивания толщи солей верхней юры; 5 - районы перспективные: а - по юрским отложениям, б - по нижнемеловым, в - по верхнемеловым; 6 - выявленные залежи нефти и газа: а - в юрских отложениях, б - в нижнемеловых, в - в верхнемеловых

6. По характеру органического вещества в пластовых водах, по-видимому, можно будет судить о возможных зонах нефтегазообразования. В исследуемом регионе ими, видимо, являются наиболее погруженные участки рассматриваемой территории (Мургабская впадина, Предкопетдагский и Бешкентский прогибы и др.).

О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Как известно, гидрогеологические условия продуктивных горизонтов являются одним из основных факторов, влияющих на формирование, сохранение и разрушение нефтяных и газовых залежей. Исходя из этого, оценка перспектив нефтегазоносности изучаемого региона проводилась в границах установленных гидрогеологических районов - Центрально-Каракумского, Амударьинского, Мургабского и Заунгузского (рис. 4). Как уже было указано, эти районы в общих чертах совпадают с нефтегазоносными областями южной части Туранской плиты: Заунгузской, Центрально-Каракумской, Мургабской и Бухаро-Хивинской.

Весь приведенный выше фактический материал определяет низкую перспективность северного склона Центрально-Каракумского свода, где, кстати, к настоящему времени не обнаружено ни одной залежи. Перспективность же мезозойских отложений южного склона свода, южного склона платформы и Предкопетдагского прогиба оценивается весьма высоко. Эта мысль неоднократно высказывалась рядом исследователей и подтвердилась данными проведенного гидрогеологического анализа. Получение притоков нефти и газа в отложениях юрского и нижнемелового возраста в пределах юго-западного и юго-восточного погружения Центрально-Каракумского свода (Сансыз, Модар), открытие в Иране, в восточной части Предкопетдагского прогиба, крупнейшего газового месторождения Хангирен, а в Туркмении, вблизи восточной центриклинали прогиба, уникального газового месторождения Шехитли (нижний мел) подтверждает достоверность такого прогноза.

В границах Чарджоуской ступени, занимающей южную часть Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, гидрогеологические условия образования и сохранения углеводородов были различны в отдельных гидрогеологических комплексах.

Расположение Питнякского района в зоне сочленения региональных ("возрожденных") разломов в значительной степени снижает вероятность обнаружения в его пределах крупных скоплений углеводородов в результате процессов дегазации и отчасти вторичного окисления. Пластовые воды этого района характеризуются низкими величинами содержания органического вещества. Оно в значительной степени окислено, слабо битуминизировано, т.е. условия здесь явно неблагоприятны для битумообразования и сохранения органического вещества. Об этом же свидетельствуют кислый характер битумоидов в составе рассеянного органического вещества пород, а также высокие концентрации абиогенного азота в составе растворенного газа. Таким образом, гидрогеологические условия крайней северо-западной части Чарджоуской ступени в общем неблагоприятны для сохранения залежей углеводородов.

Многочисленные нефтегазопроявления в пределах Питнякского района, вероятно, являются следами некогда существовавших здесь залежей.

Максимальная для всего мезозойского разреза газонасыщенность пластовых вод и химический состав газов юрского комплекса остальной части Чарджоуской ступени (углеводородный, с высоким содержанием гомологов метана, незначительным азота и кислых газов) свидетельствует о нефтяном происхождении газов, а также о нахождении их в условиях зоны весьма затрудненного водообмена, благоприятной для сохранения скоплений углеводородов.

Пластовые воды юры значительно обогащены органическим веществом по сравнению с водами вышележащих отложений, причем оно разнообразно и сложно по составу, т.е. в этих отложениях имелись условия для накопления, глубокого преобразования и сохранения органического вещества.

При этом характер изменения водорастворенного органического вещества по площади позволяет наметить возможное направление миграции углеводородов к северо-западу. Оно совпадает с направлением движения пластовых вод и с изменением состава газов в сторону обогащения их более легкими компонентами при параллельном обеднении их гомологами метана, уменьшении выхода конденсата, снижении содержания в его составе ароматических и высококипящих метановых и нефтяных индивидуальных соединений.

Наиболее полное соответствие состава растворенных газов и органического вещества подземных вод геологической и гидрогеологической обстановке вмещающих их отложений характеризует терригенные породы ниже-среднеюрского возраста, для которых, по-видимому, существует первичный углеводородный фон. Промышленные притоки газа из ниже-среднеюрских отложений получены на площади Гугуртли. Многочисленные нефтегазопроявления отмечены в пределах ряда площадей, т.е. эти отложения представляют несомненный интерес для обнаружения здесь залежей нефти и газа. В этом отношении обращает на себя внимание высокая концентрация органического вещества в составе пластовых вод структуры Сакар, в пределах которой ниже-среднеюрские отложения являются перспективными для поисков скоплений легкой ароматической нефти.

Следует заметить, что использование органического вещества пластовых вод в качестве поискового показателя подтвердилось в границах изучаемого региона на примере структуры Наразым. Еще в 1963 г. было высказано предположение о пер-

тивности верхнеюрских отложений этой структуры, считавшейся в то время непродуктивной. Оно подтвердилось в 1964 г. мощным фонтаном газа на структуре Самантепе (Наразымское поднятие по юрским отложениям является структурным носом, открывающимся в сторону Самантепинского поднятия).

В целом же состав органического вещества пластовых вод ниже-среднеюрских отложений Чарджоуской ступени характерен для пластовых вод, сопровождающих нефтяные и газоконденсатные залежи, в то время как органическое вещество пластовых вод верхнеюрских отложений указывает на присутствие газоконденсатных и газовых залежей. При этом в северо-западном направлении, по мере подъема пластов, органическое вещество вод все больше и больше приобретает облик растворенного вещества, свойственного водам газовых залежей.

Следует высоко оценить перспективы в отношении обнаружения залежей конденсата и нефти подсолевых карбонатных и терригенных отложений Бешкентского прогиба, глубинное строение которого к настоящему времени изучено крайне слабо.

Перспективными являются также юрские отложения западных отрогов Гиссара, химический и газовый состав пластовых вод которых свидетельствует о разобъединенности этих отложений с участками выхода их на дневную поверхность. Косвенным подтверждением этому служат газовые выбросы и нефтепроявления на ряде структур описываемого района.

Для меловых отложений гидрогеологические условия образования и сохранения скоплений углеводородов меняются. Наряду с экспелляционным режимом, характерным для наиболее погруженной части Чарджоуской ступени, где вплоть до самых верхов мезозойского разреза сохраняются условия затрудненного водообмена, в верхнемеловых отложениях северо-западной части Чарджоуской ступени отчетливо сказывается влияние инфильтрационного потока, движущегося со стороны Бухарской ступени; т.е. условия для сохранения залежей резко ухудшаются.

Перспективность верхнемеловых отложений по комплексу гидрогеологических показателей резко снижена.

Остальные районы в гидрогеологическом отношении изучены гораздо слабее.

В пределах Мургабского района гидрогеологические данные практически ограничены отложениями мелового возраста. В предакчагыльское время зона пересечения Мургабского и Репетек-Келифского разломов ознаменовалась интенсивными поднятиями и инфильтрацией пресных вод в отложения палеогенового и верхнемелового возраста. Возможно, что результатом этих процессов явились отрицательные гидрохимические аномалии, установленные в пределах указанной зоны. Все имеющиеся данные говорят о вторичности залежей в надсолевой толще и о высокой перспективности еще совершенно не изученных подсолевых отложений Мургабского района, причем по составу органического вещества пластовых вод можно предположить существование в этих отложениях конденсатных и нефтяных залежей.

Мезозойские отложения Кушкинской группы поднятий образуют единый гидрогеологический комплекс. По ряду гидрогеологических показателей скопления углеводородного газа, газоконденсата и отдельные нефтепроявления в меловых отложениях Кушкинского района связаны с их миграцией из юрских отложений.

В гидрогеологическом отношении залежи углеводородов в мезозойских отложениях Кушкинского района находятся в благоприятных условиях для их сохранения.

Крайне ограниченные гидрогеологические данные и полное отсутствие сведений по органическому веществу пластовых вод Заунгузской нефтеносной области затрудняют выяснение ее перспектив. Можно лишь отметить, что гидрогеологические условия являются благоприятными для обнаружения в пределах этого района скоплений углеводородов. Отсутствие же пластичной верхнеюрской соленосной толщи, служащей региональным водоупором Восточной Туркмении, свидетельствует о перспективности как юрских, так и нижнемеловых отложений.

Открытие в последние годы на территории Заунгузских Каракумов ряда газовых и газоконденсатных месторождений подтверждает этот вывод.

В заключение следует отметить, что в настоящей статье региональная оценка перспектив нефтегазоносности была проведена только на основе гидрогеологических данных. Оценка перспектив отдельных локальных поднятий возможна лишь на основе комплексного рассмотрения геологических, геохимических и гидрогеологических данных.

Литература

- Барс Е.А., Коган С.С. Органическое вещество подземных вод нефтегазоносных областей. М., "Недра", 1965.
- Борзасеков В.Ф. Геотермические условия нефтегазоносных областей платформенной части Туркмении. Ашхабад, "Наука", 1969.
- Гарбиэлянец А.Г., Терехов В.И. О возможности прорыва газа через соленосную толщу. - Геол. и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1968, № 1.
- Корценштейн В.Н. Гидрогеология Бухаро-Хивинской газонефтеносной области. М., "Недра", 1964.
- Печерников В.В., Титкова С.Н. Гидрогеологические условия мезозойских отложений Центрально-Каракумского свода. - В сб. "Гидрогеологические и палеогеологические обстановки нефтегазоносных областей". М., "Наука", 1968 а.
- Печерников В.В., Титкова С.Н. Общая гидрогеологическая характеристика мезозойских отложений северного борта Хивинско-Мургабской впадины в связи с размещением зон нефтегазонакопления. - В сб. "Гидрогеологические и палеогеологические обстановки нефтегазоносных областей". М., "Наука", 1968 б.
- Печерников В.В., Титкова С.Н. Особенности распространения свободных и растворенных газов мезозойских отложений Хивинско-Мургабской впадины (Амударьинской синеклизы). - Геол. нефти и газа, 1971, № 7.
- Старобинец И.С. Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., "Недра", 1966.
- Хуснутдинов З.Б. Геологические условия формирования и закономерности размещения газовых залежей Центральной Туркмении. Ашхабад, 1970.

В.В. Печерников

Припятская впадина, площадью около 340 км², представляет собой северо-западное окончание Припятско-Днепровско-Донецкого прогиба (авлакогена) и расположена на западе Русской платформы. С севера она ограничена восточным склоном Белорусско-Литовского кристаллического массива, на северо-востоке – Жлобинской седловиной и Воронежским массивом, а на юго-западе – Украинским кристаллическим щитом. Северо-западным ограничением впадины является Полеская седловина и Микашевичский выступ кристаллического фундамента; на юго-востоке Припятская впадина через Лоевскую седловину сливается с Днепровско-Донецкой впадиной.

В пределах Припятской впадины в 1964 г. было открыто первое в Белоруссии месторождение нефти – Речицкое, а затем в течение последующих четырех лет еще четыре месторождения: Тишковское, Осташковичское, Давыдовское и Вишанское. Все открытые месторождения располагаются в северо-северо-восточной части впадины, в пределах одной структурной зоны – Речицкой тектонической ступени, в подсолевых терригенных, карбонатных и межсолевых девонских отложениях.

Поисковое бурение, проводившееся в больших объемах на остальной территории Припятской впадины в течение последних 10 лет, пока не привело к открытию промышленных залежей углеводородов, что отразилось на планируемом приращении промышленных запасов нефти.

В связи с изложенным большое значение приобретают исследовательские работы, в которых рассматриваются особенности формирования и сохранения залежей углеводородов в пределах Припятской впадины.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

В пределах Припятской впадины кристаллический фундамент вскрыт многочисленными глубокими скважинами. Изучение фактического материала позволило выделить в составе кристаллического фундамента ряд комплексов. Комплекс верхнеархейских гнейсов и магматических пород распространен в северо-западной части впадины и представлен преимущественно биотитовыми и роговообманковыми гнейсами (Червоно-Слободская площадь и Микашевичский выступ). Комплекс нижнепротерозойских гнейсов и магматических пород выделен в юго-восточной части впадины. Толща гнейсов прорвана в различных участках интрузивными породами. Третий комплекс выделен в северной, прибортовой зоне Припятской впадины, где вскрыты кварцевые порфиры.

В строении осадочного чехла впадины участвуют докембрийские породы, вскрытые в северной и северо-западной ее частях, а также девонские, каменноугольные, пермские и мезозойско-кайнозойские отложения. Доминирующее положение в разрезе занимают девонские отложения, мощность которых достигает 5000 м. Поскольку именно с девонскими отложениями в Припятской впадине связаны основные перспективы нефтегазоносности, их характеристике уделяется основное внимание.

Девонские отложения Припятской впадины трансгрессивно залегают на кристаллическом фундаменте и на докембрии в западной и северо-западной ее частях. В отложениях девона выделяются следующие литолого-стратиграфические комплексы: 1) подсолевой терригенный, 2) подсолевой карбонатный, 3) нижний галогенный, 4) межсолевой карбонатный, 5) верхний галогенный, 6) надсолевой терригенный.

Подсолевой терригенный комплекс распространен на всей территории Припятской впадины, за исключением ее восточной части, прилегающей к Брагинскому выступу, и представлен отложениями пярнуского, наровского, лужского среднедевонских горизонтов и нижнешигровским горизонтом верхнего девона. В разрезе отложений комплекса выделяются три пачки: нижняя, преимущественно глинистая, с тонкими прослоями песчаников и базальным слоем в основании; средняя, сложенная пестроцветными глинами и доломитовыми мергелями; верхняя, преимущественно глинисто-доломитовая, с пропластками песчаников. Общая мощность комплекса не превышает 270 м.

Подсолевой карбонатный комплекс также вскрыт на всей территории впадины и включает в себя верхнешигровский, семилукский, летинский, воронежский и евлановский горизонты, представленные в основном известняками и доломитами, часто кавернозными и трещиноватыми доломитами, с гнездами и прослоями ангидрита. В северо-восточной и восточной частях впадины появляются пропластки вулканогенных пород. Максимальная мощность комплекса 300 м.

Нижний галогенный комплекс (евлановско-ливенский горизонт) развит на большей части Припятской впадины, за исключением ее западного окончания, где галогенные породы постепенно выклиниваются и сохраняются лишь прослои ангидритов. Комплекс сложен преимущественно галитом с отдельными прослоями терригенных, а в ряде случаев и карбонатных пород. В восточном направлении получают развитие отдельные пропластки туфа. Мощность галогенного комплекса в северной и центральной частях впадины довольно выдержана и составляет 400–500 м. Уменьшение мощности происходит в западном направлении. Максимальная мощность установлена на юге – 1500 м.

Межсолевой карбонатный комплекс (задонско-елецкий горизонт) в северной части впадины представлен главным образом карбонатными породами. В южном направлении в них увеличивается содержание терригенных примесей. Породы межсолевого комплекса в восточной и северо-восточной частях впадины (районы, примыкающие к Лоевской седловине и отчасти к Брагинскому выступу) в значительной мере обогащены вулканогенным материалом, который в восток-северо-восточной части Припятской впадины начинает играть доминирующую роль. Мощность межсолевого комплекса меняется в значительных пределах – от 0 до 1110 м.

Верхний галогенный комплекс (елецкий и нижняя часть лебедянского горизонта) имеет более широкое распространение, чем нижний, и сложен в основном каменной солью, образующей отдельные пласты чистого галита без терригенных примесей, разделенные тонкими пропластками глин и ангидритов. В нижней части разреза комплекса вскрыты отдельные слои терригенных пород. В восточной части галит сильно загрязнен туфогенным материалом. Мощность пород комплекса колеблется от 30 до 3200 м.

Надсолевой девонский комплекс (данково-лебедянские отложения) в нижней части сложен глинами, доломитами и мергелями с прослоями гипсов. Вверх по разрезу увеличивается роль терригенных разностей.

На девонских отложениях согласно залегают каменноугольные, пермские и мезозойско-кайнозойские породы.

В настоящей работе используется тектоническая схема З.А. Горелика и др. (1968), и описание структурных особенностей Припятской впадины приводится по их данным.

Сложное геологическое строение Припятской впадины обусловлено длительным погружением кристаллического фундамента по краевым разломам, ограничивающим ее с юга и севера. Это погружение сопровождалось развитием региональных нарушений, по которым фундамент впадины разбит на отдельные блоки – ступени. Значительное влияние на формирование внутренней структуры впадины оказало наличие в осадочном чехле мощных хемогенных образований, обусловивших проявление соляного тектогенеза, связанного в основном с верхней осадочной толщей.

В осадочном чехле впадины встречаются три основных структурных яруса: нижний, сложенный отложениями подсолевого терригенного и карбонатного литолого-стратиграфических комплексов, а также нижнего галогенного и межсолевого комплексов; средний, куда входят породы верхнего галогенного комплекса и надсолевые отложения девона и карбона; верхний, к которому относятся слабодислоцированные породы перми, мезозоя и кайнозоя. В Припятской впадине прямая унаследованность структурного плана осадочного чехла от особенностей строения кристаллического фундамента наблюдается только для нижнего структурного яруса; средний ярус характеризуется широким развитием соляной тектоники и косвенно отражает структуру фундамента.

Ввиду того, что в статье рассматриваются гидрогеологические особенности лишь основных продуктивных подсолевых и межсолевых отложений, входящих в состав нижнего структурного яруса, в дальнейшем приводится описание структурных особенностей только этого яруса.

В развитии и формировании современного структурного плана кристаллического фундамента и нижнего структурного яруса определяющую роль сыграли разрывные

дислокаций, к которым относятся: 1) глубинные краевые субширотные разломы, ограничивающие Припятскую впадину с юга и севера и представляющие собой сложные системы сбросов, которые в сумме имеют амплитуду до 4000-5000 м; 2) два крупных разлома, протягивающиеся через всю впадину и разделяющие ее на три зоны; 3) субширотные ступенеобразующие региональные разломы, разграничивающие структуры третьего порядка - ступени; 4) субмеридиональные зоны разрывных нарушений, по которым намечается дифференциация фундамента и нижнего структурного яруса по простиранию Припятской впадины; 5) локальные разрывные нарушения мелкого значения.

Во впадине выделяются 12 ступеней, контуры которых определяются описанными выше региональными разрывными нарушениями. Ступени представляют собой региональные, преимущественно моноклинально залегающие, однокрылые структуры, как правило разбитые на ряд блоков. Как и в Днепровско-Донецкой впадине, они объединяются в три зоны ступеней - Северную, Центральную и Южную, выделяемые как структуры второго порядка. Каждая из этих зон характеризуется общностью геологического строения входящих в ее состав структурных элементов.

Северная зона ступенчатого погружения включает в себя четыре ступени - Березинскую, Шатилковскую, Речицкую и Червоно-Слободскую - и характеризуется падением поверхности фундамента в пределах составляющих ее ступеней в северном направлении, за исключением прибортовой - Березинской, где наблюдается обратное падение.

Центральная зона в настоящее время изучена по нижнему структурному ярусу относительно слабо. Данные имеются преимущественно по западному и восточному районам зоны, в пределах которой выделяются пять ступеней: Копаткевичская, Центральная (горст), Калинковичская, Петриковско-Шестовичская и Мозырская. Две первые имеют северное направление падения поверхности фундамента, а остальные - южное.

В южную зону ступенчатого погружения входят Буйновичская и Ельская ступени, для которых характерно южное направление падения поверхности фундамента, и Выступовичская ступень, которая практически является зеркальным отражением северной - Березинской ступени.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Как уже указывалось, в пределах Припятской впадины в настоящее время открыто пять промышленных нефтяных месторождений, приуроченных к Речицкой тектонической ступени. Здесь выделяются шесть основных нефтеносных комплексов, соответствующих литолого-фациальным комплексам девона.

В западной части впадины, где развиты верхнепротерозойские отложения, выделяется также верхнепротерозойский терригенный нефтегазоносный комплекс, в котором были отмечены нефтегазопроявления на Старобинской и Червоно-Слободской площадях.

В подсолевом терригенном комплексе на Речицкой площади открыта нефтяная залежь, а на многих площадях были установлены нефтепроявления.

По подсолевому карбонатному комплексу промышленные притоки нефти были получены на Речицкой, Осташковичской и Вишанской площадях, а признаки нефтегазоносности наблюдались как в северной, так и в южной части Припятской впадины. В разобщенных маломощных негалогенных прослоях нижней соленосной толщи в южной части впадины наблюдались отдельные нефтепроявления. В пределах Припятской впадины признаки нефтегазоносности наиболее широко установлены в межсолевом задонско-елецком карбонатном комплексе - практически на всех разведанных площадях, а на Речицкой ступени на пяти структурах получены промышленные притоки нефти.

Верхнесоленосный комплекс также характеризуется повсеместными непромышленными нефтегазопроявлениями.

Суммируя данные по нефтегазоносности Припятской впадины, можно отметить, что нефтегазопроявления характерны для всей толщи девонских отложений. Однако обнаружение к настоящему времени промышленных залежей нефти только в пределах северо-северо-восточной части впадины на Речицкой ступени заставляет предположить, что процессы нефтегазообразования и формирования месторождений в различных районах Припятской впадины осуществлялись с различной интенсивностью. Это

предположение косвенно подтверждается имеющимися данными по составу нефти и растворенных газов.

Утяжеление нефтей происходит закономерно от северо-восточной части впадины как в западном, так и южном направлении; по вертикали разреза плотность нефтей изменяется мало. В указанных направлениях в водорастворенных газах межсолевого комплекса также возрастает процентное содержание азота преимущественно биогенного происхождения и соответственно снижается доля растворенных углеводородов.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Изучением гидрогеологических особенностей межсолевых и подсолевых отложений Припятской впадины занимались Г.В. Богомолов и Л.К. Березина (1963; Березина, 1962), А.П. Лавров и др. (1968), А.П. Маркова и В.А. Филонов (1964), Л.И. Шаловал и др. (1969) и др. Большинство исследователей говорят о застойных условиях в рассматриваемых отложениях, о высокой метаморфизации и минерализации залегающих в них вод, а также о существовании в Припятской впадине регионального движения пластовых вод с северо-запада на юго-восток и об их разгрузке в зонах прибортовых разломов и Брагинского выступа.

Гидрогеологические условия продуктивных отложений Припятской впадины определяются преимущественно описанными выше особенностями геологического строения региона, т.е. резким глубоким погружением фундамента по краевым разломам, ограничивающим впадину с севера, юга и востока, а также присутствием в разрезе осадочного чехла регионально выдержанных водоупоров, из которых основными являются нижняя и верхняя девонские соленосные толщи мощностью до 1500 и 3000 м соответственно.

Эти особенности геологического строения обуславливают чрезвычайно высокую изолированность продуктивных горизонтов подсолевого и межсолевого девона впадины, которая усугубляется существованием в пределах впадины ряда ступенеобразующих разломов, разделяющих фундамент и нижние горизонты девона на отдельные тектонические ступени, а также наличием многочисленных локальных разрывных нарушений. Изолированность подсолевых и межсолевых водоносных горизонтов от вышележащих отложений и отдельных блоков в пределах самих горизонтов определяет специфические особенности химического состава, минерализацию пластовых вод и условия их движения.

В продуктивных отложениях Припятской впадины выделяются два гидрогеологических комплекса.

1. Подсолевой гидрогеологический комплекс, снизу ограниченный кристаллическим фундаментом, сверху — нижней соленосной толщей, включает в себя отложения терригенного и карбонатного подсолевых литолого-стратиграфических комплексов (при описании гидрогеологических условий подсолевого комплекса терригенные и карбонатные отложения будут рассмотрены отдельно).

2. Межсолевой гидрогеологический комплекс представлен карбонатными породами задонско-елецкого возраста, подстилается нижней соленосной толщей и перекрывается верхней соленосной толщей елецко-лебедевского возраста.

ПОДСОЛЕВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Терригенные отложения характеризуются повсеместным распространением высокоминерализованных, высокометаморфизованных пластовых вод хлоркальциевого типа (рис. 1).

На большей части территории распространены пластовые воды с минерализацией, изменяющейся от 11 000 до 15 000 мг-экв/л (360–500 г/л). Значения коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ не превышают 0,60, а минимальные величины (0,18–0,05) наблюдаются в водах, обладающих максимальной минерализацией, на структурах Гороховской, Кустовицкой и др. На этих же структурах резко возрастает концентрация микроэлементов. Если фоновое содержание йода не превышает 10–15 мг/л, то на указанных площадях в отдельных пробах вод оно достигает 90 мг/л. Так же меняется в водах концентрация брома и аммония.

На северо-западе территории (Червоно-Слободская площадь) получены воды значительно сниженной минерализации [5300 мг.экв/л (175 г/л)] и метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} = 0,92$), что, вероятно, связано с опресняющим влиянием инфильтрационных вод. Относительное опреснение пластовых вод прослеживается в виде узкого языка на восток, в сторону Октябрьской площади.

На восточной границе впадины наблюдается скачкообразное изменение минерализации вод. На Стреличевской площади, на расстоянии 4 км, минерализация пластовых вод уменьшается в сторону Брагинского выступа более чем вдвое - от 12600 мг.экв/л (420 г/л) до 5300 мг.экв/л (175 г/л). В том же направлении снижается и метаморфизация вод. На самом Брагинском выступе происходит дальнейшее снижение минерализации пластовых вод до 3800 мг.экв/л (125 г/л).

Таким образом, терригенные отложения Припятской впадины повсеместно заполнены высокоминерализованными и высокометаморфизованными пластовыми водами, характерными для зон весьма замедленного водообмена. Воды сравнительно пониженной минерализации наблюдаются только на крайнем западе и на юго-востоке впадины, и распространение их весьма ограничено.

Данных по гидродинамической обстановке в рассматриваемых отложениях в настоящее время немного. Они известны лишь по девяти разведочным площадям. Все это позволяет только выделить отдельные зоны, для которых характерны более или менее близкие приведенные напоры и относительное сходство значений отношения

$$\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$$

Приведенные напоры вод в терригенных подсолевых отложениях изменяются в очень больших пределах (от +626 до +44 м). Большая часть западного района Припятской впадины, охватывающая Анисимовскую, Копаткевичскую, Петриковскую, Северо-Домановичскую и Октябрьскую разведочные площади, выделяется как крупная

зона повышенных напоров - от +260 до +600 м ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} = 1,16 - 1,25$).

Две последние площади характеризуются аномальными величинами пластовых давлений ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$ достигает 1,2 и больше). Здесь же наблюдаются и самые вы-

сокие напоры, которые снижаются от Северо-Домановичской площади в западном и южном направлениях. Только на крайнем западе территории, на Червоно-Слободской площади, где установлены воды относительно пониженной минерализации, величины напоров близки к гидростатическим.

В восточной части Припятской впадины существуют две зоны пониженных напоров: на Речицкой площади, где величина коэффициента $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$ не превышает 1,07, и на Брагинском выступе и примыкающей к нему Стреличевской площади. При этом можно отметить закономерное нарастание уровня пластовой энергии с востока на запад - от Брагинской скв. 1 ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} = 1,028$) к Стреличевской скв. 2 (1,050) и далее к Стреличевской скв. 1, где отношение $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$ увеличивается до 1,083.

Таким образом, наличие в терригенном подсолевом комплексе на крайнем западе и юго-востоке изучаемого региона пластовых давлений, близких к гидростатическим, и их возрастание в направлении к центральной, более изолированной части Припятской впадины однозначно говорит об отсутствии в терригенных отложениях регионального движения пластовых вод от приподнятых областей, т.е. об отсутствии инфильтрации поверхностных вод в глубь впадины. Резкие перепады приведенных напоров по соседним площадям и даже по близрасположенным скважинам, достигающие 100 м и более, по-видимому, связаны с блоковым строением впадины, с большой нарушенностью нижней части осадочного чехла и, следовательно, с гидравлической разобщенностью ее отдельных участков.

Для карбонатных отложений подсолевого гидрогеологического комплекса характерны в общем те же особенности изменения минерализации и солевого состава пластовых вод, что и для терригенных отложений. Пониженная минерализация пластовых

Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта подсолевого гидрогеологического комплекса Припятской впадины (терригенные отложения)

1 - глубинные разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 2 - региональные разломы глубокого заложения; 3 - локальные разрывные нарушения; 4 - границы выклинивания соленосных толщ; 5 - аномальные пластовые давления ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,2$); 6 - повышенные пластовые давления ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,1$); 7 - нормальные пластовые давления ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} \sim 1,1$); 8 - гидроизопьезы (в м); 9 - изомины (в мг. экв/л); 10 - локальные структуры; 1 - Старобинская, 2 - Ново-Дубровская, 3 - Глузская, 4 - Малынская, 5 - Вишанская, 6 - Давыдовская, 7 - Шатилковская, 8 - Первомайская, 9 - Осташковичская, 10 - Тишковская, 11 - Речицкая, 12 - Васильевская, 13 - Шарпиловская, 14 - Червоно-Слободская, 15 - Октябрьская, 16 - Северо-Домановичская, 17 - Малодушинская, 18 - Вышемировская, 19 - Копаткевичская, 20 - Гороховская, 21 - Туровская, 22 - Петриковская, 23 - Шестовичская, 24 - Дудичская, 25 - Хойникская, 26 - Сколодинская, 27 - Анисимовская, 28 - Заозерная, 29 - Ельская, 30 - Кустовницкая, 31 - Наровлянская, 32 - Мозырская, 33 - Верхне-Наровлянская, 34 - Тульговичская, 35 - Стреличевская, 36 - Брагинская, 37 - Верхне-Выступовичская, 38 - Выступовичская

вод наблюдается на крайнем западе территории: на Старобинской площади - 5000 мг. экв/л (170 г/л) и в Туровской депрессии - 7000 мг. экв/л (280 г/л). Для всей остальной территории Припятской впадины, за исключением ее восточной прибрежной части, изменение концентрации солей в водах происходит в относительно небольших пределах: 10 000-13 000 мг. экв/л (350-440 г/л), причем наиболее характерны величины минерализации 12 000-13 000 мг. экв/л (395-440 г/л).

Значения коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ в пластовых водах карбонатных подсолевых отложений большей части впадины указывают на высокую метаморфизацию вод (0,20-0,47), и только на Октябрьской и Стреличевской площадях они возрастают до 0,70-0,80.

Во всех описываемых пластовых водах, за исключением упомянутых вод западных районов, отмечается высокая концентрация микроэлементов (в мг/л): йода - до 130, брома - до 4000 и аммония - до 400. Содержание сульфатов в водах незначительное: $\frac{SO_4}{Cl}$ колеблется в пределах 0,01-0,30.

На Брагинском выступе из рассматриваемых отложений получены воды, практически идентичные водам терригенных горизонтов.

В целом, как и в терригенных отложениях, в карбонатных породах подсолевого комплекса на преобладающей территории Припятской впадины, где получили развитие мощные соленосные толщ, распространены высокоминерализованные и высокометаморфизованные пластовые воды, характерные для зоны весьма замедленного водообмена. Только в западной окраинной зоне Припятской впадины и на востоке (Брагинский выступ) минерализация и метаморфизация пластовых вод снижены.

Гидродинамическая обстановка карбонатных подсолевых отложений имеет определенные черты сходства с условиями подстилающих терригенных отложений.

На Северо-Домановичской и Октябрьской площадях выделяется зона повышенных пластовых давлений ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,11$); на последней их значения достигают

1,217. Конфигурация гидроизопьез, построенных по этому участку, близка к таковой для нижележащих отложений.

На Сколодинской структуре, расположенной к югу от описываемой площади, также установлены повышенные пластовые давления ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} = 1,145$), т.е. ана-

логичные тем, что имели место в терригенных отложениях. В западной части впадины намечается меридионально вытянутая зона, характеризующаяся повышенными пластовыми давлениями и соответственно высокими значениями приведенных напоров - больше +200 м.

На Речицкой площади сохраняется зона напоров, близких к гидростатическим ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} = 1,02$), подтверждаемая данными, полученными по продуктивной части пласта в нефтяных скважинах.

Фактические данные, имеющиеся по южной части Припятской впадины, позволяют выделить обширную зону относительно пониженных давлений ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} < 1,1$).

Она протягивается в широтном направлении на запад от Брагинского выступа через северную приподнятую часть Стреличевской площади и через Наровлянскую площадь до Кустовницкой и, по-видимому, Ельской площадей. Эта зона ограничена областями повышенных напоров, расположенными с запада на уже упомянутой Сколодинской площади, с юга — на Верхне-Выступовичской площади и с юго-востока — на южной погруженной части Стреличевской площади. Таким образом, зона пониженных давлений не может быть сформирована внедрением современных инфильтрационных вод из предполагаемых районов инфильтрационного питания, которые, по мнению ряда исследователей, расположены на западе Припятской впадины и на Украинском кристаллическом массиве, ограничивающем впадину с юга.

При сопоставлении рассмотренных выше данных по гидрогеологии подсолевых терригенных и карбонатных отложений видно большое сходство отдельных участков изучаемой территории как в гидрохимическом отношении, так и в распределении приведенных напоров по площади Припятской впадины, в абсолютных величинах напоров и коэффициентов $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$, что безусловно говорит о гидравлическом единстве водоносных горизонтов всего подсолевого гидрогеологического комплекса, по крайней мере в пределах отдельно взятых тектонических ступеней и блоков. По площади же Припятской впадины распределение величин минерализации вод в описываемых отложениях носит мозаичный характер. Как гидрохимические, так и гидродинамические данные, приведенные выше, свидетельствуют о практическом отсутствии на большей части впадины в подсолевом гидрогеологическом комплексе влияния поверхностных вод, что прежде всего связано с наличием в разрезе, перекрывающем рассматриваемые отложения, мощных соленосных толщ, а также с большой нарушенностью территории. Следы такого влияния наблюдаются только в западной части впадины и на восточной ее границе, причем, судя по материалам Стреличевской площади, внедрение инфильтрационных вод в пределы самой впадины ограничивается первыми километрами.

Межсолевой гидрогеологический комплекс

Воды межсолевого комплекса характеризуются в основном теми же особенностями, что и воды нижележащих отложений (рис. 2). Минимальная минерализация пластовых вод установлена в северо-западной части Припятской впадины, откуда она увеличивается в восточном направлении от Старобинской площади к Ново-Дубровской от 5100 мг-экв/л (172 г/л) до 6500 мг-экв/л (220 г/л). Метаморфизация этих вод одинакова, однако их относительная сульфатность снижается параллельно увеличению минерализации от 3,90 до 2,90. Далее к востоку общая минерализация пластовых вод рассматриваемого комплекса быстро возрастает до 10 000–11 000 мг-экв/л (340–350 г/л) и на всей остальной территории впадины изменяется в небольших пределах — от 10 200 до 12 300 мг-экв/л (340–410 г/л).

В целом метаморфизация вод описываемого комплекса несколько снижается по сравнению с водами подсолевых отложений; значение коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ составляет 0,39–0,88 при относительно небольшой сульфатности. Содержание микрокомпонентов в водах достигает максимальных значений в наиболее минерализованных водах (йод — 80 мг/л, бром — 300 мг/л, аммоний 500 мг/л). Только на Ельской площади из межсолевых отложений получена единичная проба воды, минерализация которой по отношению к водам окружающих районов снижена до 8500 мг-экв/л (280 г/л).

В общем изменение минерализации пластовых вод межсолевого комплекса имеет сходство с изменением минерализации вод подсолевого гидрогеологического комплекса, т.е. на большей части территории впадины распространены пластовые воды

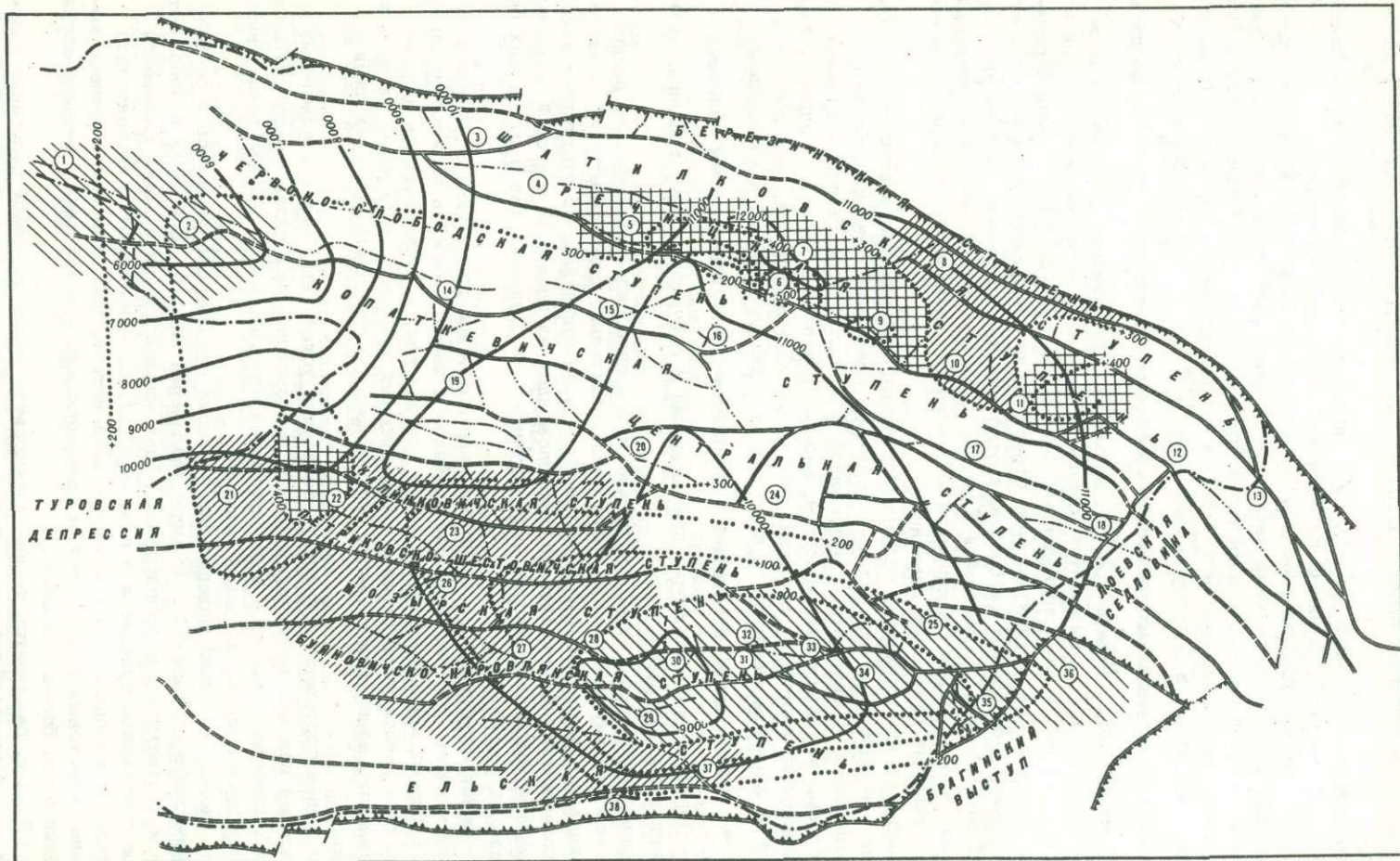


Рис. 2. Схематическая гидрогеологическая карта межселевого гидрогеологического комплекса Припятской впадины.
Условные обозначения см. на рис. 1

большей минерализации и метаморфизации, характеризующие высокую закрытость недр, и только на западной окраине впадины минерализация этих вод значительно снижается.

По межсолевому гидрогеологическому комплексу имеется довольно много данных по статическим уровням, особенно по Речицкой тектонической ступени.

Гидродинамические условия межсолевого комплекса более сложны, чем в подсолевых отложениях, хотя между ними наблюдаются некоторые черты сходства (см. рис. 2). На крайнем северо-западе изучаемой территории, на структурах Старобинской и Ново-Дубровской, пластовые давления близки к гидростатическим, приведенные напоры постепенно возрастают в восточном направлении. Далее к юго-востоку выделяется обширная область повышенных напоров с коэффициентом $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,1$, достигающим на Петриковской площади 1,2, т.е. аномально повышенным. Эта зона в юго-западном направлении протягивается вплоть до Верхне-Выступовичской площади и характеризуется величинами приведенных напоров от +300 до +100 м. Она ограничивает с запада и юга вытянутую зону относительно пониженных напоров, подобную такой же зоне в подсолевых карбонатных отложениях, выделенной на основании данных по Стреличевской, Мозырской и Ельской площадям. В подсолевых карбонатных и терригенных отложениях Октябрьской и Северо-Домановичской площадей отмечены аномально высокие пластовые давления.

В отличие от нижележащего гидрогеологического комплекса, в котором на Речицкой площади выявлены относительно пониженные пластовые давления, близкие к гидростатическим, в межсолевых отложениях в пределах всей Речицкой ступени наблюдаются высокие пластовые давления, аномальные по отношению к гидростатическим. Приведенные напоры на площадях Речицкой, Осташковичской, Давыдовской и Вишанской в основном меняются в пределах от +300 до +400 м, а коэффициент $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$, как правило, превышает 1,20, достигая на Давыдовской площади 1,299. На Первомайской структуре, примыкающей к северному борту впадины, этот коэффициент тоже достаточно высок.

Все приведенные выше гидрохимические и особенно гидродинамические данные, как и по подсолевому комплексу, достаточно убедительно свидетельствуют о застойных условиях в водоносных горизонтах межсолевых отложений, об отсутствии влияния предполагаемой области питания, расположенной на западе Припятской впадины, и о гидравлической разобщенности как тектонических ступеней, так и отдельных блоков в пределах ступеней.

При изучении минерализации и состава пластовых вод продуктивных горизонтов Припятской впадины был построен ряд графиков с целью выяснить взаимоотношения между отдельными компонентами солевого состава вод, а также выявить наличие или отсутствие зависимости степени минерализации этих вод от глубины их залегания и установить взаимосвязи между минерализацией пластовых вод и их химическим составом.

Рассмотрение построенных графиков позволило установить, что для пластовых вод Припятской впадины существует прямая пропорциональная связь между глубиной залегания водоносного пласта и минерализацией пластовых вод, причем такая связь проявляется даже в пределах одной скважины.

В свою очередь с общей минерализацией тесно связанными оказались и особенности химического состава вод. По мере увеличения глубины залегания водоносного горизонта и соответственно возрастания общей минерализации в водах снижается процентное содержание сульфатов и гидрокарбонатов, увеличивается концентрация ионов кальция и магния за счет снижения доли натрия, т.е. происходит процесс метаморфизации пластовых вод. С ростом минерализации в водах также увеличиваются концентрации йода, брома и аммония.

Таким образом, намечается тесная взаимосвязь между глубиной залегания пластовых вод и величиной общей минерализации и особенностями химического состава этих вод.

Имеющиеся случаи отдельных отклонений легко находят объяснение в геологических и гидрогеологических особенностях залегания этих вод и практически подтверждают установленную закономерность.

Так, на Стреличевской площади, расположенной, как указывалось выше, в прибортовой разломной зоне, несмотря на достаточно большую глубину залегания водоносного пласта и соответствующую ей большую минерализацию, метаморфизация пластовых вод несколько снижена по сравнению с водами площадей, расположенных в центральной части впадины. Такие же особенности химического состава вод установлены и на других прибортовых площадях: Глузской, Туровской, Верхне-Выступовичской.

Упомянутое выше снижение минерализации и метаморфизации пластовых вод, установленное на Ельской площади, по-видимому, связано с частичной гидрогеологической раскрытостью этого участка Припятской впадины.

В целом же установленной взаимосвязью между глубиной залегания водоносных горизонтов и минерализацией залегающих в этих горизонтах вод можно объяснить мозаичный характер изменения минерализации по площади отдельных гидрогеологических комплексов, что связано с блочным строением впадины и, следовательно, с резкой дифференциацией глубины залегания разновозрастных водоносных пластов.

Палеогидрогеологические построения, выполненные Л.И.Шаповал и др. (1969), и анализ гидрогеологического развития подсолевого и межсолевого комплексов показали, что практически, начиная со времени формирования верхней соленосной толщи, т.е. с конца елецкого века, в этих комплексах установились условия затрудненного водообмена, благоприятные для сохранения залежей углеводородов.

Сложный характер современной гидродинамической и гидрохимической обстановки, рассмотренный выше, указывает, по нашему мнению, на то, что в формировании гидрогеологических особенностей подсолевого и межсолевого комплексов важнейшую роль играли нисходящие тектонические движения большой амплитуды. Они обусловили крупное погружение впадины вдоль краевых глубинных разломов и ее развитие в виде грабена по крайней мере с начала елецко-лебедянского времени и до среднекаменноугольной эпохи включительно. Максимальное погружение относилось ко времени накопления верхней соленосной толщи. В этот же период проявлялись интенсивные дифференцированные тектонические движения внутри впадины с суммарными амплитудами, достигающими первых километров, что привело к разрыву сплошности межсолевых и нижезалегающих отложений вдоль разломов и образованию ступеней. По-видимому, в ранне- и среднекаменноугольное время образовавшиеся ступени были в свою очередь разбиты на отдельные блоки, неравномерно приподнятые и погруженные по отношению друг к другу.

В результате тектонических движений в основном и сформировался современный структурный план Припятской впадины.

В пределах самой впадины образовались отдельные блоки, не связанные гидравлически друг с другом, в которых под влиянием растущего геостатического давления и, по-видимому, геотектонических усилий создавались аномально высокие пластовые давления.

Новые дифференцированные тектонические подвижки создавали каналы, по которым в отдельных блоках эти давления стравливались в коллектора с нормальной пластовой энергией. Одновременно возникали условия для изоляции других блоков и формирования в них повышенных давлений. Движение пластовых вод в подсолевых и межсолевых водоносных горизонтах в верхнедевонское, среднекарбовое и отчасти юрское время имело локальный импульсный характер, при котором могло происходить неоднократное переформирование залежей углеводородов. Подтверждением этому служит современная гидродинамическая обстановка рассматриваемых гидрогеологических комплексов, т.е. мозаичный характер распределения пластовых энергий по площади Припятской впадины, а также сходство гидродинамических условий по отдельным ступеням и блокам подсолевого и межсолевого гидродинамических комплексов.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

Изучение геотермических особенностей осадочной толщи входит в обязательный комплекс гидрогеологических исследований нефтегазоносных бассейнов и позволяет выяснить закономерности распределения температур в недрах, термодинамические условия в потенциально углеводородпроизводящих толщах, определить влияние гидрогеологических факторов на изменение температурного режима пластов-коллекторов.

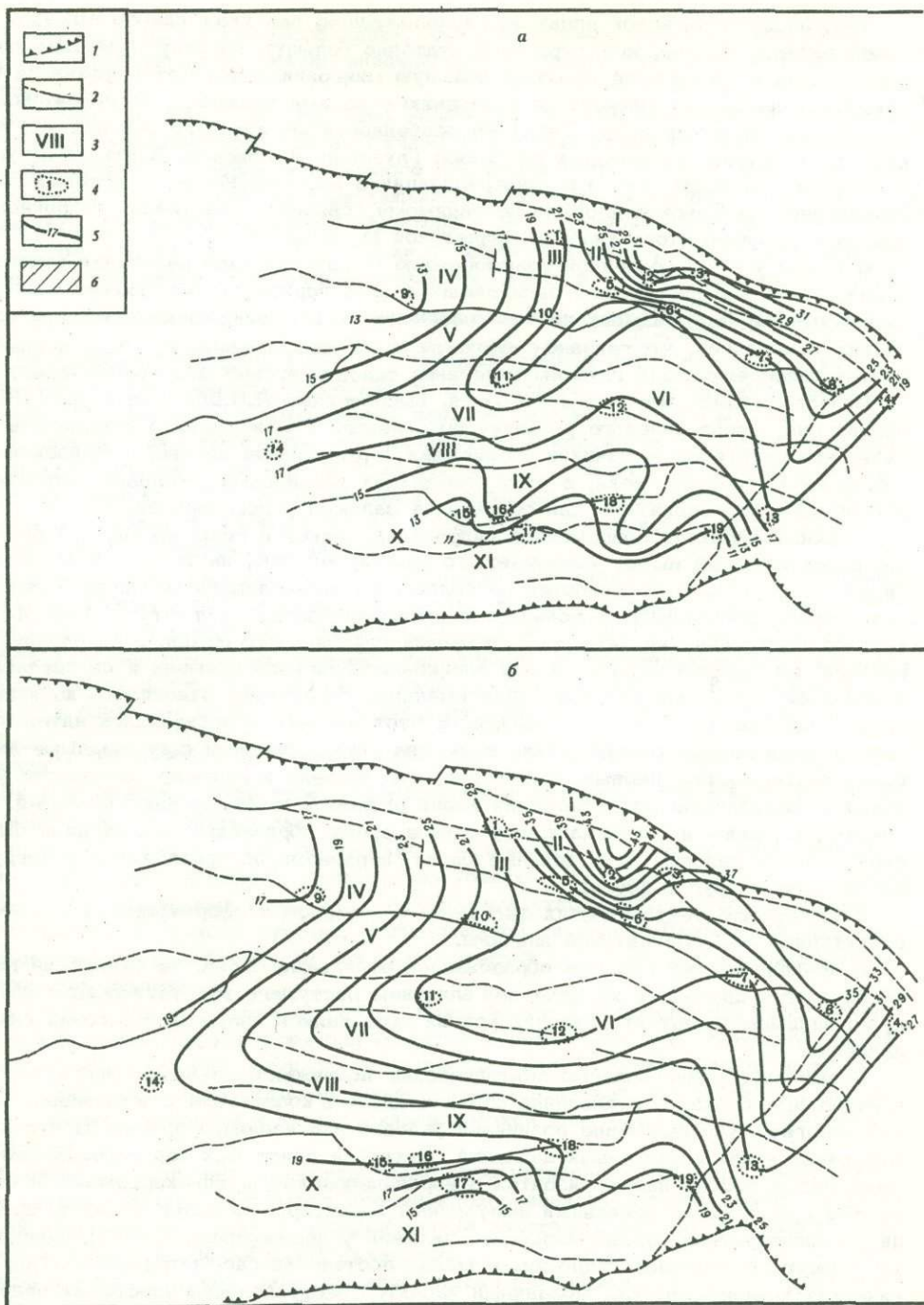
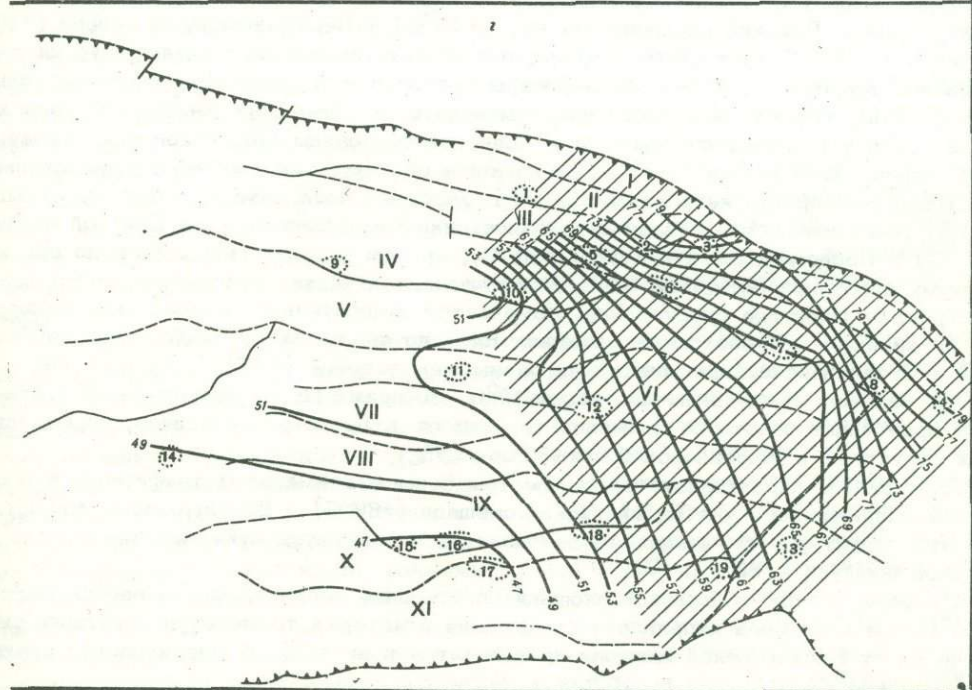
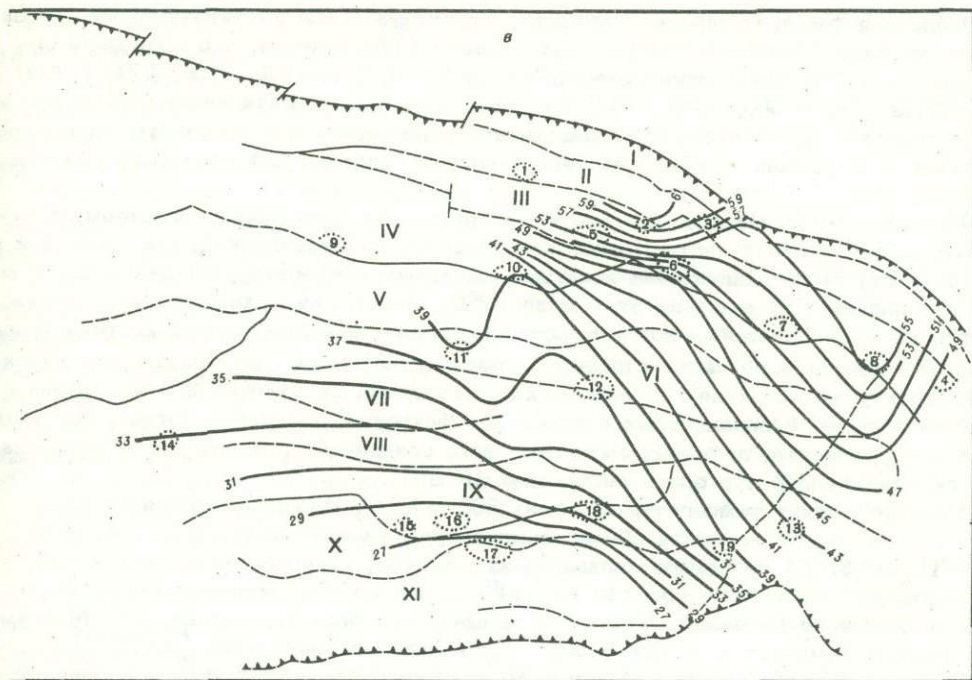


Рис. 3. Геотермические схемы Припятской впадины

1 - глубинные разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 2 - региональные разломы: I - Тилковская, II - Речицкая, III - Речицкая, IV - Червоно-Слободская, V - Копаткевичская, VI - Копаткевичская, VII - Копаткевичская, VIII - Копаткевичская, IX - Копаткевичская, X - Буйновичско-Наровлянская, XI - Ельская; 4 - локальные структуры: 1 - Первомайская, 2 - Шарпиловская, 3 - Давыдовская, 4 - Осташковичская, 5 - Речицко-Гороховская, 6 - Дудичская, 7 - Благинская, 8 - Туровская, 9 - Анисимовская, 10 - Благинская, 11 - Туровская, 12 - Анисимовская, 13 - Благинская, 14 - Туровская, 15 - Анисимовская, 16 - Благинская, 17 - Туровская, 18 - Анисимовская, 19 - Благинская; 6 - зона распространения крупно- и среднезернистых пород (в °С); 6 - зона распространения крупно- и среднезернистых пород (в °С)



впадины по срезам 500 м(а), 1000 м(б), 2000 м(в) и 3000 м(г)
 разломы глубокого заложения; 3 - тектонические ступени: I - Березинская, II - Ша-
 Центральная, VII - Калинковичская, VIII - Петриковско-Шестовичская, IX - Мозыр-
 которым имеются геотермические данные: 1 - Чернинская, 2 - Шатилковская, 3 -
 8 - Васильевская, 9 - Червоно-Слободская, 10 - Северо-Домановичская, 11 -
 16 - Заозерная, 17 - Ельская, 18 - Наровлянская, 19 - Стреличевская; 5 - геозотер-
 девонских вулканогенных осадков

Осадочная толща Припятской впадины охарактеризована достаточным числом замеров по стволу глубоких разведочных скважин (47 замеров), что позволило построить шесть геотермических схем по срезам 200, 500, 1000, 2000, 2500 и 3000 м (схемы по срезам 500, 1000, 2000, 3000 м - рис. 3, а по остальным дается описание в тексте). Кроме того, были рассчитаны геотермические градиенты по каждой скважине и вычислены средние значения теплового потока для отдельных районов впадины.

По срезу 200 м наблюдается довольно сложная конфигурация геоизотерм. В северо-северо-восточной части Припятской впадины, на Березинской, Шатилковской и Речицкой ступенях расположена зона максимальных температур, снижающихся в южном и западном направлениях от $+25$ до $+7^{\circ}\text{C}$. Минимальные температуры наблюдаются на Червоно-Слободской и Ельской площадях, а также на юго-востоке территории и в центральной части впадины - соответственно на Стреличевской и Дудинской структурах. Сложная геотермическая обстановка на глубине 200 м связана с взаимодействием поверхностных и глубинных факторов: теплового потока, поступающего из фундамента, движения грунтовых вод, солнечной радиации и т.д. Максимальный перепад температур здесь составляет 18°C .

В распределении температур по срезу 500 м (рис. 3,а) наблюдается большое сходство со схемой по срезу 200 м: температуры увеличиваются с юга на север (от $+11$ до $+31^{\circ}\text{C}$) и с северо-запада на юго-восток, в направлении погружения стратиграфических горизонтов (от $+13$ до $+21^{\circ}\text{C}$), однако это увеличение происходит более равномерно (в районе Дудичской площади исчезает термоминимум). Максимальный перепад температур по срезу 500 м несколько увеличивается (до 20°C).

Резко возрастает перепад температур по срезу 1000 м (рис. 3,б) - разница температур между Ельской площадью на юге ($+15^{\circ}\text{C}$) и Первомайской на севере ($+45^{\circ}\text{C}$) составляет 30°C . По-прежнему фиксируется область пониженных температур на северо-западе территории, откуда температуры возрастают в восточном и юго-восточном направлениях. В восточной части впадины некоторое понижение температур происходит в сторону Брагинского выступа и Лоевской седловины (Шарпиловская площадь).

По срезу 2000 м (рис. 3,в) наблюдается в общем та же картина распределения пластовых температур, хотя конфигурация геоизотерм несколько упрощается. Температуры увеличиваются в северо-северо-восточном направлении - от Ельской площади ($+27^{\circ}\text{C}$) к Первомайской структуре ($+61^{\circ}\text{C}$), причем перепад температур по описываемому срезу возрастает до 34°C . В юго-западной части впадины геоизотермы приобретают широтное простирание. Намечается относительное возрастание температур на крайнем юго-востоке территории. Если по срезу 500 м температуры на Ельской и Стреличевской площадях были равны между собой ($+17^{\circ}\text{C}$), то по срезу 2000 м разница между ними достигает 12°C . По-прежнему на северо-востоке впадины происходит некоторое снижение температур к Лоевской седловине, от Васильевской структуры к Шарпиловской (от $+55$ до $+49^{\circ}\text{C}$).

Срез 2500 м характеризуется смещением зоны максимальных температур в восточном направлении - от Первомайской площади ($+69^{\circ}\text{C}$) к Васильевской ($+71^{\circ}\text{C}$). От этих структур в юго-западном направлении наблюдается снижение температур к Ельской площади ($+39^{\circ}\text{C}$).

К северо-западу от Ельской площади простирание геоизотерм становится широтным. Кроме основного направления понижения пластовых температур некоторое снижение их от Васильевской площади происходит и к востоку, к Шарпиловской структуре (до $+64^{\circ}\text{C}$).

По самому глубокому срезу - 3000 м (рис. 3,г) - максимальные температуры наблюдаются на Первомайской и Шарпиловской площадях ($+79^{\circ}\text{C}$). Таким образом, один температурный максимум сохраняется в прибортовой, северной зоне Припятской впадины, а второй, установленный по предыдущему срезу на Васильевской структуре, смещается далее к востоку, на Шарпиловскую площадь. По описываемому срезу конфигурация геоизотерм выглядит наиболее простой. От указанных структур происходит равномерное уменьшение температур до $+46^{\circ}\text{C}$ в юго-западном направлении, к Ельской площади.

На юго-западе Припятской впадины, как и по всем остальным срезам, геоизотермы имеют простирание, близкое к широтному. Перепад температур по срезу 3000 м составляет 33°C .

Итак, геотермическая обстановка осадочного чехла Припятской впадины обладает рядом характерных особенностей.

1. Максимальные температуры по всей осадочной толще приурочены к северной и северо-восточной частям впадины, причем по мере увеличения глубины залегания отложений зона максимальных температур смещается к востоку, достигая по срезу 3000 м на Шарпиловской площади $+79^{\circ}\text{C}$.

2. Зоны минимальных температур по всем схемам расположены на юге впадины (в районе Ельской структуры), а по верхним горизонтам — и на западе (Червоно-Слободская площадь).

3. До глубины 1000 м наблюдается довольно сложная конфигурация геоизотерм с существованием нескольких минимумов. По более глубоким срезам картина распределения температур постепенно упрощается, их изменение по площади происходит более равномерно, и направление снижения температур меняется с южного на юго-западное.

4. Вниз по разрезу перепад температур между северными и южными районами возрастает, причем по срезу 1000 м отмечается его резкое увеличение — от 20 до 30°C . По более глубоким срезам перепад изменяется мало, не превышая 35°C .

Особенности теплового поля осадочного чехла Припятской впадины нашли свое отражение в распределении температур по вертикали разреза.

В северной части впадины четко прослеживается уменьшение глубины прохождения изотерм $+20$, $+30$, $+40$ и $+50^{\circ}\text{C}$ с запада на восток — от Червоно-Слободской и Северо-Домановичской площадей к Речицкой структуре, а затем ее увеличение к Шарпиловской площади.

Глубина прохождения изотерм $+60$ и $+70^{\circ}\text{C}$ увеличивается в обратном направлении — от Шарпиловской площади к Речицкой.

Вкрест простираения впадины наблюдается закономерное увеличение глубины прохождения изотерм с севера на юг, причем по изотермам $+20$, $+30$ и $+40^{\circ}\text{C}$ нарастание глубины их прохождения в южном направлении сильно увеличивается, по изотерме $+50^{\circ}\text{C}$ такой рост менее заметен.

Обращает на себя внимание перемещение зоны минимальных глубин по верхним горизонтам прохождения изотерм $+20$ и $+30^{\circ}\text{C}$ с Шатилковской ступени (Первомайская скв.3) на Березинскую ступень (Первомайская скв.2), что, возможно, указывает на подток термальных вод снизу, т.е. на вертикальную разгрузку вод девонских водоносных горизонтов по северной разломной зоне, ограничивающей Припятскую впадину.

Исследование фактического материала показало, что изменение глубины прохождения изотерм ни в коей мере не связано с изменением мощности осадочной толщи. Из расчета градиентов температур по конкретным скважинам видно, что их величина зависит прежде всего от литологического состава пород: в хемогенных отложениях значения геотермического градиента минимальны, несколько больше они в известняках и максимальны в глинах. Однако абсолютные величины геотермических градиентов в северном, центральном и южном районах Припятской впадины различны. Если на севере верхняя соленосная толща характеризуется средними значениями геотермического градиента, равными $1,3-1,6^{\circ}\text{C}/100$ м, а на центральных площадях (Гороховской и Дудичской) — $1,0-1,1^{\circ}\text{C}/100$ м, то на юге, в глубоких скважинах Наровлянской и Ельской площадей величины его снижаются до $0,65-0,90^{\circ}\text{C}/100$ м. Расчет тепловых потоков по разрезу отдельных районов Припятской впадины показал, что в нижней части осадочного чехла, в интервале глубин от 3000 до 1000–800 м, величины теплового потока по разрезу каждой отдельно взятой скважины близки между собой, т.е. тепловой поток является постоянным.

Выше величины теплового потока несколько снижаются. Такое распределение тепловых потоков по вертикали разреза связано с тем, что на глубинах до 800–1000 м взаимодействуют два фактора — экзогенный и эндогенный. Ниже по разрезу преобладает уже эндогенный фактор.

По площади впадины в нижней части осадочного разреза величины теплового потока изменяются от $5,6 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²·час на Шарпиловской площади до $5,0-4,3 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²·час на Первомайской, Осташковичской и Речицкой структурах и до $2,0 \cdot 10^{-2}-2,7 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²·час на Наровлянской и Ельской площадях, т.е. величина теплового потока в северной части впадины в 2 раза больше, чем в южной.

В верхней части разреза величины теплового потока на северо-востоке изучаемой территории колеблются в небольших пределах — от $2,3 \cdot 10^{-2}$ до $2,8 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²·час, уменьшаясь к югу до $1,6 \cdot 10^{-2}$ — $1,5 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²·час.

Все описанные выше особенности теплового режима Припятской впадины трудно объяснить, но анализ показал, что они не связаны с изменением глубины залегания кристаллического фундамента, как это наблюдается во многих нефтегазоносных районах. Понижение температуры в южных частях Припятской впадины нельзя также объяснить внедрением здесь в осадочные межсолевые и подсолевые отложения поровых охлажденных вод, так как приведенные данные по гидродинамическим и гидрохимическим условиям, а также по палеогидрогеологии Припятской впадины однозначно указывают на отсутствие инфильтрации поверхностных вод от бортовых частей впадины в ее центральную часть, по крайней мере со времени отложения верхней соленосной толщи.

Инфильтрация поверхностных вод, по-видимому, оказывает влияние на температурные условия недр только в западной, менее погруженной части впадины.

Попытка объяснить указанные геотермические закономерности Припятской впадины различной теплопроводностью осадочных пород в рассматриваемых районах также оказалась несостоятельной: более низкие значения температурных градиентов в односторонних отложениях в южной части впадины говорят скорее в пользу лучшей теплопроводности пород южных районов.

Таким образом, перечисленные факторы не оказывают заметного влияния на тепловой режим впадины. В то же время постоянство тепловых потоков в нижней части разреза осадочного чехла в каждой отдельной точке изучаемого региона, закономерное смещение к востоку зоны максимальных температур вниз по разрезу, постепенное упрощение конфигурации геоизотерм с увеличением глубины среза указывает на иные причины, обусловившие формирование особенностей теплового режима Припятской впадины, которыми могут являться либо различная теплопроводность пород фундамента, либо термические и тектонические особенности более глубоких слоев земной коры.

Как уже упоминалось, плотные кварциты, обладающие наибольшей теплопроводностью среди кристаллических пород, распространены только в центральной части северной прибортовой зоны. Фундамент всей восточной и южной частей впадины сложен близкими по составу породами — гнейсами. Таким образом, гнейсы распространены как в зоне максимальных (Шарпиловская и Васильевская площади), так и минимальных (Ельская, Наровлянская площади) температур, что говорит об отсутствии связи между составом пород фундамента и температурными условиями осадочного чехла.

По-видимому, объяснение геотермических особенностей Припятской впадины следует искать в геологической истории региона: практически в течение всего верхнедевонского времени на северо-востоке изучаемой территории происходили интенсивные вулканические процессы, сопровождавшиеся изменениями основных пород. На срезе 3000 м выделена зона распространения в верхнедевонских отложениях крупно- и среднезернистого вулканогенного материала, охватывающая восточные и северо-восточные районы Припятской впадины. Если вблизи западной и юго-западной границ этой зоны вулканогенные осадки присутствуют лишь в виде незначительных пропластков и примесей в терригенных, карбонатных и хемогенных породах девона, то в восточном и северо-восточном направлениях количество вулканогенно-осадочных отложений в верхнедевонском разрезе непрерывно растет, и на Шарпиловской, Васильевской и Вышемировской площадях в разрезе установлена туфогенная толща, мощность которой достигает 1000 м.

Таким образом, направление увеличения содержания вулканогенных осадков в разрезе девонских отложений совпадает с направлением возрастания современных температур по нижним срезам осадочного чехла.

Интенсивные вулканические процессы, имевшие место в северо-восточных районах Припятской впадины, безусловно связаны с большей подвижностью земной коры и внедрением в нее магмы.

В верхнедевонское и, вероятно, нижнекаменноугольное время северо-восточный район Припятской впадины характеризовался аномально высокими температурами. Существование же современной термоаномалии в этом районе можно, по-видимому, объяснить его повышенной сейсмичностью, сохранившейся до настоящего времени, но это предположение нуждается в проверке.

О ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИПЯТСКОЙ ВПАДИНЕ

Рассмотренные материалы по гидрохимии, гидродинамике, палеогидрогеологии подсолевых и межсолевых отложений (продуктивных горизонтов) Припятской впадины иллюстрируются сводной картой (рис. 4), на которой обобщены материалы по гидрогеологии подсолевого и межсолевого гидрогеологических комплексов, нанесены геоизотермы по срезу 3000 м и показано размещение открытых к настоящему времени нефтяных месторождений. Современная гидрогеологическая обстановка в подсолевых и межсолевых отложениях Припятской впадины характеризуется широким распространением хлоркальциевых рассолов высокой минерализации и метаморфизации. Зона распространения пластовых вод с минерализацией, превышающей 1000 мг.экв/л (300 г/л), практически охватывает всю территорию погруженной части впадины, включая северную и южную прибортовые зоны. Воды меньшей минерализации установлены в пределах менее погруженного западного окончания впадины, а также за ее восточной границей — на Брагинском выступе. Для гидродинамической обстановки в подсолевых и межсолевых гидрогеологических комплексах характерно наличие обширной зоны повышенных пластовых давлений, охватывающей всю западную и крайнюю южную части погруженных районов впадины. Кроме того, аномально повышенные и повышенные давления установлены в межсолевых отложениях Речицкой, Шатилковской и Березинской ступеней.

За пределами погруженной части впадины — на западе и востоке (Брагинский выступ) — пластовые давления близки к гидростатическим. В пределах самой впадины относительно пониженные напоры вод установлены в подсолевых отложениях Речицкой ступени, а также в продуктивных горизонтах широтной зоны, протягивающейся через Ельскую, Наровлянскую, частично Стреличевскую площади и оконтауренной с северо-запада, запада, юга и юго-востока участками, обладающими повышенными напорами пластовых вод. С этой же зоной связаны воды несколько пониженной по отношению к окружающим районам минерализации и метаморфизации (Ельская площадь). Существование такой замкнутой зоны, по нашему мнению, указывает на относительную гидрогеологическую раскрытость, обусловленную тектоническими подвижками домелового времени.

Объяснить происхождение пьезоминимума в подсолевых отложениях Речицкой структуры пока не представляется возможным из-за отсутствия гидродинамических данных по близлежащим площадям, однако само существование пьезоминимума позволяет сделать важный вывод о самостоятельных фазах формирования залежей нефти в подсолевых и межсолевых продуктивных горизонтах этой структуры (межсолевые отложения Речицкой структуры обладают аномально повышенными напорами, что свидетельствует об отсутствии гидравлической связи между рассматриваемыми отложениями как на современном этапе, так и в прошлом).

В целом же во всей погруженной части Припятской впадины в настоящее время существует застойный режим, характеризующийся отсутствием гидравлической связи ее с окружающими районами. Другими словами, гидрогеологическая обстановка в продуктивных горизонтах подсолевых и межсолевых отложений на большей части территории Припятской впадины весьма благоприятна для сохранения залежей углеводородов. Исследования Л.И. Шаповал и др. (1969) показали, что такая обстановка существовала со времени отложения соленосной толщи (данково-лебедевское время).

Данные по эксплуатации нефтяных залежей в межсолевых отложениях Речицкой ступени позволяют установить верхний предел времени формирования этих залежей, режим которых является упругим. Последнее указывает на ограниченное пространственное распространение продуктивных пластов, объясняемое неравномерным погружением отдельных блоков (к которым приурочены залежи) по отношению друг к другу и их изолированностью. Следовательно, залежи нефти могли сформироваться лишь до среднекаменноугольного времени, когда произошло дробление тектонических ступеней на отдельные блоки.

Выявленные особенности теплового режима Припятской впадины позволяют более дифференцированно, чем по гидрогеологическим данным, оценить ее перспективы.

Существование высоких температур в северо-восточной и восточной частях впадины в течение длительного периода геологического развития указывает на более благоприятные условия как для преобразования органического вещества, так и для

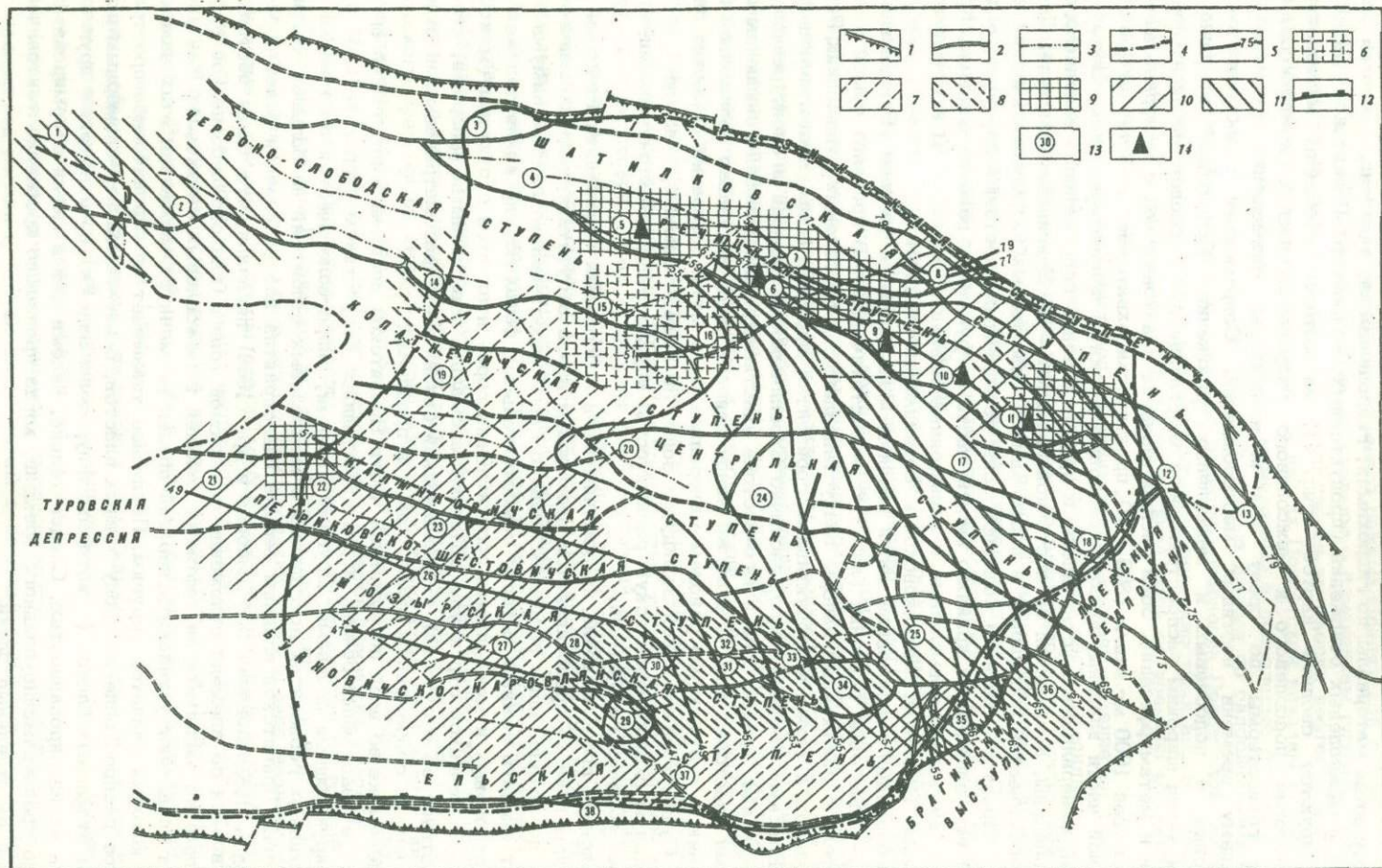


Рис. 4. Сводная схематическая карта гидрогеологических условий продуктивных горизонтов Припятской впадины

1 - глубинные разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 2 - региональные разломы глубокого заложения; 3 - локальные разрывные нарушения; 4 - границы выклинивания соленосных толщ; 5 - изотермы по срезу 3000 м (в °C); 6 - аномальные пластовые давления в подсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,2$); 7 - повышенные пластовые давления в подсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,1$); 8 - нормальные пластовые давления в подсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} < 1,1$); 9 - аномальные пластовые давления в межсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,2$); 10 - повышенные пластовые давления в межсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} > 1,1$); 11 - нормальные пластовые давления в межсолевом комплексе ($\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}} < 1,1$); 12 - зона распространения пластовых вод подсолевого и межсолевого комплексов с минерализацией больше 10000 мг·экв/л; 13 - локальные структуры (список локальных структур см. на рис. 1); 14 - нефтяные месторождения

формирования и сохранения залежей нефти по сравнению с западными и южными районами, где температуры на глубинах залегания продуктивных горизонтов в настоящее время не превышают 35-45°C. Такое предположение подтверждается открытием к настоящему времени промышленных залежей нефти только в северной и северо-восточной частях впадины (на Речицкой ступени), а также немногочисленными данными по водорастворенным газам, по составу и качеству нефтей.

Удельный вес нефтей, их смолистость и сернистость возрастают как в западном направлении - от Речицкой структуры к Вишанской и Северо-Домановичской, так и в южном - к Ельской и Наровлянской площадям. На Речицкой ступени в продуктивных горизонтах Осташковичского и Речицкого месторождений водорастворенные газы имеют преимущественно углеводородный состав, тогда как на западе (Северо-Домановичская площадь) и на юге (Ельская, Кустовническая и Наровлянская площади) они представлены в основном азотом.

Таким образом, по всем рассмотренным данным наиболее перспективными для поисков залежей нефти в пределах Припятской впадины являются Березицкая, Шатилковская и Речицкая ступени, восточная часть Копаткевичской ступени, Центральная ступень и прилегающий к ней с юга участок Петриковско-Шестовичской ступени, т.е. районы, характеризующиеся благоприятной современной и палеотермодинамической обстановкой в продуктивных отложениях.

Литература

- Богомолов Г.В., Березина Л.К. Гидрогеологические условия некоторых нефтеносных структур Припятского прогиба. - В сб. "Геология и гидрогеология Припятского прогиба". Минск, Изд-во АН БССР, 1963.
- Березина Л.К. О подземных водах подсолевых отложений девона Припятского прогиба. - Докл. АН БССР, 1962, № 6.
- Горелик З.А., Айзберг Р.Е., Анцупов П.В. и др. Современная структура и история тектонического развития Припятской впадины. Минск, "Наука и техника", 1968.
- Лавров А.П., Шаповал Л.И., Маркова А.П. и др. Гидрогеологические условия и показатели нефтегазоносности северо-восточной части Припятской впадины. - В сб. "Новые данные по геологии и нефтегазоносности Припятской впадины и смежных районов". М., "Недра", 1968.
- Маркова А.П., Филонов В.А. Особенности формирования рассолов Припятского нефтегазоносного бассейна. - В сб. "О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Припятской впадины". М., изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
- Шаповал Л.И., Лавров А.П., Толкач В.В. Исторический аспект гидрогеологического изучения Припятского бассейна. - Докл. АН БССР, 1969, т. 13, № 8.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И СМЕЖНЫХ РАЙОНОВ
РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Э.М. Пуркина

Предуральский краевой прогиб является новым перспективным, но сравнительно мало изученным районом Волго-Уральской нефтеносной области.

При сборе данных оказалось, что непосредственно по Предуральскому прогибу их крайне недостаточно. В связи с этим нами были изучены смежные районы Пермской области, Башкирской АССР, восточной части Оренбургской области, т.е. почти вся восточная часть Волго-Уральской области, по которой имеется обширный фактический материал.

На основе изучения гидродинамических и газогидрохимических показателей, с учетом особенностей геологического строения и размещения уже известных залежей нефти и газа, мы предприняли попытку выявить на территории прогиба участки, наиболее благоприятные для скопления нефти и газа.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА
И СМЕЖНЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Разрез исследуемой территории представлен мощной толщей осадочных образований от архейских до мезозойско-кайнозойских.

В пределах исследуемой территории выделяются следующие структуры первого порядка: складчатый Урал, Предуральский прогиб, Пермский, Башкирский и Южно-Татарский своды, Бирская седловина, Верхнекамская, Висимская, Бымско-Кунгурская, Благовещенская и Бузулукская (восточная ее часть) впадины.

Особенностью тектоники Предуральского прогиба является наличие на ряде участков несоответствия между структурными планами поверхности кристаллического фундамента и осадочного чехла. Для структур самого осадочного чехла устанавливается в основном унаследованный характер развития.

С востока изучаемая территория ограничена складчатым Уралом, образовавшимся в конце палеозоя (верхний карбон). На его западном склоне развиты асимметричные антиклинальные складки с запрокинутыми западными крыльями, зачастую осложненными надвигами и разрывами. Так, в Кизеловском и Губахинском районах фиксируется большое количество надвигов и разрывных нарушений, имеющих преимущественно меридиональное простирание. Надвиги и разрывные нарушения развиты и в Чусовском районе.

На западном склоне Южного Урала выделяется Каратауский антиклинальный выступ, который вплотную подходит к платформенной части территории, отделяя северную, относительно приподнятую часть Предуральского прогиба от южной, более глубоко погруженной. В его пределах обнажены осадочные породы от рифейских до каменноугольных включительно. Каратау представляет собой высоко приподнятый блок, сильно перебитый нарушениями. Рифейские отложения в его пределах надвинуты на отложения сакмарского и артинского ярусов.

Предуральский краевой прогиб расположен на сочленении архейской Русской плиты и сформирован в каширско-раннепермский этап. Он представляет собой крупную отрицательную структуру, которая прослеживается вдоль всего западного склона Урала, за исключением Колво-Вишерского края и хр. Каратау. Складчатый Урал служит восточной границей прогиба. Западная граница проводится по смене депрессионных и рифогенных фаций ассельско-сакмаро-артинских отложений платформенными.

Современное геологическое строение Предуральского прогиба наиболее четко выражено по отложениям нижней перми. По данным местных геологов и геологов ИГиРГИ, в пределах этого прогиба с севера на юг выделяются следующие крупные элементы: 1) Соликамская депрессия, 2) Косьюинско-Чусовская седловина, 3) Юрюзано-Сылвенская депрессия, 4) Бельский прогиб.

В пределах Предуральского прогиба с севера на юг увеличивается интенсивность дислокаций. Так, в северной части прогиба (Соликамская депрессия, Косьюинско-Чусовская седловина) развиты пологие складки, дизъюнктивные нарушения выражены слабо.

В Юрюзано-Сылвенской депрессии и в Бельском прогибе размеры складок увеличиваются, они почти повсеместно осложнены разрывными нарушениями. На территории прогиба отмечается несоответствие структурных планов по различным этажам палеозоя и протерозоя и по фундаменту. Особенностью краевого прогиба является развитие рифовых структур на его бортах, в средней части и на юге.

Пермский свод вытянут с юго-запада на северо-восток более чем на 100 км при ширине 60-70 км. Свод имеет асимметричное строение; более крутое восточное крыло погружается в Предуральский прогиб. Особенностью свода является интенсивная дислоцированность палеозойских пород. Вдоль оси свода протягивается Краснокамско-Полазненский вал шириной до 30-35 км с более крутым северо-западным крылом. Кроме того, свод еще осложняют другие валы: Каменноложский, который выражен только по пермским и каменноугольным отложениям, Лобановский, Межовский и Осинский. Амплитуда свода по поверхности кыновских отложений составляет 300 м, по каменноугольным - 250-300 м, по пермским - 150-200 м.

Башкирский свод, величиной 170x130 км, в течение всего палеозоя неоднократно погружался и воздымался. Его юго-восточный склон более крутой, северный - более пологий. Свод осложнен многочисленными нарушениями и валами. Вдоль крутого склона протягивается Орьеш-Бураевский асимметричный вал. На северном склоне свода по всем отложениям выделяются Таушский, Куединский, Батырбайский, Чернушинский и другие валы, только по девонским и каменноугольным - Караидельский и Куедино-Татышлинский.

Амплитуда свода по девонским отложениям составляет 400-500 м, по каменноугольным - 50-300 м.

Пермский свод отделяется от Камского Висимской впадиной. Пермский и Башкирский своды разделяются Бымско-Кунгурской впадиной. Обе эти впадины Бакшинской и Бордымской седловинами отделяются от Верхнекамской впадины, расположенной западнее. Амплитуда впадины по пермским отложениям составляет 150 км.

К юго-востоку Верхнекамская впадина Бирской седловиной отделяется от Башкирского и Южно-Татарского сводов. Амплитуда седловины по рифейским и девонским отложениям относительно Башкирского свода составляет 260 м.

Верхнекамская впадина и Бирская седловина рядом геологов относятся к Бирско-Верхнекамскому авлакогену.

Благовещенская впадина является продолжением седловины, отделяющей Южно-Татарский свод от Предуральского прогиба.

Южно-Татарский свод по всем структурным ярусам палеозойских отложений представляет собой крупную структуру, которая заканчивается на юго-востоке Восточно-Оренбургским структурным выступом. Размеры свода 250x30 км, амплитуда 260 м.

По древним отложениям вся эта приподнятая зона протягивается с юго-востока на северо-запад, по нижнепермским - Южно-Татарский свод приобретает субширотное простирание. Он осложнен валообразными поднятиями, прослеживаемыми по девонским и каменноугольным отложениям. К их числу относятся Копей-Кубовский, Бавлинский и Шкаповский валы и Серафимовско-Балтаевский вал широтного простирания, северное крыло которого обрезано сбросом. Этот вал прослеживается по всему разрезу палеозоя.

К западу от Южно-Татарского свода, уже за пределами изучаемой территории, расположена Бузулукская впадина.

Таким образом, структуры первого порядка имеют вид слегка вытянутых, очень пологих куполов и впадин. Размеры их колеблются в пределах 100-200 м на 20-130 км, амплитуда от 100 до 300 м.

Наибольшей дислоцированностью отличается Пермский свод. Как увидим дальше, это обстоятельство заметно сказывается на особенностях его гидрогеологической характеристики.

ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГИДРОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ

На основании литолого-фациальных данных и характера изменения величин основных гидрохимических показателей в разрезе палеозойских отложений выделяются десять гидрогеологических комплексов (снизу вверх).

I комплекс включает терригенные отложения додевонского (бавлинский ярус) и среднедевонского (нижнефранский подъярус - пашийско-кыновский горизонт) возраста, развитые в пределах всей изучаемой территории, за исключением северо-восточной части Башкирского свода с прилегающим к нему западным бортом северной ветви Предуральяского прогиба.

Кыновские глины верхов нижнефранского подъяруса, распространенные повсеместно, за исключением района Красноуфимска, и играющие роль регионального водоупора в палеозойском разрезе, отделяют первый комплекс от вышележащего. Мощность кыновских глин изменяется от 5 (Бельский прогиб) до 35 м (на западе).

II комплекс содержит карбонатные отложения средне- и верхнефранского подъярусов, а также фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. Эта толща перекрывается в основном аргиллитовыми породами турнейского яруса мощностью от 5 до 10 м, являющимися водоупором для II гидрогеологического комплекса.

III комплекс объединяет терригенные отложения малиновского горизонта и яснополянского надгоризонта нижнего карбона и широко распространен в пределах всей территории, за исключением хр. Каратау.

Этот комплекс повсюду перекрывается тонким прослоем (мощностью от 2 до 8 м) аргиллитовых пород верхней части яснополянского надгоризонта.

IV комплекс включает карбонатные отложения окско-серпуховского надгоризонта визейского яруса нижнего карбона и башкирского яруса среднего карбона. Башкирский ярус отсутствует на Вятской системе дислокаций. Водоупором являются глинистые сланцы верхов башкирского яруса. Мощность этих сланцев колеблется от 5 до 10 м.

V комплекс содержит терригенные отложения верейского горизонта московского яруса среднего карбона. Водоупором являются верейские глины мощностью до 28 м, распространенные на всей исследуемой территории.

VI комплекс объединяет карбонатные отложения каширского, подольского и мячковского горизонтов московского яруса среднего и верхнего карбона.

Этот комплекс перекрывается толщей сильноглинистых пород, развитых в виде довольно мощных прослоев (до 60 м) в верхней части верхнего карбона.

VII комплекс включает карбонатные отложения ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижней перми и выделяется повсюду, за исключением Уфимского амфитеатра и Зилаирского синклиория.

Верхним водоупором служит монолитный пласт аргиллита мощностью 5-16 м.

VIII комплекс содержит сульфатно-карбонатные отложения кунгурского яруса нижней перми.

Водоупором являются гипсово-ангидритовая и соленосная толщи того же возраста мощностью 90-170 м.

IX комплекс объединяет терригенные отложения уфимского яруса верхней перми.

Глинистые и аргиллитовые отложения верхней части уфимского яруса служат верхним водоупором (мощностью 0-30 м) для этого комплекса.

X комплекс включает терригенно-карбонатно-сульфатные отложения казанского яруса и терригенные отложения татарского яруса верхней перми. Следует заметить, что татарские отложения отсутствуют почти на всей платформенной части Башкирии.

Вся толща осадочных пород, начиная от кристаллического фундамента и кончая четвертичными отложениями, является в той или иной мере водонасыщенной.

В связи с различием литологического состава и фациальными особенностями отдельных пачек и слоев осадочного разреза создались благоприятные условия для образования изолированных водоносных горизонтов, разделенных относительными водоупорами, представленными в основном глинистыми разностями. Эти глинистые пласты часто не выдержаны по площади и не препятствуют (в региональном плане)

перетокам вод по вертикали. Те из них, которые распространены на значительных площадях, являются местными водоупорами (аргиллитовые породы турнейского и башкирского ярусов и глинистые породы верхнего карбона), а толщи водоносных пород, заключенные между ними, выделяются в гидрогеологические комплексы, перечисленные выше.

Однако и между такими гидрогеологическими комплексами имеется гидродинамическая связь, которая обнаруживается по сходству минерализации и химического состава вод. Только когда водоупоры выдерживаются по всей площади (кыновские глины, аргиллитовые породы яснополянского надгоризонта, верейские глины, кунгурская толща) и надежно изолируют группы комплексов, появляется возможность выделить гидрогеологические этажи, представляющие собой самостоятельные гидрогеологические системы.

Наиболее отчетливо выражен кунгурский водоупор. А.И.Силин-Бекчурин (1945) и В.А.Кротова (Нефтепоисковые гидрогеологические критерии, 1969) выделяют его как границу между двумя крупными водонасыщенными комплексами, резко отличающимися друг от друга характером и особенностями химического состава вод.

Надкунгурский комплекс упомянутых авторов нами выделяется в надкунгурский V гидрогеологический этаж.

В подкунгурском комплексе представляется возможность выделить еще четыре этажа, разделенные перечисленными выше региональными водоупорами. Различия между ними не столь четки, как между над- и подкунгурскими отложениями, однако комплексная обработка фактического материала позволяет это сделать. Она заключается в использовании традиционного комплекса гидрохимических показателей, предложенных еще В.А.Сулиным (1946). Этот комплекс включает величину минерализации (Σr), степень метаморфизации ($\frac{Na}{Cl}$, $\frac{Cl-Na}{Mg}$), коэффициент сульфатности ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$), содержание в водах брома, йода, бора и аммония.

Как показали имеющиеся данные, величина минерализации вод по разрезу для каждого этажа изменяется примерно в одинаковых пределах, поэтому нами был использован градиент минерализации ($\frac{M \cdot 100}{h}$), предложенный еще М.А.Гатальским (1958). Для каждой площади были построены графики изменения градиента минерализации с глубиной. На этих графиках гидрогеологические этажи выделились достаточно четко.

Характер изменения степени метаморфизации вод ($\frac{Na}{Cl}$) с глубиной, величины содержания брома, коэффициента сульфатности ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$) в пределах каждого структурного элемента также дают возможность выделить в подкунгурском комплексе четыре гидрогеологических этажа.

Таким образом, их выделение (снизу вверх) произведено прежде всего на основе анализа изменения основных гидрохимических показателей по разрезу.

I гидрогеологический этаж (бавлинско-кыновский). Минерализация вод колеблется в пределах 122-311 г/л, модальное значение равно 271 г/л. Градиент минерализации

($\frac{M \cdot 100}{h}$) отличается стабильностью. Все воды этого этажа принадлежат к хлор-кальциевому типу; I этаж характеризуется повышенной степенью метаморфизации вод. Величина коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ изменяется в пределах 0,42-0,65, лишь иногда превышая 0,65. Содержание брома повышено и изменяется от 800 до 2230 мг/л. Коэффициент сульфатности, напротив, понижен ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} < 0,12$).

Надо заметить, что коэффициент $\frac{Na}{Cl}$, равный 0,42-0,65, характерен для вод всех комплексов, залегающих ниже 1600 м (это верхняя граница распространения кыновских отложений на всей территории).

II гидрогеологический этаж (среднефранско-яснополянский). Минерализация вод меняется в пределах 162-293 г/л, модальное значение равно 253 г/л. Характерно, что градиент минерализации вод для II этажа выше, чем для вод I этажа, и по всей территории отмечается его рост вверх по разрезу этажа вплоть до яснополянских

отложений. Все воды также принадлежат к хлоркальциевому типу. II этаж характеризуется пониженной величиной степени метаморфизации вод ($\frac{Na}{Cl} = 0,65-0,75$).

Коэффициент сульфатности несколько повышается ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0,12-0,30$). Содержание Br понижается до 205-730 мг/л.

Верхней границей распространения таких вод является глубина 1000 м, примерно соответствующая яснополянскому надгоризонту.

III гидрогеологический этаж (визейско-верейский). Минерализация вод колеблется в пределах 91-298 г/л, модальное значение равно 236,6 г/л. Градиент минерализации несколько снижается в намыре и опять повышается вплоть до отложений верхнего карбона. Однако граница этажа проводится нами ниже верхнего карбона, по верейским глинам в связи с тем, что в верхнем карбоне степень метаморфизации вод

заметно снижается ($\frac{Na}{Cl} = 0,85$), тогда как воды III этажа в целом характеризуются

степенью метаморфизации, изменяющейся от 0,75 до 0,85. Кроме того, по этой границе происходит смена хлоркальциевого типа вод гидрокарбонатнатриевым и сульфатнатриевым. Показатель сульфатности колеблется от 0,3 до 0,75. Пределы содержания брома составляют 117-492 мг/л.

IV гидрогеологический этаж (верхний карбон - нижняя пермь). Химический состав вод этой части разреза пестрый: здесь встречаются как слаб-, так и сильно-минерализованные воды, причем высокая величина минерализации, по-видимому, связана с растворением кунгурской соли.

Водоносные горизонты этого этажа характеризуются тем, что здесь присутствуют воды всех четырех генетических типов (по В.А.Сулину).

Степень метаморфизации вод хлоркальциевого типа снижается до 0,97. Коэффициент сульфатности, наоборот, повышается до 0,93 и более. Содержание брома не превышает 300 мг/л. Воды верхнекарбонных и нижнепермских отложений служат как бы переходной зоной от зоны затрудненного водообмена (III этаж) к зоне свободного водообмена (V этаж).

V гидрогеологический этаж (надкунгурский). Величины минерализации вод изменяются в пределах 3-438 г/л, модальное значение равно 75 г/л. Градиент минерализации резко падает. Преобладают гидрокарбонатнатриевый и сульфатнатриевый типы вод.

Воды этого этажа имеют низкую величину степени метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} > 0,90$, чаще намного > 1).

Коэффициент сульфатности резко повышается, его величина значительно выше 1. Содержание брома не превышает 107 мг/л. Это зона свободного водообмена.

Наряду с такими водами в V гидрогеологическом этаже встречаются воды, характеризующиеся высокой величиной степени метаморфизации и повышенным содержанием брома.

Таким образом, региональные водоупоры обусловили наличие гидрогеологических этажей в разрезе палеозойских отложений.

Одним из основных нефтепоисковых гидрогеологических признаков является гидрогеологическая закрытость региона. Наличие региональных водоупоров и гидрохимическая характеристика I-III и частично IV гидрогеологических этажей свидетельствует о благоприятной в целом обстановке для сохранения в них залежей нефти и газа.

ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ ГАЗОГИДРОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ

I гидрогеологический этаж. Его отложения распространены по всей изучаемой территории, за исключением северо-восточной части Башкирского свода с прилегающим к нему западным бортом Предуральского прогиба. Они представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов; только на Урале в них появляются карбонатные прослои. Наибольшие мощности, отмеченные на западе, уменьшаются по направлению к Башкирскому своду и Предуральской депрессии.

Коллекторские свойства этого этажа ухудшаются также в восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба, и в южном, в сторону Южно-Татарского свода.

Воды I гидрогеологического этажа принадлежат к хлоркальциевому типу. Некоторые различия в их солевом составе отражаются в изменении величин минерализации, степени метаморфизации, коэффициента сульфатности и в содержании некоторых микрокомпонентов.

Эти особенности вод обусловлены изменением по площади литологического состава, коллекторских свойств водовмещающих пород и особенностями тектоники региона (рис. 1).

Различия в минерализации, метаморфизации и сульфатности вод I этажа на изучаемой территории, как уже сказано, незначительны, за некоторыми исключениями. Так, в районе Кизел-Губахи (складчатый Урал), где девонские отложения выходят на поверхность, встречены пресные воды сульфатнатриевого типа с высоким показателем сульфатности. В районе Культюбы, где складчатый Урал непосредственно примыкает к платформе, воды обладают пониженной минерализацией и метаморфизацией. Наконец, в южной части Бельского прогиба (Кинзебулатово, Воскресенское) встречены почти пресные воды с высоким коэффициентом сульфатности

$$\left(\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} > 1 \right).$$

Максимальный градиент минерализации $\left(\frac{M \cdot 100}{h} > 13 \right)$, максимальные величины метаморфизации $\left(\frac{Na}{Cl} < 0,60 \right)$ и минимальные показатели сульфатности $\left(\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} < 0,12 \right)$ вод характеризуют структуры Башкирского свода, Бирской седловины, южной части Верхнекамской впадины, северной и западной частей Благовещенской впадины. Некоторое уменьшение минерализации и метаморфизации вод и увеличение сульфатности установлено на структурах Пермского свода, Верхнекамской впадины и Соликамской депрессии.

Воды Южно-Татарского свода характеризуются повышенными и в целом близкими градиентами минерализации и несколько пониженными значениями коэффициента метаморфизации. На общем фоне вод девонской толщи выделяются воды Балтаевской, Каргалинской, Серафимовской, Султангуловской и Измайловской площадей, для которых характерна заметно пониженная метаморфизация $\left(\frac{Na}{Cl} = 0,86; 0,89; 0,70; 0,78; 0,77 \right)$.

Следует особо остановиться на химическом составе вод восточной части Благовещенской впадины. Они все имеют высокую величину степени метаморфизации $\left(\frac{Na}{Cl} < 0,65 \right)$, но пониженную минерализацию; это за редким исключением малосульфатные воды. По всей вероятности, состав этих вод испытывает слабое разбавляющее влияние вод, текущих с Урала. Оно проявляется в снижении минерализации, а в других пробах — и в увеличении коэффициента сульфатности.

Изменение степени метаморфизации вод в изучаемом районе не зависит ни от величины минерализации, ни от глубины залегания пород. Например, для вод с минерализацией 294 г/л значения коэффициента метаморфизации колеблются от 0,49 до 0,86. На глубине 2000 м встречены воды с коэффициентом метаморфизации $\frac{Na}{Cl} = 0,47 - 0,72$.

Водорастворенные газы девонских отложений довольно разнообразны. Состав растворенных в воде газов в основном азотный, с низким содержанием углеводородов. Только в восточной части Пермского и Башкирского сводов и в Благовещенской впадине (Ярино, Куеда, Шакша, Чесноковка) и в Соликамской впадине (Березники) газы становятся метановыми; содержание метана колеблется от 52 до 72%, общее содержание углеводородов увеличивается до 80%. В этом же направлении растет газонасыщенность вод, достигающая 1163 см³/л (Чесноковка).

Воды I этажа характеризуются близким химическим составом. Различия в минерализации, метаморфизации и сульфатности на данной территории незначительны, т.е. воды девона отличаются высокой застойностью (см. рис. 1).

Некоторое увеличение минерализации, степени метаморфизации, содержания брома и уменьшение коэффициента сульфатности, т.е. увеличение гидрогеологической закрытости, отмечается в целом с севера, от Верхнекамской впадины и Пермского свода, на юг, в сторону Башкирского свода, Бирской седловины и Благовещенской

впадины, и с запада на восток, в сторону Предуральского прогиба. Затем в сторону Южно-Татарского свода идет некоторое понижение коэффициента метаморфизации, что свидетельствует об ухудшении изолированности рассматриваемых отложений. Подтверждением этому служит тот факт, что на Южно-Татарском своде на общем фоне вод девона с высокой минерализацией выделяется ряд структур, где воды имеют пониженную степень метаморфизации и содержат большое количество H_2S , что характерно для вод каменноугольных отложений. Это, по всей вероятности, связано с проникновением в девонские отложения вод карбона, в результате чего изолированность I этажа на своде нарушается; следовательно, перспективность отложений вверх по разрезу девона ухудшается.

В сторону Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба, в зоне развития сильноминерализованных и метаморфизованных вод, возрастает содержание метана и тяжелых углеводородов. Газовый фактор достигает максимума ($1163 \text{ см}^3/\text{л}$).

Гидрогеологические условия влияют на распределение залежей нефти и газа. Так, большинство выявленных нефтяных месторождений приурочено к наиболее закрытым структурам: к Башкирскому своду, Бирской седловине, к северной части Благовещенской впадины, к Южно-Татарскому своду. Такими же параметрами характеризуются воды структур восточного борта Южно-Татарского свода и западной части Благовещенской впадины, Юрьюзано-Сылвенской и Соликамской впадин. По аналогии можно считать эти структуры также перспективными в гидрогеологическом отношении для поисков нефти и газа.

II гидрогеологический этаж. Полнее всего этот этаж охарактеризован газогидрохимическими материалами по отложениям нижнего карбона (яснополянский надгоризонт).

Литологически отложения II этажа представлены преимущественно карбонатной толщей верхнего девона и нижнего карбона и терригенными породами нижнего карбона. Терригенная толща сложена чередующимися кварцевыми песчаниками, алевролитами, глинами, углисто-глинистыми сланцами. Верхняя часть яснополянского надгоризонта представлена в основном глинистыми образованиями, которые повсеместно распространены в платформенной части территории. Мощность этих отложений изменяется в широких пределах (от нескольких десятков метров до 600 м).

Коллекторские свойства пород ухудшаются с запада на восток, в сторону Предуральского прогиба.

Воды этого этажа являются, как правило, высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа. Они характеризуются сравнительно высокой степенью метаморфизации и сравнительно низкими величинами сульфатности, а также обогащенностью бромом, йодом и аммонием, за исключением районов складчатого Урала (Кизел), где встречены пресные воды сульфатнонатриевого типа с высоким показателем сульфатности, и Бельского прогиба (Аллакаевская), где воды отличаются низкой степенью метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} = 0,95$).

Максимальные градиенты минерализации ($\frac{M \cdot 100}{h} > 20$) и степень метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} < 0,75$) вод отличают структуры Пермского свода, северной части Башкирского свода, отдельные структуры Верхнекамской и Бымско-Кунгурской впадин.

Обращает на себя внимание тот факт, что степень метаморфизации вод в Предуральском прогибе (площади Дуринская, Ольховская, Луховская, Яйвинская, Верхне-Чусовские Городки, Спас-Бардинская, Камайская, Осинцевская) выше степени метаморфизации одновозрастных вод платформенной части. Такая метаморфизация свойственна только водам I этажа. Можно предположить, что на этих структурах имеет место подток вод из I этажа в отложения II.

Несколько снижается градиент минерализации и степень метаморфизации вод на структурах Бирской седловины и южной части Башкирского свода. Заметно снижается коэффициент метаморфизации в водах по направлению к Южно-Татарскому своду и к северной части Благовещенской впадины (кроме Охлебинина). Следует отметить, однако, что в этой зоне градиент минерализации вод на отдельных структурах остается таким же высоким, как на структурах Пермского и Башкирского сводов. Исключением является состав вод II этажа Туймазинской структуры. Градиент минерализации и степень метаморфизации вод здесь выше ($\frac{Na}{Cl} = 0,74$), чем на других структурах ($\frac{Na}{Cl} > 0,80$).

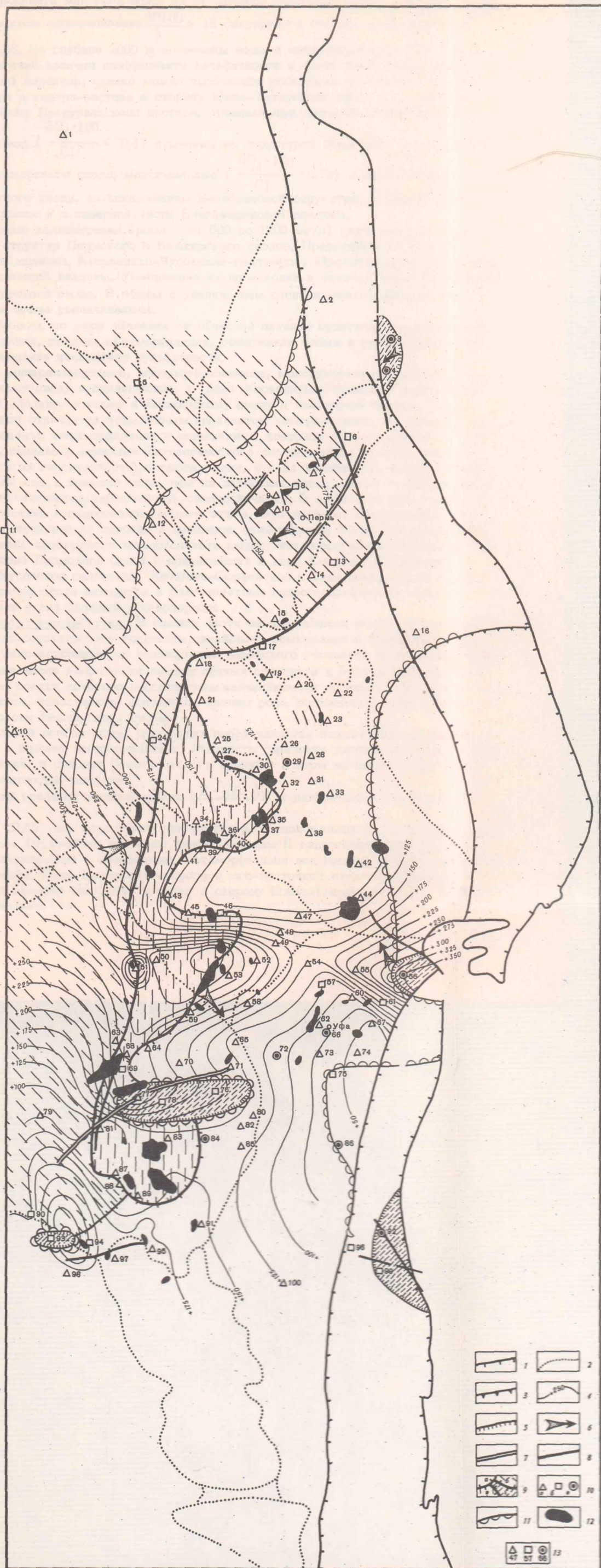


Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта I этажа восточной части Волго-Уральской области (составили Э.М. Пуркина, О.И. Кулешова, 1970 г.)

1 - граница краевого Предуралья; 2 - границы структурных элементов; 3 - зона отсутствия пашийско-кыновских отложений; 4 - гидроизопезы пашийско-кыновских отложений (в м); 5 - зона влияния поверхностных факторов; 6 - направление движения подземных вод; 7 - установленные разрывы в осадочном чехле; 8 - установленные разрывы в кристаллическом фундаменте; 9 - зоны с отношением $\frac{N_0}{C_1}$: а - до 0,60, б - от 0,60 до 0,65, в - от 0,65 до 0,75, г - >0,75; 10 - коэффициент $\frac{S_0 \cdot 100}{C_1}$: а - до 0,12, б - от 0,12 до 0,3, в - >0,3; 11 - гидрогеологические зоны, благоприятные для поисков залежей нефти и газа; 12 - нефтяные месторождения; 13 - локальные структуры: 1 - Кажим, 2 - Березники, 3 - Кизел, 4 - Губаха, 5 - Кудымкар, 6 - Ярино, 7 - Краснокамск, 8 - Северокамск, 9 - Оверятка, 10 - Нытва, 11 - Глазов, 12 - Бородулино, 13 - Юмышская, 14 - Лобаново, 15 - Рассветовская, 16 - Спас-Бардинская, 17 - Елпачихинская, 18 - Ножовская, 19 - Тулвино, 20 - Батырбай, 21 - Маркетово, 22 - Аскино, 23 - Танып, 24 - Шумово, 25 - Москудья, 26 - Дубовогорская, 27 - Архангельская, 28 - Чернушка, 29 - Гожаны, 30 - Максимовка, 31 - Югомашево, 32 - Куеда, 33 - Казанчи, 34 - Орьебаш, 35 - Игровка, 36 - Четырман, 37 - Тепляки, 38 - Шавьяды, 39 - Черчул, 40 - Калтасы, 41 - Арлан, 42 - Байкибашево, 43 - Манчарово, 44 - Куш-Куль, 45 - Дюртюли, 46 - Татышлы, 47 - Уржумово, 48 - Бирск, 49 - Старо-Петрово, 50 - Ик-База, 51 - Бакалы, 52 - Карача-Елга, 53 - Нурская, 54 - Богородская, 55 - Нуриманово, 56 - Культюба, 57 - Благовещенская, 58 - Янышево, 59 - Тюрюшево, 60 - Черкассы, 61 - Тавтманово, 62 - Сергеево, 63 - Чекаң, 64 - Михайловка, 65 - Языково, 66 - Чишмы, 67 - Шакша, 68 - Ардатовка, 69 - Туймазы, 70 - Копей-Кубово, 71 - Балтаево, 72 - Каргалы, 73 - Чесноковка, 74 - Кармалы, 75 - Бекетово, 76 - Ивановка, 77 - Серафимовка, 78 - Троицкая, 79 - Сулинская, 80 - Давлеканово, 81 - Стаханово, 82 - Кирово, 83 - Белебей, 84 - Кайраклы, 85 - Алдарово, 86 - Кебьячево, 87 - Шалты, 88 - Знаменка, 89 - Аркаевка, 90 - Заглядино, 91 - Азнаево, 92 - Кинзебулатово, 93 - Султангулово, 94 - Тарханы, 95 - Ефремово-Зыково, 96 - Аллакаевка, 97 - Аширово, 98 - Никулино, 99 - Воскресенка, 100 - Стерлибашево

Изменение степени метаморфизации вод не зависит ни от величины метаморфизации, ни от градиента минерализации, ни от глубины залегания пород. Так, для структур с градиентом минерализации $\frac{M \cdot 100}{h} > 13$ фиксируется степень метаморфизации от 0,72 до 0,98. На глубине 2000 м встречены воды с метаморфизацией 0,59 и 0,95.

Распределение величин коэффициента сульфатности в водах этого этажа носит весьма пестрый характер, однако можно проследить увеличение показателя сульфатности с севера и северо-востока в сторону Южно-Татарского свода и с запада на восток, в сторону Предуральского прогиба. Минимальные значения коэффициента

сульфатности вод ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} < 0,1$) отмечены на структурах Пермского свода, восточной части Башкирского свода, максимальные ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} > 0,75$) - на структурах Южно-Татарского свода, за исключением Белебеевской структуры, в южной части Бирской седловины и в северной части Благовеценской впадины.

Максимальные концентрации брома (от 500 до 1200 мг/л) характеризуют воды большинства структур Пермского и Башкирского сводов, Предуральского прогиба (Соликамская впадина, Косьюинско-Чусовская седловина, Юрюзано-Сылвенская впадина), Верхнекамской впадины. Уменьшение их происходит в сторону Бирской седловины и Южно-Татарского свода. В общем с увеличением степени метаморфизации вод концентрации брома увеличиваются.

Таким образом, по мере удаления от областей питания происходит рост градиента минерализации, степени метаморфизации, содержания брома и газонасыщенности вод, но уменьшение показателя сульфатности.

Наиболее минерализованные, метаморфизованные, малосульфатные воды приурочены к Пермскому своду и прилегающим к нему Косьюинско-Чусовской седловине и Соликамской впадине, а также к Башкирскому своду и Висимской впадине. Южно-Татарский свод отличается повышенным градиентом минерализации, но обладает пониженной степенью метаморфизации и повышенным коэффициентом сульфатности вод, что, видимо, связано с влиянием литологического состава пород (в этом районе увеличивается их гипсоносность), а также с тем, что на химизм вод карбонатных отложений еще в большей мере, чем на девонские воды, влияют поверхностные факторы и увеличивается нарушенность сводовой части. О последнем уже говорилось при характеристике I гидрогеологического этажа. Это является обоснованием возможности перетока вод из карбона в девонские отложения на Южно-Татарском своде.

На основании изложенного можно сделать вывод, что терригенные отложения нижнего карбона Пермского свода и прилегающих к нему Соликамской впадины, Косьюинско-Чусовской седловины, Юрюзано-Сылвенской и Бымско-Кунгурской впадин, Башкирского свода находятся в благоприятных гидрогеологических условиях для сохранения в них залежей углеводородов.

III гидрогеологический этаж. В нижней части он представлен карбонатными отложениями окско-серпуховского горизонта визейского, намюрского и башкирского ярусов и терригенно-карбонатными отложениями верейского горизонта московского яруса.

Наибольшее число гидрогеологических данных относится к отложениям верейского горизонта, осадки которого представлены песчаниками и глинами с прослоями мергелей, гипса, известняков, доломитов, причем роль карбонатных пород увеличивается в сторону Башкирского свода.

Отличительной особенностью слагающих пород является повышенная степень их глинистости в верхней части горизонта. Мощность горизонта увеличивается в восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба; в этом же направлении ухудшаются коллекторские свойства.

Наибольший градиент минерализации ($\frac{M \cdot 100}{h} > 20$) и наибольшая степень метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} < 0,65$) вод характерны для структур, расположенных рядом с Предуральским прогибом. По составу эти воды близки к водам II гидрогеологического этажа. Градиент минерализации и коэффициент метаморфизации вод несколько понижаются в сторону северной части Башкирского свода и юго-восточной части Верхнекамской впадины; они заметно понижаются также в сторону Южно-Татарского свода и Благовеценской впадины (рис. 2).

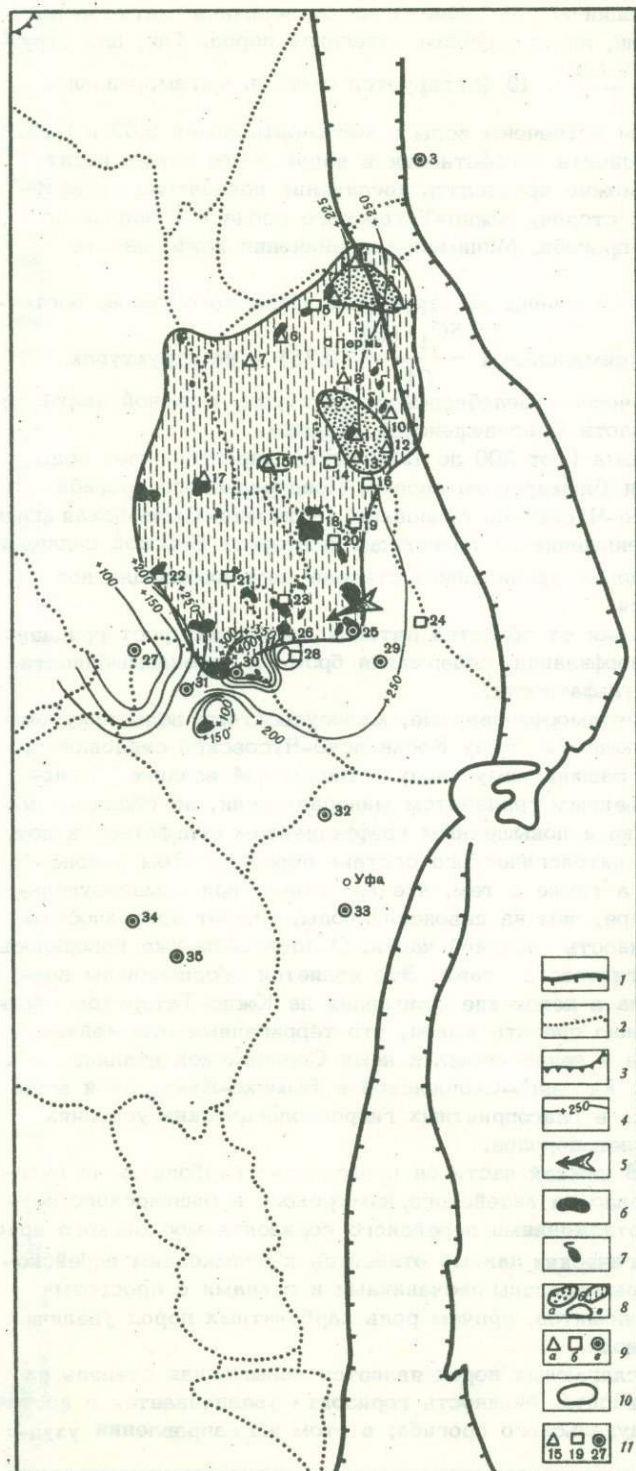


Рис. 2. Схематическая гидрогеологическая карта III этапа восточной части Волго-Уральской области (составили Э.М.Пуркина, О.И.Кулешова, 1970 г.)

1 - граница краевого Предуральского прогиба; 2 - граница структурных элементов; 3 - зона отсутствия верейских отложений; 4 - гидроизоэпезы верейских отложений (в м); 5 - направление движения подземных вод; 6 - нефтяные месторождения; 7 - газовые месторождения; 8 - зоны с отношением $\frac{Na}{Cl}$: а - $< 0,65$, б - $0,65 - 0,75$, в - $> 0,75$, 9 - коэффициент $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$: а - $< 0,26$, б - $0,26 - 0,50$, в - $> 0,50$; 10 - гидрогеологические зоны, благоприятные для поисков залежей нефти и газа; 11 - локальные структуры: 1 - Ярино, 2 - Полазна, 3 - Кизел, 4 - Верхне-Чусовские Городки, 5 - Северокамск, 6 - Нытва, 7 - Краснокамск, 8 - Козубаево, 9 - Лобаново, 10 - Кыласово, 11 - Ергачино, 12 - Мазунино, 13 - Чайкино, 14 - Дорохово, 15 - Осинская, 16 - Уинская, 17 - Ножово, 18 - Батыйбай, 19 - Тартино, 20 - Таныш, 21 - Москудья, 22 - Шумово, 23 - Куеда, 24 - Павловка, 25 - Казанчи, 26 - Югомашево; 27 - Вятская, 28 - Четырман, 29 - Аскино, 30 - Чераул, 31 - Акинеево, 32 - Богородское, 33 - Чесноковка, 34 - Туймазы, 35 - Балтаево

Сульфатность вод хорошо увязывается с их метаморфизацией. Так, малосульфатные воды ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} < 0,1$) распространены в районах, где степень метаморфизации вод достаточно велика ($\frac{Na}{Cl} < 0,70$). По мнению И.Н. Шестова (1967), это может быть связано с пониженной растворимостью сульфата кальция в присутствии его хлорида.

Максимальные количества брома (1138–1572 мг/л) установлены в водах структур Пермского свода, Предуральского прогиба и Бымско-Кунгурской впадины, т.е. они приурочены к площадям, воды которых характеризуются наибольшей степенью метаморфизации. Содержание брома постепенно уменьшается до 100 мг/л в водах Южно-Татарского свода.

Состав растворенных газов этой толщи изучен очень слабо. Он изменяется от метанового до азотного. Наибольшее содержание углеводородов в водорастворенном газе установлено на Батырбайской и Мазаунинской площадях; к северо-западу газы становятся более азотными и значительно уменьшается газонасыщенность вод.

Особенностью подземных вод этого этажа является еще большее влияние на их состав поверхностных факторов.

Вся юго-восточная часть территории (Южно-Татарский свод, Благовещенская впадина) представлена малосульфатными водами очень низкой минерализации и низкой метаморфизации, т.е. вся эта территория гидрогеологически раскрыта.

Наиболее закрытой областью исследуемой территории является Пермский свод и северная часть Башкирского свода, Бымско-Кунгурская впадина, о чем говорят максимальные градиенты минерализации, степень метаморфизации, содержание брома и минимальные значения коэффициента сульфатности. К этому участку приурочены все нефтяные месторождения нефти и газа среднего карбона.

Таким образом, тем, что облегчено проникновение поверхностных вод в горизонты III гидрогеологического этажа, перспективная в нефтегазоносном отношении площадь сужается по сравнению с I и II этажами.

IV гидрогеологический этаж. Этот этаж включает карбонатные отложения каширского, подольского и мячковского горизонтов среднего и верхнего карбона, а также карбонатные отложения (известняки и доломиты) нижней перми, за исключением восточного борта Юрюзано-Сылвенской депрессии и Зилаирского синклинория, где IV этаж сложен терригенными породами. Мощность всей толщи этого этажа изменяется в пределах 100–800 м. Нарастание мощности происходит с севера и северо-запада на юг и юго-восток, в сторону Южно-Татарского свода, а также на восток, в сторону Предуральского прогиба, достигая в Бельском прогибе 1650 м.

Для вод среднего и верхнего карбона характерно еще большее расширение зоны влияния пресных вод, значительно уменьшающих величину минерализации и степень метаморфизации подземных вод рассматриваемых отложений. Эта зона захватывает уже восточную часть Верхнекамской впадины, южную часть Бирской седловины и Башкирского свода и Предуральский прогиб, в результате чего значительно уменьшается площадь гидрогеологически закрытой зоны.

В этой части разреза присутствуют воды всех четырех генетических типов, причем преобладают сульфатнонатриевый и хлормагнийевый.

Нижнепермские отложения на значительной территории выходят на поверхность, хорошо промыты атмосферными осадками и насыщены пресными водами. Зона опреснения захватывает уже почти весь Пермский свод и целиком Башкирский и Южно-Татарский своды, почти всю Бирскую седловину и Благовещенскую впадину.

Наиболее минерализованные, метаморфизованные, с низким показателем сульфатности воды встречаются только в южной части Верхнекамской впадины, на отдельных площадях Пермского свода (Краснокамск), Бузулукского прогиба. Лишь эти площади и являются перспективными для отложений нижней перми. Характерно, что воды нижнепермских отложений по всей площади обогащены сероводородом (до 400 мг/л); это указывает на активно идущие процессы восстановления сульфатов.

Следует особо остановиться на водах нижней перми Предуральского прогиба. По геохимическим данным Предуральский прогиб можно разделить в широтном направлении на отдельные части. В северной части (Соликамская впадина) встречены воды с небольшой величиной минерализации и степенью метаморфизации вод, но с низким показателем сульфатности. В Косьюинско-Чусовской седловине появляются высоко-

минерализованные и высокометаморфизованные воды, с низким показателем сульфатности, содержащие большое количество брома. В Юрюзано-Сылвенской депрессии на Спас-Бардинской площади степень метаморфизации вод повышается ($\frac{Na}{Cl} = 0,58$)

Наилучшие коллекторы этих отложений развиты в рифогенных массивах, протягивающихся узкой полосой вдоль западного борта Предуральского прогиба. Как было сказано выше, рифы вблизи Каратау и Ишимбая выведены на поверхность. В связи с этим гидрохимическая характеристика вод рифогенных массивов различна. К сожалению, нет фактических данных по водам в районе хр. Каратау. Южнее воды имеют высокую минерализацию и значительно метаморфизованы ($\frac{Na}{Cl} = 0,76$). От Карташевской площади до Кусяпкуловской (ближе к Ишимбаю) понижается минерализация и степень метаморфизации вод ($\frac{Na}{Cl}$ не более 0,95), повышается величина показателя сульфатности. Еще южнее в связи с погружением рифов снова повышается величина минерализации и степень метаморфизации вод ($\frac{Na}{Cl} = 0,73-0,79$), уменьшается коэффициент их сульфатности.

В восточной части Бельского прогиба состав вод похож на воды Ишимбайской группы. Такое различие вод западной и восточной частей Бельского прогиба Б.В.Озолин (1959) считает результатом различных условий формирования и дальнейшего преобразования вод рифовых массивов и тектонических структур.

Для водорастворенных газов нижнепермских отложений Предуральского прогиба характерно высокое содержание метана (78,5%; Ольховка), что, возможно, связано с наличием интенсивных нефтепроявлений в этом районе. В западном направлении от Предуральского прогиба в газах понижается количество метана, увеличивается содержание азота.

Таким образом, в IV этаже резко ухудшается гидрогеологическая обстановка для сохранения нефтяных и газовых залежей. Большую часть площади занимает зона опреснения, которая характеризуется пониженными градиентом минерализации ($\frac{M \cdot 100}{h} < 18$) и степенью метаморфизации вод ($\frac{Na}{Cl} > 0,97$) и высоким показателем сульфатности ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} > 1$). В отличие от нижележащих отложений, весьма заметную роль в формировании состава вод IV этажа играет литологический состав пород, выщелачивание водами соленосных отложений, что влечет за собой резкое повышение минерализации, превышающей минерализацию вод даже девонских отложений. Однако, как правило, воды IV этажа отличаются низкой степенью метаморфизации. Характерно, что там, где имеет место проникновение (подток) нижних вод карбона и даже девона в отложения IV этажа, сразу повышается степень метаморфизации вод и понижается их сульфатность (в целом показатель сульфатности в IV этаже высокий).

Современные гидрогеологические условия IV этажа на большей части территории неблагоприятны для сохранения залежей нефти и газа. Но на ряде структур, где обнаружены перетоки вод из нижних этажей, появляются возможности обнаружения вторичных залежей нефти и газа.

К таким площадям относятся Лобановская, Уинская, Кудымкар, Шумово, Вятская, Ольховка, Спас-Бардинская, Петро-Херсонцев, Родинка, Совхозная, Введенская, Карташевская, Кусяпкуловской.

V гидрогеологический этаж. Эта толща включает терригенные отложения уфимского яруса верхней перми, распространенные повсеместно, терригенно-карбонатно-сульфатные отложения казанского яруса и терригенные отложения татарского яруса верхней перми. Мощность этой толщи нарастает с северо-запада на юго-восток и с запада на восток, в сторону Предуральского прогиба. Нижняя часть толщи сложена преимущественно песчаниками и глинами, часто загипсованными, причем загипсованность уфимских отложений нарастает к югу. Казанские отложения в северо-восточной части территории представлены песчано-глинистыми породами, на юг-карбонатными, с прослоями гипсов и ангидритов.

Рассматривая характер изменения основных гидрохимических показателей этой толщи, следует отметить, что зона опреснения устойчиво распространена уже на всей территории, за исключением ее южной части (Бузулукский прогиб).

Зона опреснения характеризуется крайне низкими градиентами минерализации ($\frac{M \cdot 100}{h} = 2-9$) и величинами метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} = 0,90, 1$), только в единичных случаях (Краснокамск, Нытва) градиент минерализации вод достигает больших величин ($\frac{M \cdot 100}{h} = 42$) и высокой степени метаморфизации ($\frac{Na}{Cl} = 0,71$) (рис. 3).

Все воды, как правило, обладают высокими значениями показателя сульфатности ($\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 100$ и выше), относятся к сульфатнонатриевому или хлормagneиевому типу; хлоркальциевый тип встречается очень редко (Краснокамск, Нытва).

По мере продвижения на юг и юго-восток, т.е. с погружением казанских отложений, а также со сменой терригенных пород гипсоносными, резко увеличивается минерализация (и градиент минерализации) и уменьшается сульфатность вод, но метаморфизация их остается низкой. Тип вод в основном здесь хлормagneиевый. Для некоторых вод высокой минерализации характерны высокая же степень метаморфизации (площади Ероховская, Петро-Херсонце) и высокое содержание брома (1758, 2464 мг/л), что говорит о близости состава вод указанных площадей к составу вод карбона и девона и о возможности перетоков их снизу вверх. На этих площадях обнаружен промышленный газ. Это единственные пункты, где имеются благоприятные гидрогеологические условия для сохранения залежей в верхнепермских отложениях. На всей остальной части рассматриваемой территории гидрогеологическая обстановка в верхнепермских отложениях является неблагоприятной для образования и сохранения нефтяных и газовых залежей (см. рис. 3).

Таким образом, наши выводы подтверждают вывод В.А.Клубова и др. (1968), которые считают, что благоприятные геологические условия для накопления нефти и газа в изучаемом районе имеются лишь на глубинах 1000-2000 м. Гидрогеологические условия также наиболее благоприятны на этих глубинах. На основании изложенного мы приходим к следующему.

1. Воды I этажа можно рассматривать как продукт глубокой метаморфизации сингенетических вод, которые на протяжении истории геологического развития находились практически в условиях застойного режима. На эту часть разреза приходится и наибольшее количество залежей нефти.

2. Воды II этажа формировались уже с большим участием инфильтрационных вод, особенно на Южно-Татарском своде, в южной части Башкирского свода, в Бирской седловине (южная часть) и в Благовещенской впадине. На этих участках ухудшаются условия сохранения нефтяных и газовых залежей. Залежи нефти и газа сосредоточены на Пермском и Башкирском (северная часть) сводах.

3. На формирование солевого состава подземных вод III этажа влияние поверхностных факторов еще более значительно, т.е. условия для сохранения нефтяных и газовых залежей ухудшаются, зона перспектив нефтегазоносности значительно сужается.

4. Воды IV и V этажей целиком формировались за счет инфильтрационных вод. Перспективными для поисков залежей нефти и газа являются такие площади, где обнаруживаются воды, состав которых свидетельствует о наличии разгрузки (перетоков) вод карбона (из II этажа) и даже девона (из I этажа) в отложениях этих этажей.

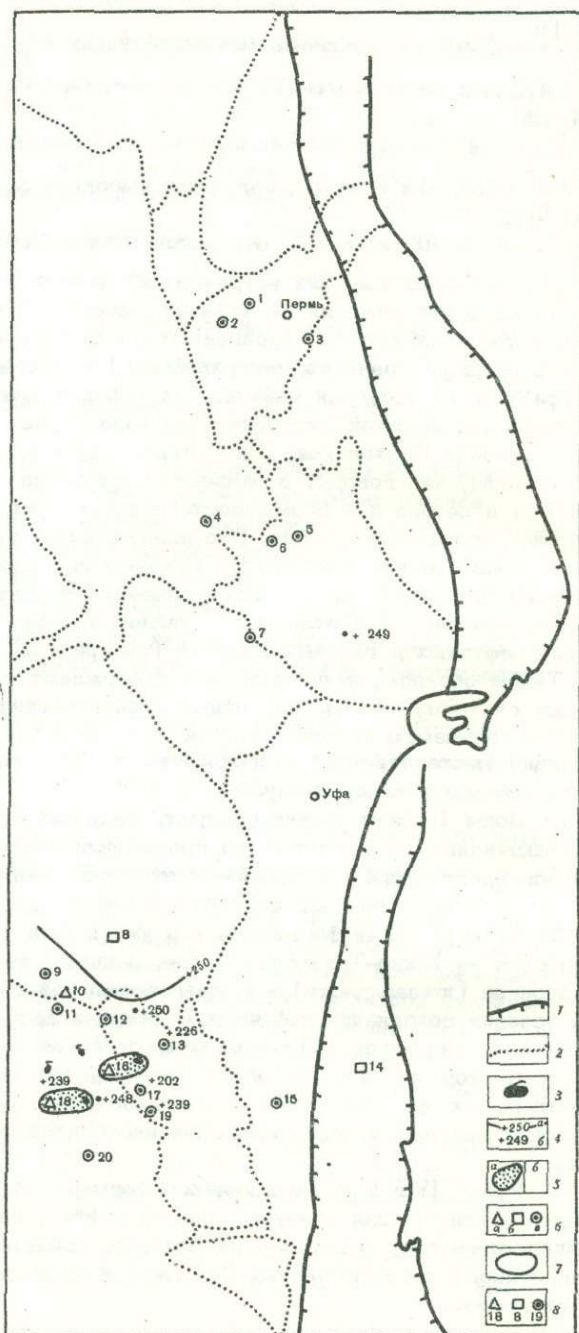
ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭТАЖЕЙ ПАЛЕОЗОЯ

I гидрогеологический этаж. При изучении гидрогеологии крупных регионов одной из основных задач является выяснение соотношения областей питания, стока и разгрузки пластовых вод.

Наиболее благоприятные условия для нефтегазоаккумуляции в артезианских бассейнах создаются в зонах, удаленных от основных современных областей питания и создания напоров, так как эти зоны отличаются наиболее высокой гидрогеологической закрытостью, благоприятной для сохранения залежей углеводородов. Поэтому очень важно выяснить, является ли складчатый Урал областью питания вод палеозойских отложений восточной краевой части Волго-Уральской области.

Рис. 3. Схематическая гидрогеологическая карта V этажа восточной части Волго-Уральской области (составили Э.М. Пуркина, О.И. Кулешова, 1970 г.)

1 - граница Предуральского прогиба; 2 - границы структурных элементов; 3 - газовые месторождения; 4 - гидроизопьезы (в м) уфимских отложений (а) и приведенные напоры (в м) (б); 5 - зоны с отношением $\frac{Na}{Cl}$: а - до 0,75, б - >0,75; 6 - коэффициент $\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$: а - до 0,6, б - 0,6 - 1,00, в - >1; 7 - гидрогеологические зоны, благоприятные для поисков залежей нефти и газа; 8 - локальные структуры: 1 - Краснокамск, 2 - Нытва, 3 - Козубаево, 4 - Москудя, 5 - Чернушка, 6 - Югомашево, 7 - Бураево, 8 - Шалты, 9 - Заглядино, 10 - Ивановка, 11 - Султангулово, 12 - Аширово, 13 - Алябьево, 14 - Ук-раинская, 15 - Колганы, 16 - Петро-Херсонец, 17 - Ивановка, 18 - Ероховка, 19 - Родинка, 20 - Сорочинская



В настоящее время отсутствует единство мнений по данному вопросу.

Анализируя закономерности изменения приведенных напоров вод в девонской толще восточной части Волго-Уральской области, мы приходим к следующему.

На западном склоне Урала, в районе Кизел-Губахи залегают высоконапорные пресные воды. На структурах Пермского свода воды обладают более низкими напорами, однако еще далее на запад - на Краснокамско-Полазненском валу - снова выделяется область несколько повышенных значений напоров вод, что наводит на мысль о существовании в пределах этого вала дополнительной (местной) области создания напора. От этого участка происходит снижение величин приведенных напоров как к востоку, в сторону Предуральского прогиба, так и к западу, в сторону Верхнекамской впадины (см. рис. 1).

Если это предположение справедливо, то где-то в пределах Предуральского прогиба (Косьвинско-Чусовская седловина) должны встретиться два потока, один из которых направлен с востока (с Урала), другой - с запада (с Краснокамско-Полазенского вала). Где происходит эта встреча и каков ее суммарный эффект, судить трудно из-за недостаточного фактического материала. Однако ясно, что влияние Урала как области питания девонских вод не распространяется на восточную часть платформы.

Скорее всего район Кизел-Губахи является участком и питания, и разгрузки подземных вод. Основная масса вод, стекающих с предгорий Урала, разгружается непосредственно на его склонах, что подтверждается большим количеством источников и ключей. Кроме того, в Кизел-Губахинском районе фиксируется большое количество надвигов и разрывных нарушений, которые имеют в основном меридиональное простирание и могут являться экранами на пути движения инфильтрационного потока, защищающими платформенную часть территорий от его влияния.

Южнее, в районе, близко примыкающем к хр. Каратау, где складчатый Урал непосредственно контактирует с восточной частью платформы, выделяется участок (Культюба) с высокими значениями приведенного напора и несколько пониженными величинами минерализации и метаморфизации.

В северо-западном, западном и юго-западном направлениях от этого участка наблюдается резкое снижение напоров вод. Одновременно от Татарского свода в сторону Предуральского прогиба приведенные напоры вод также снижаются, что снова свидетельствует о наличии двух противоположно направленных потоков, обуславливающих гидрогеологическую закрытость района, примыкающего к предполагаемой области питания.

Учитывая геологическое строение хр. Каратау и гидродинамические данные, этот участок можно выделить в качестве области питания подземных вод. Но влияние этой области распространяется на весьма незначительные расстояния, о чем свидетельствуют резкое изменение приведенных напоров вод и высокие величины минерализации и метаморфизации в месторождениях Куш-Куль, Шакша, Байкибашево.

По северной части Бельского прогиба гидрогеологические данные отсутствуют, их нет также и по складчатому Уралу в этой части территории.

Известно, однако, что в 1969 г. на Табынской площади была получена промышленная нефть из известняков бийского и франско-фаменского возраста. Сам факт открытия промышленного месторождения нефти в девоне восточного борта Бельского прогиба косвенно свидетельствует об отсутствии разрушающего влияния пресных вод Урала.

В Шиханско-Ишимбаевской седловине (площади Ишимбаевская, Кинзепулатово) встречены воды небольшой минерализации и метаморфизации. По всей вероятности, воды этой части прогиба испытывают опресняющее воздействие вод, поступающих с Урала. Влияние Урала на платформенную часть территории сказывается и на площадях Стерлибашево, Федоровка, Аллакаевка, о чем свидетельствует низкий градиент минерализации вод в этом районе. Величины приведенных напоров вод здесь низкие, однако воды этих площадей отличаются высокой степенью метаморфизации. Возможно, в районе этих структур происходила разгрузка вод I этажа, сопровождавшаяся их частичным разбавлением инфильтрационными водами, поступающими с Урала.

По-видимому, залежи нефти, которые образовывались в прошлом в девонских отложениях рассматриваемой части прогиба, в последующем должны были разрушаться в результате воздействия пресных вод, проникающих с западных склонов Урала. Это обстоятельство несколько снижает перспективы открытия в верхнем девоне промышленных залежей в этой части прогиба. Характерно, что на площадях, расположенных как в самом прогибе, так и к западу от описываемых площадей, залежей нефти и газа не установлено.

Таким образом, Урал действительно не повсеместно служит областью питания подземных вод девонских отложений. Соликамская депрессия, Косьвинско-Чусовская седловина и северная часть Бельского прогиба являются гидрогеологически наиболее закрытыми. Следовательно, перспективы их промышленной нефтегазоносности могут быть оценены более высоко по сравнению с Шиханско-Ишимбаевской седловиной, гидрогеологически более раскрытой.

Важно подчеркнуть, что там, где складчатый Урал не служит областью питания, на платформе установлены промышленные залежи нефти в девоне (Краснокамско-

Полазненский вал, Башкирский свод, северная часть Благовещенской впадины), там же, где сказывается влияние Уральского инфильтрационного стока, железей в девоне не установлено.

II гидрогеологический этаж. Гидродинамическая характеристика этого этажа изучена в основном по данным, относящимся к яснополянскому надгоризонту.

Наиболее высокие значения приведенных напоров вод приурочены опять к району Кизел-Губахи, где отложения II этажа выходят на поверхность. От складчатого Урала отметки приведенных напоров вод падают на запад, в сторону Предуральского прогиба. Но со стороны Пермского свода величины приведенных напоров вод также снижаются к Предуральскому прогибу.

Таким образом, снижение приведенных напоров вод опять происходит с двух сторон — со стороны Пермского свода и со стороны западного склона Урала. Такое предположение подтверждается геотермическими данными В.Ф.Ерофеева (Нефтепоисковые гидрогеологические критерии, 1969) и тем, что в Верхне-Чусовских Городках на стыке двух потоков встречены минерализованные и метаморфизованные воды. К сожалению, нет фактических данных по динамике подземных вод II этажа для Южного Урала и района хр. Каратау.

III гидрогеологический этаж. Напоры вод рассматривались в основном для верейского горизонта московского яруса и башкирского яруса среднего карбона. Материалы по гидродинамике этого этажа крайне разрозненны, но все же они позволяют получить картину, хотя бы и схематичную, движения подземных вод в пределах рассматриваемого этажа.

Максимальные отметки приведенных напоров вод установлены на Башкирском своде. От него в сторону Пермского свода и Бирской седловины наблюдается значительное падение приведенных напоров подземных вод отложений среднего карбона (см. рис. 2).

Судить о влиянии Урала как области питания подземных вод среднекаменноугольных отложений восточной части Волго-Уральской области пока не представляется возможным из-за недостаточности гидродинамических данных по складчатому Уралу. Единичные новые данные по приведенным напорам вод этих отложений пока могут лишь подтвердить возможное движение подземных вод от Верхне-Чусовских Городков в западном направлении, к Краснокамску.

IV гидрогеологический этаж. Гидродинамические данные по этому этажу получены в основном по сакмаро-артинским отложениям. Они немногочисленны; имеются лишь сведения по отдельным участкам, но они не дают возможности интерпретировать приведенные напоры вод для всей территории в целом.

На Пермском своде наблюдается снижение напоров вод от Верхне-Чусовских Городков к Краснокамску.

Повышенные отметки приведенных напоров вод установлены на Башкирском своде; они постепенно снижаются в юго-западном и северо-западном направлениях.

В южной части Бельского прогиба отметки приведенных напоров вод изменяются от 252 м (Мусинская площадь) до + 82 м (Смаковская площадь), т.е. отмечается тенденция уменьшения величин напоров с севера на юг.

Питание вод IV этажа, по всей вероятности, происходит как в местах выхода нижнепермских отложений на западном склоне Урала, так и через мощную трещиноватую толщу пермских отложений, представленных проницаемыми разностями пород (закарстованные известняки и доломиты, песчаники). Разгрузка пермских вод осуществляется в верховьях рек Сока и Шешмы.

V гидрогеологический этаж. Немногочисленные данные о приведенных напорах вод верхнепермских отложений дают возможность высказать соображения о направлении движения подземных вод этих отложений только для районов Бузулукской впадины и Башкирского свода.

Восточная часть Бузулукской впадины характеризуется в основном повышенными приведенными напорами вод, снижающимися к западу (см. рис. 3).

На Башкирском своде также отмечаются повышенные приведенные напоры вод, падающие в сторону Бирской седловины.

Таким образом, для верхнепермских отложений, как и для среднекаменноугольных и нижнепермских, на Башкирском своде намечаются области питания, в то время как для девона и нижнего карбона этот свод является областью разгрузки. Характер-

но, что залежи нефти и газа в пределах Башкирского свода залегают не выше среднего карбона.

В Бузулукской впадине установлены и низкие, и высокие значения приведенных напоров вод. Этот район по химическим данным также характеризуется наличием участков с аномальными величинами минерализации и метаморфизации.

Таким образом, из этого раздела можно сделать следующие выводы.

1. Региональных (открытых) областей питания вод в пределах изучаемой территории не встречено.

2. Урал в целом не является региональной областью питания инфильтрационными водами девонских (I этаж) и каменноугольных (II этаж) отложений, за исключением района, примыкающего к хр. Каратау, который служит местной областью питания подземных вод I и II этажей.

3. Говорить о влиянии Урала как области питания подземных вод среднекаменноугольных отложений (III этаж) пока не представляется возможным из-за отсутствия гидродинамических данных по складчатому Уралу. Единичные данные приведенных напоров вод среднего карбона в Пермской области свидетельствуют о движении подземных вод из краевого прогиба на платформу.

4. Отчетливо намечается падение приведенных напоров вод нижнепермских отложений в южной части Предуральского прогиба от его западной границы (площадь Колганы) в западном, юго-западном и северо-западном направлениях.

5. В качестве местных (скрытых) областей питания для вод всего разреза палеозоя выделяются Пермский свод - для отложений I и II этажей, Башкирский свод - для отложений III, IV и V этажей.

6. На фоне регионального падения приведенных напоров вод выделяются участки с аномально пониженными и повышенными напорами.

7. Для I и II этажей выделяется такая закономерность: там, где складчатый Урал не служит областью питания, на платформе установлены промышленные залежи нефти в девоне и карбоне - Пермский свод, Бымско-Кунгурская впадина, Башкирский свод, Бирская седловина, Благовещенская впадина, Южно-Татарский свод. Все эти структурные элементы являются областями разгрузки. Следует отметить, что для II этажа область питания инфильтрационными водами в районе хр. Каратау имеет уже более значительное влияние, распространяющееся до северной части Башкирского свода и северной части Благовещенской впадины. Соответственно залежи нефти как бы "отодвинулись" до участков Четырман, Казанчи, Кушнареново.

8. Башкирский свод служит основной областью питания подземных вод для III - V этажей. Областями разгрузки вод III этажа являются Пермский свод, Бирская седловина, Бымско-Кунгурская впадина; здесь, в основном в отложениях III этажа, и сосредоточены известные месторождения нефти и газа.

9. Отложения IV и V этажей находятся в зоне свободного водообмена. Залежи нефти, но преимущественно газа связаны с перетоками вод из нижних этажей. Такими вторичными месторождениями являются площади Батырбай, Аскуль, Шумово, Верхне-Чусовские Городки, Лемезы, Мусинское, Введенское, Канчурино, Ероховское, Петро-Херсонце.

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Важными факторами, влияющими на первичное размещение нефтяных и газовых месторождений, а также на их последующее переформирование, являлись помимо тектонических движений палеогидрогеологические условия, в которых происходило осадконакопление и захоронение органического вещества.

В осадочном чехле восточной части Волго-Уральской области И.Н.Шестовым (1967) выделяется девять гидрогеологических циклов. В каждом цикле различают седиментационные (морские) и инфильтрационные (континентальные) этапы, отвечающие соответственно периодам трансгрессии и регрессии моря.

Палеогидрогеологические данные показывают, что на территории Предуральского прогиба и восточной части Волго-Уральской области на протяжении всей истории ее

геологического развития неоднократно менялись географическая и соответственно гидрогеологическая и геохимическая обстановки.

Большую часть геологического времени эту территорию покрывало море. Осадконакопление в морских бассейнах шло в благоприятных условиях для захоронения органического вещества, которое в дальнейшем могло участвовать в процессах нефтегазообразования.

Анализ современных гидрогеологических условий этажей для разных структурных элементов изучаемого района показал, что каждый из них характеризуется своими гидрогеологическими особенностями.

Воды I этажа, объединяющего отложения более чем пяти гидрогеологических циклов, отмечаются почти повсеместно высокой минерализацией, метаморфизацией и малой сульфатностью. Их можно рассматривать как продукт глубокой метаморфизации седиментационных вод, на которые кратковременные инфильтрационные этапы первых пяти циклов не оказали существенного влияния. В последующем они были надежно изолированы от воздействия поверхностных факторов кыновским водоупором.

Состав растворенных в воде газов на большей части территории метановый, с незначительным содержанием азота.

Влияние складчатого Урала на водах девона не сказывается, за исключением района, примыкающего к хр. Каратау. Однако и здесь оно распространяется на весьма незначительные расстояния и затрагивает лишь южную часть Башкирского свода, южную часть Бирской седловины, северную часть Благовещенской впадины. Одновременно с Татарского свода наблюдается встречный поток. Наличие двух противоположно направленных потоков обуславливает гидрогеологическую закрытость района, т.е. застойный характер вод.

По палеогидрогеологическим, газогидрохимическим и гидродинамическим данным Башкирский и Южно-Татарский своды, Бирская седловина, южная часть Верхнекамской, Благовещенской, Соликамской впадин, Косьюинско-Чусовская седловина, северная часть Бельского прогиба являются гидрогеологически закрытыми участками, в которых имелись благоприятные условия для накопления и преобразования органического вещества.

Большинство месторождений в отложениях I этажа приурочено именно к этим структурным элементам.

Как было показано выше, Южно-Татарский свод (площади Балтаево, Каргалы и др.) характеризуется меньшей закрытостью. Это связано с проникновением вод из вышележащих отложений карбона, в результате чего нарушается изолированность отложений I этажа. Следовательно, перспективность отложений, залегающих выше нижнего карбона, ухудшается.

Воды II этажа формировались в течение длительного времени вплоть до IV гидрогеологического цикла.

Наиболее минерализованные, метаморфизованные, малосульфатные воды приурочены к Башкирскому (северная часть) и Пермскому сводам, Соликамской впадине и отдельным структурам Верхнекамской, Быско-Кунгурской и Висимской впадин, Косьюинско-Чусовской седловине, Южно-Татарскому своду (его крыльевым частям).

Состав растворенных в воде газов в основном метановый.

Влияние Урала как региональной области питания инфильтрационными водами каменноугольных отложений по сравнению с I этажом значительно расширяется, не достигая, однако, северной части Башкирского свода, но прослеживаясь в северной части Благовещенской впадины.

Все названные структурные элементы следует считать наиболее благоприятными в гидрогеологическом отношении для накопления и сохранения там нефтяных залежей

Южно-Татарский свод (центральная часть) по газогидрохимическим и гидродинамическим данным характеризуется значительной гидрогеологической открытостью. На состав вод каменноугольных отложений еще в большей мере, чем на состав девонских вод, воздействуют поверхностные факторы, что является следствием тектонической нарушенности центральной части свода. В связи с этим еще больше ухудшаются перспективы нефтегазоносности отложений II этажа Южно-Татарского свода. Все известные месторождения расположены за пределами зоны опреснения.

Отложения III этажа относятся к VII и VIII гидрогеологическим циклам и частично к IX.

Гидрогеологические условия накопления и сохранения углеводородов по сравнению с I и II этажами меняются. Значительно сокращается зона затрудненного водообме-

на. Особенности химического состава подземных вод III этажа определяются еще большим влиянием на него поверхностных факторов, которое распространяется на весь Южно-Татарский свод и Благовещенскую впадину. Вся эта территория является гидрогеологически раскрытой.

На водах III этажа еще отчетливее сказывается влияние инфильтрационного потока, движущегося с Урала на платформу. Основной областью питания подземных вод этих отложений служит, однако, Башкирский свод.

Наиболее закрытыми участками III этажа являются структуры, расположенные в непосредственной близости к Предуральскому прогибу, - Пермский свод, Бымско-Кунгурская впадина, юго-восточная часть Верхнекамской впадины, северная часть Башкирского свода. Эти участки являлись наиболее благоприятными для накопления и сохранения органического вещества. Не случайно именно с ними связаны месторождения нефти и газа.

В IV этаже (IX гидрогеологический цикл) резко ухудшается гидрогеологическая обстановка для накопления и сохранения органического вещества. Большую часть территории занимает зона опреснения. Современные гидрогеологические условия IV этажа, таким образом, в целом неблагоприятны для формирования залежей нефти и газа. Однако на некоторых участках установлен подток нижних вод, обогащенных органическим веществом и углеводородными газами. Подток нижних вод вызывает появление гидрогеологических аномалий, которые могут служить поисковым признаком вторичных залежей нефти и газа.

В отличие от большинства районов, Бельский прогиб (западная часть, зона распространения рифов) отличается благоприятными условиями захоронения органического вещества и образования газонефтяных залежей. В этом прогибе и сосредоточены известные месторождения в отложениях этого этажа. Палеогидрогеологическая обстановка верхнепермских отложений - V этаж - на всей рассматриваемой территории являлась неблагоприятной для накопления и сохранения органического вещества. При оценке перспектив нефтегазоносности следует обратить внимание на участки, в которых, как и в IV этаже, возможны подтоки вод из нижних горизонтов и, следовательно, образование вторичных залежей.

Таким образом, отложения I и II этажей перспективны в отношении поисков залежей нефти и газа почти для всей территории, III этаж перспективен только в северной ее части. Отложения IV и V этажей наименее перспективны; в них можно ожидать лишь появления вторичных залежей, обязанных вертикальной миграции подземных флюидов по зонам нарушений.

Учитывая особенности выделенных гидрогеологических этажей, можно сделать следующее заключение: наиболее благоприятные условия для существования в настоящее время залежей нефти и газа на исследованной территории имеются на глубинах от 800 м и глубже.

Литература

- Гатальский М.А. Оценка перспектив нефтегазоносности Русской платформы по гидрохимическим показателям. - Труды ВНИГНИ, 1958, т. 3.
- Клубов В.А., Нечитайло С.К., Петропавловский В.В. Геологические закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. Л., "Недра", 1968.
- Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Л., "Недра", 1969.
- Озолин Б.В. Закономерности изменения свойств пластовых вод продуктивных горизонтов девона в пределах платформенной области Башкирии. Л., Гостоптехиздат, 1959.
- Силин-Бекчурин А.И. Метод приближенного расчета скоростей фильтрации и подземного стока рассолов по платформам. - Труды ЛГП, 1945, т. II.
- Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений в системе подземных вод. М., Гостоптехиздат, 1946.
- Шестов И.Н. Гидрогеологические условия формирования нефтяных и газовых месторождений Пермского Прикамья. - Труды КФ ВНИГНИ, Л., 1967.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение современных гидрогеологических условий, в которых находятся известные залежи нефти и газа, с учетом истории гидрогеологического развития крупных структурных форм, в пределах которых они размещаются, показало, что, несмотря на разнообразие геологических обстановок, характеризующих мезозойский Каракумский бассейн и палеозойские бассейны Припятской впадины и Предуральяского прогиба, существуют некоторые общие закономерности. Они связаны с проявлением контролирующей роли гидрогеологического фактора в формировании, размещении и сохранении залежей углеводородов.

Образование зон скрытой разгрузки седиментационных вод в палеовремена и на современном этапе способствовало выносу вместе с разгружающимися водами мигрирующих углеводородов в ловушки различного типа. Это первое проявление роли гидрогеологического фактора.

Понятие "скрытая разгрузка" предусматривает, что на своем пути подземные флюиды встречали барьеры, которые препятствовали выносу их на поверхность или в приповерхностные слои и рассеянию.

Таковыми барьерами могли являться тектонические нарушения в виде залеченных разломов, поперечных потоку движущихся вод, литологические экраны в зонах выклинивания пористых коллекторов при фациальном их замещении непроницаемыми породами по простиранию или вдоль поверхности несогласия и (что очень важно, гидродинамически точнее) гидравлические барьеры, роль которых оценивалась до сих пор недостаточно и которым ныне начинают придавать серьезное значение. Образование таких барьеров – второе проявление гидрогеологического фактора. Эти барьеры могут возникать в результате встречного движения двух потоков, например седиментационных вод, движущихся под действием геостатических сил из погруженных частей бассейна к его периферии, и инфильтрационных вод, напоры которых падают в обратном направлении, т.е. от областей питания в глубь бассейна.

Примеры таких встречных потоков многочисленны, их можно обнаружить в каждом нефтегазоносном бассейне в водонапорных комплексах, в которых существуют два гидродинамических режима – экспелляционный, или элизионный, по Н.Б.Вассоевичу, и инфильтрационный. На стыке двух потоков создается некое подвижное равновесие. Это, в частности, объясняет, почему современные инфильтрационные воды в таких комплексах не проникают далеко в глубь бассейна и не оказывают сейчас влияния (как не оказывали его в подобных же условиях и в палеовремена) ни на минерализацию и состав вод, ни на сохранность залежей углеводородов (речь не идет, конечно, о самой зоне, где встречаются два потока). В данных случаях инфильтрационный поток играет роль гидравлического барьера на пути подземных флюидов, выносимых из погруженных частей бассейна.

Возможен и другой случай гидравлического барьера, возникающего, когда напор в каком-либо водоносном комплексе ниже, чем в вышележащем. В этом случае исключена возможность формирования залежей углеводородов в отложениях, лежащих выше комплексов с высокими пластовыми давлениями. Мы уже встречались с подобными явлениями при изучении гидрогеологических условий и перспектив нефтегазоносности меловых отложений Западного Узбекистана. В пределах Мубарекской группы поднятий наличие такого гидравлического экрана в сеномановом гидрогеологическом комплексе (на что еще раньше указывал Я.В.Готтильф) не допустило образования залежи в вышележащих отложениях. С аналогичными же условиями мы столкнулись и в этот раз, изучая гидрогеологические обстановки в Припятской впадине и в районах Башкирии, где на возможность перетоков вод сверху вниз под влиянием повышенных давлений в вышележащих комплексах неоднократно указывал Б.В.Озолин.

Третьим проявлением положительной роли гидрогеологического фактора можно считать формирование и существование обстановок практически застойного режима после образования залежи, способствующей их сохранению от разрушительного воз-

действия гипергенных факторов. В свою очередь возникновение и существование таких обстановок обусловлено всем ходом геологического развития бассейна, тесно связано с геохимическими процессами, протекавшими и текущими в осадочной толще, и с геотермическими условиями недр, роль которых как в формировании минерализации и состава вод, так и в процессах нефтегазообразования является одной из определяющих.

До сих пор мы говорили о положительной роли гидрогеологического фактора, способствующего формированию и сохранению залежей углеводородов. Но он может играть и отрицательную роль, ведя к разрушению залежей или не допуская их образования. Такую роль играет инфильтрационный режим в зоне интенсивного водообмена, ведущий к механическому рассеянию залежей и химическому их разрушению под действием гипергенных факторов, активизирующихся в этих условиях. Причем эти процессы могли неоднократно проявляться в ходе геологической истории в течение континентальных (инфильтрационных) этапов гидрогеологических циклов.

Выявление зон, которые подвергались влиянию таких процессов, и зон, остававшихся гидрогеологически закрытыми в течение длительного геологического времени, весьма важно для оценки перспектив как отдельных комплексов отложений, так и различных частей (районов) изучаемого бассейна.

В ходе разработки темы и обобщения результатов мы пришли еще к одному выводу, важному также в методологическом отношении.

Выяснилось, что в рамках единого бассейна не существует повсеместно абсолютных единых гидрогеологических условий, которые позволили бы свободно интерполировать данные, характеризующие один какой-либо крупный тектонический элемент, на площадь всего бассейна. Опыт показал, что для отложений, залегающих в зонах затрудненного водообмена и практически застойного режима, определяющую роль в формировании гидрогеологических обстановок играет тектоника. Каждый крупный тектонический элемент характеризуется своими условиями. Они часто непохожи на условия соседних структур и создавались в течение всей истории развития данной геологической структуры. Поэтому, если фактического материала недостаточно или он неравномерно характеризует площадь, особенно в условиях большой нарушенности и блокового строения бассейна, при построении различных карт в изолиниях надо всегда иметь в виду условность этих построений и рассматривать в ряде случаев поведение изопьез, изомин, изотерм и других изолиний лишь как отражение общих тенденций к изменению тех или иных показателей. Часто интерполяция становится невозможной, и приходится ограничиваться выделением отдельных зон, как это было сделано при обработке гидрогеологических данных по Припятской впадине, или построением изолиний в пределах отдельных структурных элементов, как это пришлось сделать при изучении гидродинамических условий Центральной и Восточной Туркмении. В самом деле, нельзя же, например, соединять изолиниями величины показателей районов Мургабской впадины, Чарджууской ступени, где в разрезе до сенона выделяются три обособленных гидрогеологических комплекса, и Центрально-Каракумского свода, где синхронные отложения в результате литологических изменений сливаются в единый комплекс.

Сделанный вывод отнюдь не противоречит принятому нами принципу изучения гидрогеологических условий в рамках единой водонапорной системы. Эта система может быть сложно построенной, но она будет обладать общими чертами геологического и гидрогеологического развития, на которые будет накладываться специфика условий, характеризующих каждый крупный тектонический элемент, входящий в ее состав.

При этом надо иметь в виду следующее. В мезозойских (а тем более кайнозойских) бассейнах прослеживаются, несмотря на различия в поведении гидрогеохимических показателей в пределах каждого крупного структурного элемента, четкие закономерности в изменении этих показателей по всему разрезу и по площади бассейна.

В палеозойских бассейнах, ниже зоны влияния поверхностных факторов, минерализация и состав подземных вод нивелируются настолько, что бывает трудно выделить отдельные водонапорные комплексы. В наиболее древних отложениях процесс нивелировки зашел так далеко, что не ощущается влияния древних перерывов в осадкообразовании (например, между бавлинской свитой и живетскими отложениями).

В тектонически нарушенных палеозойских бассейнах, которым свойственно блоковое строение (таких, как Припятская впадина), распределение гидрогеохимических

показателей по площади имеет мозаичный характер, объясняемый изолированной жизнью отдельных блоков.

Кроме этих общих выводов, сделанных на основании результатов работ в целом следует обратить внимание на некоторые выводы, вытекающие из рассмотрения конкретных материалов по каждому отдельному бассейну.

По Восточной Туркмении С.Н.Титковой получены новые интересные данные, подтверждающие выводы о миграции углеводородов из наиболее погруженных районов (Мургабской, Заунгузской впадины, Предкопетдагского и Бешкентского прогибов) в приподнятые участки Бухарской и Чарджуоской ступеней и Центральнo-Каракумского свода. В частности, это подтверждается детальными исследованиями растворенного органического вещества подземных вод. Они же позволили по-новому обосновать первичность углеводородного фона юрских отложений и вторичность залежей газа в меловых. В особенности интересны выводы о вторичности залежей газа в надсолевой толще Мургабского района и об изменении растворенных газов и органического вещества подземных вод при прохождении их сквозь толщу соли, которая в этом районе обогащена терригенными материалами и поэтому в значительной мере теряет свои изолирующие свойства.

Принципиально важны также выводы о том, что горные сооружения Копетдага, Зеравшанского и Гиссарского хребтов не являются современными областями питания глубоко залегающих мезозойских комплексов, что инфильтрационные этажи гидрогеологических циклов в целом не оказали существенного влияния на формирование состава пластовых вод.

Все эти наблюдения и выводы позволили более обоснованно прогнозировать нефтегазность юрских и меловых отложений на территории Центральной и Восточной Туркмении.

Детальные и комплексные исследования гидрогеологических условий девонских продуктивных отложений Припятской впадины, проведенные В.В.Печерниковым, привели его к принципиально новым выводам об отсутствии в этих отложениях регионального сквозного потока инфильтрационных вод, идущего с северо-запада на юго-восток, на существование которого указывалось рядом гидрогеологов. Отсутствие такого потока доказывается анализом распределения приведенных напоров и величин отношения $\frac{P_{пл}}{P_{усл.-гидр}}$. В результате этого анализа установлено, что вблизи пред-

полагаемых областей питания инфильтрационными водами в прибортовых районах существуют гидрогеологические зоны с напорами, превышающими гидростатические. В.В.Печерников доказывает, что влияние поверхностных вод на отложения девона практически отсутствует, за исключением крайних западных и восточных прибортовых участков, где, однако, оно ощущается только на расстоянии первых километров. Автор объясняет такую изолированность отложений наличием мощных соленосных водоупорных толщ и большой тектонической нарушенностью впадины, обуславливающей гидравлическую разобщенность тектонических ступеней и в их пределах - отдельных блоков. Палеогидрогеологический анализ подтверждает сделанные выводы.

Существование anomalно высоких пластовых давлений в отдельных блоках В.В.Печерников объясняет ростом геостатического давления в пределах этих изолированных блоков и, возможно, влиянием неотектонических направлений.

Весьма важным являются результаты геотермических условий Припятской впадины. Многими исследователями было установлено снижение температур в осадочном чехле впадины с северо-востока на запад и юг, что объяснялось ими охлаждающим влиянием инфильтрационных вод, проникающих в глубоко залегающие горизонты.

В.В.Печерников детально исследовал изменения температур по срезам. Рассчитав величины геотермических градиентов, перепадов температур и тепловых потоков, он пришел к иным выводам. По его мнению, с глубиной 800-1000 м вниз по срезу преобладающее влияние оказывает эндогенный фактор. Он считает также, что особенности теплового режима впадины не связаны ни с изменением глубины залегания фундамента, ни с внедрением инфильтрационных вод, ни с различной теплопроводностью пород чехла фундамента. Обращаясь к геологической истории Припятской впадины, В.В.Печерников объясняет повышенные температуры активной вулканической деятельностью в прошлом в северо-восточной и восточной частях впадины. Это отразилось в появлении здесь в разрезе мощной (до 1000 м) туфогенной толщи, причем изменения температур в целом совпадают с изменениями мощности и этой толщи.

Повышенными палеотемпературами на северо-востоке и востоке впадины В.В.Печерников объясняет также и то, что промышленные залежи нефти открыты только на севере, на Речицкой ступени, где, по его мнению, условия для преобразования органического вещества и формирования залежей нефти были более благоприятными, чем на западе и на юге. Это доказывается также ухудшением свойств и состава нефтей в южном и западном направлениях и обогащением растворенных газов азотом.

Обобщение гидрогеологических материалов по всему Предуральскому прогибу производилось впервые. Так как фактического материала по этой мало изученной в гидрогеологическом отношении области было недостаточно для обоснованных выводов, то Э.М.Пуркиной были использованы также данные по смежным районам платформ – Пермской области, Башкирии и восточной части Оренбургской области.

На основании изучения характера и выдержанности водоупоров ею произведено расчленение гидрогеологического разреза на пять этажей, четыре из которых относятся к подкунгурской части разреза, где до сих пор выделялись семь водонапорных комплексов.

При изучении газогидрохимической зональности каждого из этих этажей Э.М.Пуркина прибегла к методически интересному приему. Так как величины минерализации меняются для всех этажей примерно в одинаковых и довольно широких пределах, она для выяснения гидрохимических особенностей отложений каждого этажа использовала величины градиента минерализации, предложенного еще М.А.Гатальским. Это в совокупности с другими гидрохимическими показателями позволило доказать обоснованность выделения ею пяти гидрогеологических этажей.

Изучение закономерностей изменения гидрохимических показателей по вертикали разреза и по площади распространения отложений каждого этажа позволило Э.М.Пуркиной выявить не только наиболее гидрогеологически закрытые структурные зоны, но и такие, в которых изолированность того или иного этажа нарушена. Наибольшее количество известных залежей нефти, по ее наблюдениям, встречено в отложениях I этажа, в остальных этажах они приурочены строго к закрытым структурным зонам.

IV и V этажи гидрогеологически раскрыты. Однако в них на некоторых участках обнаружены гидрохимические аномалии, обычно связанные с залежами нефти, но в основном газа.

Изучение гидрогеологических условий выделенных гидрогеологических этажей привело Э.М.Пуркину к выводу о том, что влияние Урала как современной области питания подземных вод девона и карбона (I и II этажи) сказывается лишь в районе хр. Каратау, на небольшом расстоянии от него, и в южной части Бельского прогиба.

Важен сделанный ею вывод о том, что там, где складчатый Урал не является областью питания для платформы, на ней установлены промышленные залежи нефти в девоне и карбоне; там же, где влияние Уральского инфильтрационного потока сказывается, залежи отсутствуют или отодвинуты далеко на запад.

Выявлены местные скрытые области питания – Пермский свод для отложений I и II этажей, Башкирский свод для отложений III – V этажей. Интересно, что для I и II этажей намечается падение напоров с запада на восток, с Пермского свода в сторону Предуральского прогиба, как бы навстречу возможному стоку с Урала. Подобное же встречное падение напоров наблюдается и со стороны Татарского свода в отложениях I этажа. Наличие таких противоположных направленных потоков, по мнению автора, обусловило застойность вод в районах их встречи.

Таким образом, детальное комплексное исследование гидрогеологических условий районов с различным геологическим строением позволило выявить некоторые общие и частные закономерности в формировании и изменении этих условий и показать роль гидрогеологического фактора в размещении и сохранении залежей нефти и газа.

Углубленное изучение отдельных бассейнов привело к возникновению ряда новых вопросов, требующих еще объяснения.

Например, в бассейнах, выполненных мезозойскими отложениями, наблюдается четкая закономерность – снижение минерализации вод по направлению падения напоров (в условиях зон затрудненного водообмена). Эта закономерность прослежена и авторами в бассейнах Средней Азии, и гидрогеологами, работающими в Северном Предкавказье. Исчерпывающего объяснения причин этого явления пока не получено.

По-прежнему неясны механизм и масштабы так называемой распыленной разгрузки подземных вод через глинистые водоупоры, несмотря на лабораторные экс-

перименты отечественных и зарубежных исследователей, так как они показали лишь возможность фильтрации вод через глины в условиях эксперимента. Природные условия намного сложнее, и пока нет даже косвенных подтверждений того, что этот процесс имеет сколько-нибудь широкое развитие.

Подчеркивая большую роль подземных вод в формировании залежей нефти и газа, мы не можем еще с определенностью сказать, в каком же состоянии мигрируют жидкие и газообразные углеводородные смеси в среде, насыщенной минерализованными водами, при каких условиях происходит их обособление и концентрация в виде залежей, каков механизм их накопления вблизи гидродинамических барьеров и в гидродинамических ловушках.

Перечень подобных вопросов можно было бы продолжить.

Авторы надеются, однако, что сделанные в настоящей работе выводы смогут быть использованы при решении как теоретических вопросов, касающихся условий размещения залежей углеводородов и факторов, его определяющих, так и чисто практических задач поисков нефти и газа в исследованных ими районах.

УДК 551.49:551.76(575.4):555.982/981

ГИДРОГЕОЛОГИЯ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ТУРКМЕНИИ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ, Титкова С.Н., Бубнова Л.Д.

"Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа". М., "Наука", 1973, стр. 5-28.

На основании комплексного гидрогеологического анализа мезозойских отложений рассматриваемой части Каракумского бассейна, а также особенностей пространственного распределения залежей углеводородов сделаны обобщающие выводы о роли гидрогеологического фактора в формировании, размещении и сохранении залежей нефти и газа. Особое внимание в работе уделено изучению состава и содержания органических компонентов подземных вод, зависимости их от ряда геологических, геохимических и гидрогеологических факторов. По комплексу гидрогеологических показателей дается качественная оценка перспектив нефтегазоносности отдельных гидрогеологических районов территории Центральной и Восточной Туркмении.

Рис. 4. Библ. 9 назв.

УДК 551.49:551.74 (476):553.98

ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ДЕВОНСКИХ ГОРИЗОНТОВ

ПРИПЯТСКОЙ ВПАДИНЫ, Печерников В.В. "Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа". М., "Наука", 1973, стр. 29-47.

Рассмотрены гидрогеологические и геотермические условия продуктивных комплексов девонских отложений Припятской впадины (подсолевого и межсолевого), а также некоторые вопросы формирования и сохранения залежей нефти.

Рис. 4. Библ. 6 назв.

УДК 551.49 : 551.73 (471.5)

ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И СМЕЖНЫХ РАЙОНОВ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ, Пуркина Э.М.

"Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа". М., "Наука", 1973, стр. 48-65.

Произведено комплексное исследование гидрогеологических условий Предуральского прогиба. На основе литолого-фациальных данных и характера изменения величин основных гидрохимических показателей в разрезе палеозойских отложений выделяются пять гидрогеологических этажей. Газогидрохимическая и гидродинамическая характеристики выделенных гидрогеологических этажей используются для оценки перспектив нефтегазоносности всей территории в целом.

Рис. 3. Библ. 7 назв.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение (Е. А. Барс)	3
Гидрогеология мезозойских отложений Центральной и Восточной Туркмении в связи с их нефтегазоносностью	5
С. Н. Титкова, Л. Д. Бубнова	
Гидрогеология продуктивных девонских горизонтов Припятской впадины	29
В. В. Печерников	
Гидрогеология палеозойских отложений Предуральяского прогиба и смежных районов Русской платформы	48
Э. М. Пуркина	
Заключение (Е. А. Барс)	66

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Утверждено к печати

Институтом геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР

Редактор издательства Л. С. Тапельзон

Художественный редактор В. Н. Тикунов

Технические редакторы В. И. Дьяконова, С. М. Бякерева

Подписано к печати 20/IV-1973 г. Формат 70x108 1/16

Усл. печ. л. 7 Уч.-изд. л. 8,18 Тираж 1000 экз. Т-04842

Бумага офсетная № 1 Тип. зак. 200 Цена 82 коп.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 103717 ГСП, Москва К-62, Подсосенский пер., 21
1-я типография издательства "Наука", Ленинград, 199034 9-я линия, 12

Опечатки

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
8	8 св.	170,5	170,5 - 174,6
35	21 стр.	$\frac{SO_4}{Cl}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$
54 (вклейка)	15 св.	б	в
"	16 св.	в	б
58	27 св.	18	1,8

Зак. 280. Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа

82 коп.

843

2