

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

**Серебряков Андрей Олегович**, старший преподаватель, магистр, Астраханский государственный университет, Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Гидрогеологические исследования осуществляются для получения комплексных параметров пластовых вод, которые являются важнейшими характеристиками для оценки генерационного потенциала перспективных геологических регионов, качества пластовых вод и эксплуатационных запасов промышленных, бальнеологических, лечебных и питьевых подземных вод и месторождений полезных ископаемых, а также для решения геологоразведочных и эксплуатационных задач при разработке месторождений различного энергетического типа и вида сырья, обоснования способов увеличения или поддержания водообильности водоносных пластов. Технологии определения гидрогеологических параметров пластовых вод в скважинах различного назначения (поисковые, разведочные, технологические, эксплуатационные и др.) являются сложными комплексными процессами, зависящими от степени совершенства скважин, их назначения и вида товарной добываемой продукции.

**Ключевые слова:** гидрогеология, исследования, технология, скважина, продукция, добыча

## HYDROGEOLOGICAL TECHNOLOGY OF DETERMINING THE PARAMETERS OF FORMATION WATER

**Serebryakov Andrey O.**, Senior Lecturer, Master, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Hydrogeological studies are carried out to obtain integrated parameters of formation water, which are essential characteristics to assess the lasing potential of promising geologic regions, to assess the quality of reservoir water and operational stocks of industrial, balneological medical and drinking underground water and mineral deposits, and exploration and exploitation tasks during the development of the fields of different energy and type of raw material, as well as to justify ways to increase or maintain the water content of aquifers. Technologies of determination of hydrogeological parameters of formation waters in wells of various function (prospecting, prospecting, technological, operational, etc.) are the difficult complex processes depending on degree of perfection of wells, their appointment and a type of commodity extracted production.

**Keywords:** hydrogeology, research, technology, well, production, production

Гидрогеологические технологии увеличения дебита воды в геологоразведочных скважинах внедряются на этапах, когда снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) приводит к снижению дебитов в скважинах или приемистости в нагнетательных (наблюдательных) скважинах. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают или восстанавливают за счёт создания или увеличения трещиноватости пород, удаления из призабойной зоны смолопарафиновых отложений, окислов железа, механических примесей и т. д.

Гидрогеологические технологии поддержания пластовых давлений (ППД) для увеличения водообильности пластов разделяют на следующие виды исследований:

- механические (гидравлический разрыв продуктивных пластов);
- химические (кислотные обработки скважин);
- тепловые;
- физические и вибрационные.

Гидрогеологические технологии воздействия на водоносные скважины заключаются в периодической закачке воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости. В результате периодически формируются гидродинамические волны повышения и понижения давления в пластах, которые осуществляют перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте. Гидрогеологические методы относятся к современным методам повышения водоотдачи пласта и способны повысить водообильность скважин более чем на 5–10 % (рис. 1).

Для успешного внедрения гидрогеологических технологий при проведении геологоразведочных и эксплуатационных работ осуществляется выполнение исследований и определения следующих гидрогеологических параметров пластовых систем.

Определение уровня воды в скважинах осуществляется замерами глубины до поверхности воды в колонне (или высоты этой поверхности для переливающихся скважин), считая от определённой плоскости либо от поверхности Земли или фланца колонны. Чаще всего измеряют от поверхности земли, плоскости ротора или верха фланца кондуктора. Отмечая глубину уровня воды в скважине, следует указывать, от какой плоскости проводился замер (для возможности последующего вычисления абсолютных отметок уровней).

При замерах уровней воды в скважинах большое значение имеет указание на её газонасыщенность в связи с возможным выделением свободной газовой фазы либо в виде мельчайших пузырьков. В этом случае верхняя часть ствола скважины (а в некоторых случаях и вся скважина) может быть заполнена газовой эмульсией. Вследствие меньшей плотности эмульсии уровень окажется на значительно меньших глубинах, чем при отсутствии выделения из пластовой воды свободной газовой фазы. При сильных газопроявлениях может наблюдаться перелив газовой эмульсии даже при низком положении статического уровня воды, лишённой газовой фазы.

В скважинах, в которых вода переливается через устье, наличие газопроявлений хорошо видно по бурному выделению из струи газовых пузырьков различной величины. При низком положении уровня (до 100 м) нередко бывает слышно, как лопаются выделяющиеся газовые пузырьки. В случае более глубокого положения уровня о наличии газопроявлений можно судить по выделению свободного газа (шипению) после открытия скважины, находившейся некоторое время в закрытом состоянии.

Выбор методики замера уровней в скважинах зависит от положения статического уровня относительно устья скважины и величины газонасыщенности воды.

В нефтегазопромысловой гидрогеологии для замера уровня воды используют лебедку Яковлева. Поплавок спускают на тонкой стальной проволоке. По исчезновению натяжки последней судят о достижении уровня. Глубину уровня определяют по счётчику оборотов. Для этого пользуются промежуточным роликом, длина окружности которого равна 1 м. В этом случае один оборот по счётчику соответствует опусканию поплавка на глубину 1,0 м.

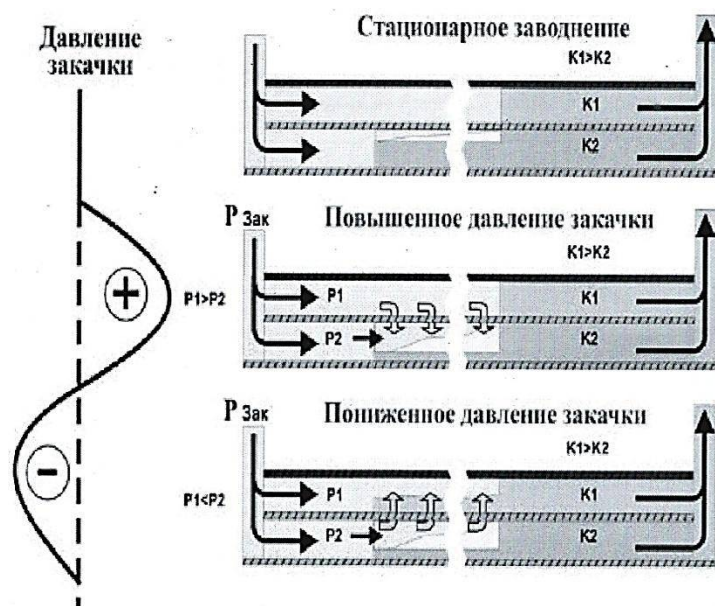


Рис. 1. Технология повышения водообильности скважин циклическим заводнением водоносных пластов

При неглубоком положении уровня удар поплавка о воду хорошо слышен на устье скважины. В этих случаях (до 200–300 м) положение уровня определяется с точностью до 0,1 м по счётчику. Эхолотом пользоваться не рекомендуется, поскольку он даёт погрешность.

В скважинах, вскрывших высоконапорные негазированные воды, уровень замеряют или в наращиваемых на устье трубах (не выше 5–10 м), или образцовыми манометрами со шкалой, ненамного превышающей напор воды. Определить статический уровень в наращиваемых трубах после его установления можно объёмным методом. Для этого надо перекрыть вентиль фонтанной арматуры, а затем слить воду из навинченных труб вчерез специальный кран в мерную посуду и разделить объём воды на внутренний объём 1 м труб.

При высоких напорах над устьем, превышающих 5–10 м, применение труб становится невозможным. Тогда используются образцовые манометры.

Методика замера уровня воды в заметно газированной водой более сложная. Для этого требуется определённое время – от нескольких часов до нескольких дней. Когда газопроявления за указанный промежуток не прекращаются полностью, то тогда имеют место погрешности в сторону завышения уровня, которые могут достигнуть нескольких метров.

Значительно сложнее определять статическое положение уровня газонасыщенных вод, находящегося выше устья скважины, т. е. когда скважина переливается. Имеющиеся методики замера напора газонасыщенных подземных вод в самоизливающихся напорных скважинах или их расчёт не являются точными. Простой замер манометром также даёт искажение, поскольку давление накапливающейся газовой фазы при неизвестном положении контакта «газ – вода» в колонне намного превышает истинный напор подземных вод, лишённых свободной газовой фазы. Причём, чем выше газонасыщенность и величина напора, тем больше искажение.

Манометрические показания зависят от многих факторов:

- от искомого избыточного давления вод, лишённых свободной газовой фазы;
- от величины газонасыщенности воды, заполняющей колонну;
- от состава газа;
- от температуры воды по стволу скважины;
- от минерализации подземных вод.

В условиях статического положения контакта «газ – вода» в колонне на глубине этого контакта устанавливается равновесие между давлением газовой подушки и искомым напором воды, лишённой свободной газовой фазы. Таким образом, представляется возможным по величине давления газовой подушки на контакте «газ – вода» и по глубине этого контакта в колонне определить искомый напор воды.

Исходя из сказанного выше, рекомендуется следующий способ определения глубины контакта газ-вода в колонне. Устье скважины, самоизливающейся газовой эмульсией, герметично перекрывают специальным фланцем с вмонтированной в нём катушкой тонкой капроновой нити (сечением 0,3–0,5 мм), на которой прикреплён поплавочек. Катушка укреплена на неподвижной оси и легко вращается на двух шарикоподшипниках. Катушка с капроновой нитью помещена в обойму с узкой щелью, позволяющей нити разматываться только под тяжестью поплавка при понижении контакта «газ – вода». После перекрытия фланцем устья скважины свободная газовая фаза, выделяющаяся из газовой эмульсии, образует всё нарастающую по объёму газовую подушку. При этом уровень воды в устьевой части начинает снижаться. Одновременно на тонкой нити опускается поплавок, разматывающий катушку. По мере возрастания давления газовой подушки происходит замедление понижения контакта «газ – вода». Когда давление (напор) воды уравнивается давлением газовой подушки, контакт «газ – вода» устанавливается на постоянной глубине. Последняя фиксируется после снятия фланца с устья скважины замером длины капроновой нити от поплавка до кронштейна катушки.

Установление статического положения контакта «газ – вода» подтверждается прекращением роста давления на образцовом манометре, укрепленном на одном с катушкой фланце. Определять глубину контакта «газ – вода» следует после того, как кривая роста давления манометра примет горизонтальное положение по отношению к оси времени. Чем лучше водопроницаемость пород, тем быстрее контакт «газ – вода» достигнет своего статического положения. При плохо проницаемых породах период до полного прекращения роста давления манометра и, следовательно, до установления статического положения контакта «газ – вода» может продлиться несколько суток. Для хорошо проницаемых пород требуется всего 6–12 ч.

Давление газовой подушки на контакте «газ – вода», определяемое точным образцовым манометром, является вторым параметром для нахождения искомого напора (давления) подземных вод, лишённых свободной газовой фазы.

При отсутствии достаточно точного манометра возможен другой способ замера давления в газовой подушке, который заключается в замере объёма газовой подушки. Зная этот объём и объём устьевой части скважины от фланца до контакта «газ – вода», легко определить давление газа. Для определения объёма скопившегося газа во фланце монтируется штуцер с газовым краником. Соединив последний с газовым счётчиком или со стеклянной, заранее отградуированной посудой большой ёмкости, замеряют

объём газа. Необходимо заметить, что во втором способе имеются недостатки: некоторое завышение объёма измеряемого газа за счёт выделения дополнительных его порций из воды при нарушении давления на контакте «газ – вода». Чем выше газонасыщенность воды, тем больше погрешность. Для определения давления газовой подушки необходимо пользоваться точными манометрами.

Определение высоты газовой подушки в колонне скважины производят следующим образом. Прибор герметично устанавливают на верхний фланец устьевой арматуры скважины при закрытой задвижке, после чего её открывают и, сняв барабан с тормоза, дают возможность поплавку опуститься в колонну скважины. При движении вниз поплавков раскручивает нить, что фиксируется счётчиком. Сальник удерживает давление на устье скважины и пропускает через себя нить. При достижении поплавком уровня воды в скважине спуск его прекращается, что отмечается по показаниям счётчика глубин. С этого момента начинается прослеживание за снижением газоводяного контакта (ГВК) в колонне, происходящим вследствие нарастания высоты газовой подушки. Прослеживание ГВК ведётся по показаниям счётчика, отмечаемым через равные промежутки времени. По этим данным строят кривую восстановления уровня (КВУ) контакта «газ – вода».

Уровень воды в устьевой части колонны начинает снижаться и, соответственно, опускается поплавок прибора. С возрастанием устьевого давления происходит замедление темпа понижения газоводяного контакта. После прекращения понижения уровня ГВК и роста устьевого давления поплавки останавливаются на определённой глубине, а кривые роста этих величин, выполняясь, принимают горизонтальное положение по отношению к оси времени. Определив высоту газовой подушки по показателям делений счётчика и устьевое давление ( $p_y$ ) по образцовому манометру, с помощью барабана поднимают поплавок до фланца, закрепляют его тормозом, перекрывают задвижку и после стравливания давления через вентиль снимают прибор с устьевой арматуры скважины.

Определение плотности пластовых вод является весьма важным физическим параметром, который используется при различных гидрогеологических расчётах и входит в различные формулы. Особенно он нужен при расчётах приведённых давлений и установлении гидродинамической составляющей перепада давлений.

В практике нефтегазопромысловой гидрогеологии плотность устанавливают в полевых условиях ареометром, а более точно – в лабораторных условиях пикнометром.

Наиболее часто используются ареометры со шкалой в пределах 1,000–1,050 с точностью до третьего знака и реже со шкалой менее 1,000 и 1,050–1,200. Очень важно при определении плотности указывать температуру, при которой выполнялись замеры. Для определения плотности ареометром его опускают в чистый стеклянный цилиндр, заполненный пластовой водой, следя за тем, чтобы он не касался стенок цилиндра. После прекращения вертикальных колебаний ареометра отмечают его показания по точке соприкосновения поверхности воды в цилиндре со шкалой ареометра. Затем измеряют температуру воды в цилиндре термометром.

При постоянной температуре наибольшее влияние на плотность оказывает минерализация воды. Температура воды существенно влияет на её плотность. В некоторых случаях тепловое расширение воды намного опережает влияние

других факторов (минерализации, газонасыщенности, пластового давления, взвешенных частиц), и плотность сильно минерализованных вод нередко становится меньше единицы. Очень заметно влияние температуры на плотность пластовых вод в диапазоне от 50 до 200 °С. В указанном диапазоне температур плотность дистиллированной воды снижается от 0,9881 до 0,8628 г/см<sup>3</sup>. Это равносильно компенсации влияния минерализации порядка 200 г/дм<sup>3</sup>. Поправки на плотность воды за счёт изменения температуры и минерализации противоположны по знаку. Учитывая, что темп влияния температуры на плотность воды заметно опережает другие возможные влияния и может быть сопоставим только с темпом влияния минерализации, целесообразно определить, при каких условиях происходит взаимная компенсация влияния температуры и минерализации.

Отбор глубинных проб воды для изучения газонасыщенности подземных вод в пластовых условиях возможно только специальными пробоотборниками. Последние герметично закрываются в момент отбора проб, т. е. при давлении близком к пластовому, что предохраняет пластовую воду от дегазации при подъёме её на поверхность. Таким образом, пробоотборник поднимает однофазную систему (воду), в которой растворён газ. Снижая пластовое давление в пробоотборнике до атмосферного при его подъёме на поверхность, создают условия для возникновения двухфазной системы «газ – вода». В дальнейшем необходимо полное отделение газовой фазы и определение её объёма и состава. В отдельных случаях при изучении газонасыщенности самоилзивающихся вод применяют газоотделители. Он может применяться при невозможности применения глубинных пробоотборников, хотя и даёт определённые погрешности.

В настоящее время промышленность выпускает глубинные пробоотборники различных моделей ПД-03, ПД-3М, «Кастер» и др. (рис. 2).



Рис. 2. Глубинный пробоотборник газа

При извлечении проб газа и вод применяют различные способы дегазации пробоотборников в зависимости от газонасыщенности пластовых вод. Основным критерием при выборе способа дегазации является количество растворённого газа в единице объёма воды, т. е. величина газового фактора.

Если объём газа больше объёма глубинного пробоотборника или сопоставим с ним и давление насыщения газа намного превышает атмосферное, то дегазация воды в пробоотборнике производится путём снижения в нём давления. При этом газа выделяется свободно и собирается в специальную ёмкость через переводник и шланг (рис. 3).

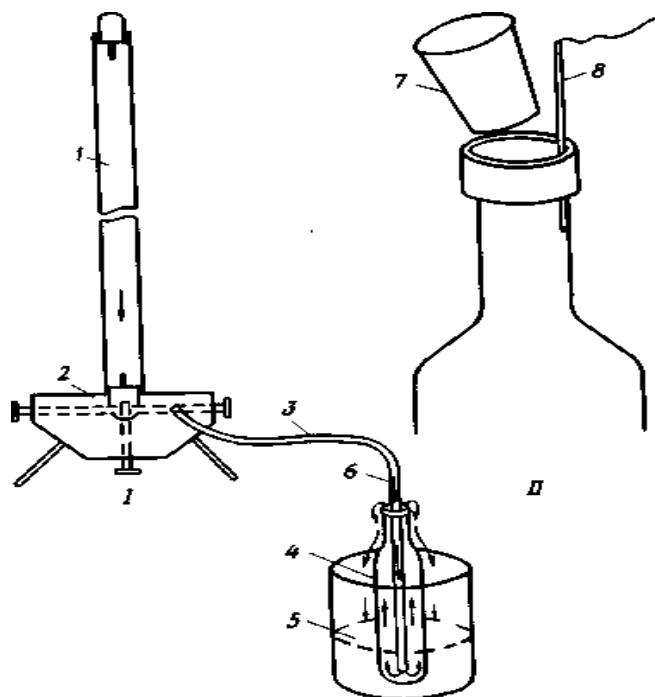


Рис. 3. Технология отбора пробы разгазированной воды из глубинного пробоотборника или из устья скважины: 1 – глубинный пробоотборник; 2 – двухвентильный переводник; 3 – шланг; 4 – бутылка для пробы воды; 5 – банка, в которую выдавливаются первые порции воды из бутылки; 6 – направление движения воды; 7 – пробка; 8 – игла

При малых величинах газового фактора (около  $0,2 \text{ дм}^3/\text{дм}^3$  и менее) применяются методы вытеснения этих небольших объемов газа, обычно заполняющих объем переводника и шланга, – так называемых «мертвых пространств». В случае свободного выделения газа из пробоотборника при атмосферном давлении применяют методы принудительной дегазации.

Извлечение растворенного газа из пластовых вод, отличающихся очень малой общей упругостью (менее  $0,1 \text{ МПа}$ ), осуществляется несколькими технологиями. Наиболее известны вакуумный способ дегазации (бутыль В. Н. Савченко), термовакуумный способ дегазатор ИНГЕМ и термический (дегазатор Вассерберга). В случае перелива пластовых вод из исследуемой скважины и при наличии отдельных газовых пузырьков следует отбирать пробу растворенного газа с помощью водогазоотделителя.

Газонасыщенность пластовых вод при работе с водогазоотделителем определяется следующим образом: замерив дебит воды через шланг, подключаемый к водогазоотделителю, определяют общее количество воды, прошедшее за время опыта через последний. Разделив объем полученного газа на это количество воды, получают газонасыщенность пластовых вод в условиях опыта (условия определяют при помощи термометра и барометра), затем полученный объем приводят к нормальным условиям.

Отобранный газ подвергается хроматографическому анализу (количественное определение главных компонентов газовой смеси), т. е. определяют содержание  $\text{CO}_2$ , сумму углеводородных газов,  $\text{O}$ ,  $\text{C}$ ,  $\text{H}$ ,  $\text{N}$ . В результате хроматографического анализа определяются до 23 углеводородных и неуглеводородных соединений.

Отбор проб воды на химический анализ осуществляется для анализа ионно-солевых комплексов, содержащихся в подземных водах. Наиболее целесообразно отбирать глубинные пробы воды. При этом глубина отбора проб должна быть максимально приближена к интервалу испытания скважины. Так же как и при отборе глубинных проб, для установления ионного состава подземных вод необходимо достичь постоянства плотности воды в скважине способом откачки, что является основным критерием подготовленности скважины к отбору проб воды. Отбор проб на химический анализ из устья скважины возможен лишь в случае интенсивного самоизлива. Для химического анализа пластовых вод в случае их большой газонасыщенности, не требующей применения термодегазации или методом поджима, допускается использование воды, оставшейся после её дегазации в пробоотборнике.

При отборе глубинных проб слабогазонасыщенных вод с пространств пробоотборника переводника и шланга и термодегазации остающаяся вода ни в коем случае не должна использоваться в качестве пробы для химического анализа и определения плотности пластовой воды. Эта вода или смешана с насыщенным раствором поваренной соли, или становится негодной после кипячения вследствие нарушения естественного ионного равновесия, выпадения или разложения солей.

При невозможности использования оставшейся после дегазации воды для отбора пробы на химический анализ и определения плотности можно пользоваться желонками или водоносом Симонова наряду с пробоотборником. Причём предпочтительнее желонки, поскольку они обладают большим объёмом по сравнению с объёмом глубинного пробоотборника ПД-03, ПД-3М. Одной глубинной пробой, отобранной желонкой объёмом 3–4 л, достаточно для полного анализа воды. Глубину опускания желонки следует выбирать как можно ближе к интервалу перфорации. В этом случае даже при неполной смене технических вод в желонку поступят воды, наиболее близкие по составу к пластовым.

Для более детального изучения пластовых вод желательно получение более полных анализов. В этом отношении при использовании всего аналитического материала для нефтегазовой нефтегазовой гидрогеологии наибольший интерес представляют следующие ионы и комплексы: натрий, калий, кальций, магний, хлор, сульфат-ион, карбонат и гидрокарбонат ион; микроэлементы – йод, бром, бор, стронций, литий; органические вещества – нафтенновые кислоты, бензол, толуол и др. Для анализа воды с целью определения перечисленных компонентов требуется 1–2 л воды в зависимости от степени её минерализации. При специальных исследованиях для выяснения конкретных вопросов могут быть произведены и более полные анализы. Для этого нужны специальные пробы объёмом 2–3 л.

Температурные измерения в скважинах в практике геологоразведочных работ производятся электрическими термометрами с целью изучения геотермических условий района. Показания следует проверять ртутными максимальными термометрами, так как точность их выше по сравнению с электрическими. Замеры температуры рекомендуется производить на глубинах 100, 250, 500, 750, 1000 м и др. Эти данные затем используются для определения геотермического градиента  $G$  и геотермической ступени  $G$ , основных геотермических параметров, характеризующих тепловой режим вод.

*Геотермический градиент* характеризует изменение температуры на единицу глубины, *геотермическая ступень* – это интервал глубины разреза, на протяжении которых температура изменяется на 1°. Оба этих показателя связаны друг с другом следующим соотношением:  $G = 100 / G$ . Геотермическую ступень высчитывают для интервалов 100–250, 250–500, 500–750, 750–1000 м. Это позволяет легко выявить изменение с глубиной геотермической ступени и градиента. Выбор первой точки замера 100 м обусловлен наличием слоя постоянных температур, выше которого на минимальных глубинах на результаты замера оказывают влияние сезонные колебания температуры. Как известно, пояс постоянных температур расположен на глубине от 30 до 80 м, что обусловлено геоморфологическими особенностями рельефа.

**Определение вязкости пластовой воды** проводится в лабораторных условиях, для чего необходимо отобрать специальные глубинные пробы пластовых вод с указанием параметров: температуры, минерализации, пластового давления, содержания растворенных газов и их состав. В этом случае проведенные лабораторные анализы будут привязаны к конкретным условиям месторождений. Если нет возможности проводить лабораторные определения, можно воспользоваться графиком изменения вязкости в зависимости от содержания солей при различной минерализации, проводя соответствующую интерполяции для конкретных параметров.

Вязкость воды можно определить с помощью капиллярного вискозиметра ВПЖ-2. Для этого пробу воды термостатируют при пластовой температуре и определяют её плотность. В этом случае вязкость соответствует пластовым температурным условиям и минерализации воды. Для учёта влияния давления на вязкость используют более сложные установки. Давление не оказывает значительного влияния на вязкость, однако при увеличении давления вязкость несколько снижается.

Вязкость пластовых воды служит важнейшей характеристикой, учитывается при решении ряда задач по разработке месторождений нефти и газа, где требуются сведения о фильтрации воды в пластовых условиях. Вязкость воды сильно зависит от температуры, при повышении которой она заметно снижается. В значительно меньшей степени на неё влияют минерализация, содержание растворённых газов и давление, в общем повышающие вязкость воды. В нефтегазовой гидрогеологии пользуются динамической вязкостью  $\mu$ , имеющей размерность в системе СИ:  $\text{МПа} \cdot \text{с} = 0,001 \text{ Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2$ . В гидравлике используют кинематическую вязкость:  $\nu = \mu / \rho$ , ( $\text{м}^2 / \text{с}$ ).

**Установление статического уровня** (напора) выполняются по данным замеров уровня воды в скважине или напора (давления) воды в случае переливающихся скважин. Это можно сделать, построив график изменения нарастающего уровня или давления от времени. Кривые восстановления уровня (КВУ) или давления (КВД) могут иметь чёткий перелом, после которого они будут параллельными оси времени, или же кривые медленно выполаживаются. В первом случае они характерны для хорошо проницаемых пород-коллекторов, во втором – для слабопроницаемых глинистых пород. При быстром восстановлении статического уровня (давления) достаточно выполнить небольшое количество замеров, через 12 ч каждый, для того, чтобы убедиться в статическом положении уровня или давления. Обычно 5–10 точек для этого достаточно. При медленном восстановлении уровня или давления требуется значительно больший промежуток времени для установления

их статического положения. Промежуток этот может длиться несколько месяцев, поэтому в первые дни восстановления уровня или давления замеры проводятся каждые сутки, а затем каждую неделю до стабилизации показателей.

#### Список литературы

1. Богомолов, Г. В. Гидрогеология с основами инженерной геологии / Г. В. Богомолов. – Москва : Высшая школа, 1962. – 288 с.
2. Всеволожский, В. А. Основы гидрогеологии / В. А. Всеволожский. – Москва : МГУ, 2007. – 440 с.
3. Зорькин, Л. М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин, И. С. Старобинец, Е. В. Стадник [и др.]. – Москва : Недра, 1973.
4. Кирюхин, В. А. Региональная гидрогеология / В. А. Кирюхин. – Санкт-Петербург : Наука, 2005. – 344 с.
5. Кирюхин, В. А. Общая гидрогеология / В. А. Кирюхин, А. И. Коротков, А. Н. Павлов. – Ленинград : Недра, 1988. – 359 с.
6. Ланге, О. К. Гидрогеология / О. К. Ланге. – Москва : Высшая школа, 1969. – 365 с.
7. Лапшин, В. И. Особенности состояния системы залежь – контурные воды для Астраханского месторождения / В. И. Лапшин, Н. И. Воронин, В. Ф. Лактюшина // Геология нефти и газа. – 1989. – № 12. – С. 26–28.
8. Маврин, К. А. Гидрогеохимические исследования / К. А. Маврин. – Саратов : СГУ, 1985. – 85 с.
9. Мерчева, В. С. Геохимическая характеристика углеводородных скоплений глубокопогруженных подсолевых отложений Астраханского свода / В. С. Мерчева, Л. Ф. Ушивцева, О. В. Красильникова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 9. – С. 34–37.
10. Овчинников, А. М. Общая гидрогеология / А. М. Овчинников. – Москва : Госгеолтехиздат, 1955. – 383 с.
11. Плотников, Н. И. Поиски и разведка подземных вод / Н. И. Плотников. – Москва : Недра, 1985.
12. Посохов, Е. В. Общая гидрогеохимия / Е. В. Посохов. – Ленинград : Недра, 1975. – 301 с.
13. Серебряков, О. И. Режим разработки Астраханского ГКМ / О. И. Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – № 11. – С. 30–31.
14. Смирнова, Т. С. Рациональный комплекс гидрохимических критериев нефтегазоносности прибрежных структур Каспийского моря / Т. С. Смирнова // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 112–124.
15. Серебряков, О. И. Гидрогеология нефти и газа / О. И. Серебряков, Л. Ф. Ушивцева, Т. С. Смирнова. – Астрахань : АГУ, 2014. – 324 с.
16. Силин-Бекчурин, А. И. Динамика подземных вод / А. И. Силин-Бекчурин. – 2-е изд. – Москва : МГУ, 1965.
17. Соколов, Д. С. Основные условия развития карста / Д. С. Соколов. – Москва : Госгеолтехиздат, 1962. – 322 с.
18. Серебряков, А. О. Промышленные ресурсы гидрохимического сырья подземных вод / А. О. Серебряков, И. В. Бойко // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений. – 2001. – С. 206–209.
19. Сулин, В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений / В. А. Сулин. – Москва : Гостоптехиздат, 1948. – 163 с.
20. Сухарев, Г. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / Г. М. Сухарев. – Москва : Недра, 1979. – 301 с.
21. Ушивцева, Л. Ф. Геолого-гидрогеологические показатели нефтегазоносности девонско-каменноугольных отложений Астраханского свода / Л. Ф. Ушивцева // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 1. – С. 73–74.

22. Ушивцева, Л. Ф. Подземные воды газовых месторождений – национальный минерально-сырьевой ресурс / Л. Ф. Ушивцева, О. И. Серебряков, В. С. Мерчева // Газовая промышленность. – 2010. – № 5. – С. 43–45.

### References

1. Bogomolov, G. V. *Gidrogeologiya s osnovami inzhenernoy geologii* [Hydrogeology with the fundamentals of engineering geology]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1962, 288 p.
2. Vsevolozhskiy, V. A. *Osnovy gidrogeologii* [Fundamentals of hydrogeology]. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., 2007, 440 p.
3. Zorkin, L. M., Starobinets, I. S., Stadnik, Ye. V. et al. *Geokhimiya prirodnnykh gazov neftegazonosnykh basseynov* [Geochemistry of natural gases in oil and gas basins]. Moscow, Nedra Publ., 1973.
4. Kiryukhin, V. A. *Regionalnaya gidrogeologiya* [Regional hydrogeology]. St. Petersburg, Nauka Publ., 2005, 344 p.
5. Kiryukhin, V. A., Korotkov, A. I., Pavlov, A. N. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Leningrad, Nedra Publ., 1988, 359 p.
6. Lange, O. K. *Gidrogeologiya* [Hydrogeology]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1969, 365 p.
7. Lapshin, V. I., Voronin, N. I., Laktyushina, V. F. Osobennosti sostoyaniya sistemy zalezhi – konturnye vody dlya Astrakhanskogo mestorozhdeniya [Peculiarities of the state of the reservoir system – contour water for the Astrakhan field]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1989, no. 12, pp. 26–28.
8. Mavrin, K. A. *Gidrogeokhimicheskie issledovaniya* [Hydrogeochemical studies]. Saratov, Saratov State University Publ., 1985, 85 p.
9. Mercheva, V. S., Ushivtseva, L. F., Krasilnikova, O. V. Geokhimicheskaya kharakteristika uglevodorodnykh skopleniy glubokopogruzhenykh podsolevykh otlozheniy Astrakhanskogo svoda [Geochemical characteristics of hydrocarbon accumulations of deeply sub-salt deposits of the Astrakhan arch]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse* [Environmental protection in the oil and gas complex], 2013, no. 9, pp. 34–37.
10. Ovchinnikov, A. M. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 1955, 383 p.
11. Plotnikov, N. I. *Poiski i razvedka podzemnykh vod* [Searches and exploration of groundwater]. Moscow, Nedra Publ., 1985.
12. Posokhov, Ye. V. *Obshchaya gidrogeokhimiya* [General hydrogeochemistry]. Leningrad, Nedra Publ., 1975, 301 p.
13. Serebryakov, O. I. Rezhim razrabotki Astrakhanskogo GKM [Development mode of the Astrakhan gas condensate field]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 1997, no. 11, pp. 30–31.
14. Smirnova, T. S. Ratsionalnyy kompleks gidrokhimicheskikh kriteriev neftegazonosnosti pribrezhnykh struktur Kaspiyskogo morya [A rational set of hydrochemical criteria for the oil and gas potential of the coastal structures of the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 2, pp. 112–124.
15. Serebryakov, O. I., Ushivtseva, L. F., Smirnova, T. S. *Gidrogeologiya nefti i gaza* [Hydrogeology of Oil and Gas]. Astrakhan, Astrakhan State University Publ., 2014, 324 p.
16. Silin-Bekchurin, A. I. *Dinamika podzemnykh vod* [Dynamics of groundwater]. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., 1965, 2nd ed.
17. Sokolov, D. S. *Osnovnye usloviya razvitiya karsta* [Basic conditions for the development of karst]. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 1962, 322 p.
18. Serebryakov, A. O., Boyko, I. V. Promyshlennyye resursy gidrokhimicheskogo syr'ya podzemnykh vod [Industrial resources of hydrochemical raw materials of

underground water]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Exploration and development of oil and gas condensate fields], 2001, pp. 206–209.

19. Sulin, V. A. *Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil fields]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1948, 163 p.

20. Sukharev, G. M. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 301 p.

21. Ushvtseva, L. F. Geologo-gidrogeologicheskie pokazateli neftegazonosno-sti devonsko-kamennougolnykh otlozheniy Astrakhanskogo svoda [Geological and hydrogeological indicators of oil and gas potential of the Devonian-Carboniferous deposits of the Astrakhan arch]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2007, no. 1, pp. 73–74.

22. Ushvtseva, L. F., Serebryakov, O. I., Mercheva, V. S. Podzemnye vody gazovykh mestorozhdeniy – natsionalnyy mineralno-syrevoy resurs [Groundwater of gas deposits – a national mineral resource]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 2010, no. 5, pp. 43–45.