

**А.А.КАРЦЕВ С.Б.ВАГИН
В.П.ШУГРИН**

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

*Допущено
Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебника
для студентов вузов,
обучающихся по специальности
"Геология нефти и газа"*



МОСКВА "НЕДРА" 1992

ББК 26.22

К 21

УДК 556.3:553.98 (07)

Рецензенты: кафедра гидрогеологии и инженерной геологии Грозненского нефтяного института; д-р геол.-минер. наук *Е.В. Стадник*

Спонсор МИНГ им. И.М. Губкина

Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П.

К 21 Нефтегазовая гидрогеология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1992. – 208 с.: ил.

ISBN 5-247-00982-7

Рассмотрены условия нахождения и виды вод в горных породах, основы гидрогеохимии, формирование и движение водных растворов в литосфере, гидрогеологические аспекты генезиса и аккумуляции углеводородов, концентрации и деструкции нефтяных и газовых залежей. Описано использование гидрогеологических данных для подсчета запасов нефти и газа, при проектировании и контроле разработки месторождений.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности "Геология нефти и газа".

К $\frac{2503010100 - 068}{043(01) - 92}$ 133-91

ББК 26.22

ISBN 5-247-00982-7

© А.А. Карцев, С.Б. Вагин,
В.П. Шугрин, 1992

Гидрогеология – наука о водах, а точнее, о водных растворах литосферы. Она входит в циклы как геологических наук – наук о литосфере, так и гидрологических наук – наук о водах вообще.

Из наук геологического цикла гидрогеология теснее всего соприкасается с динамической геологией, геохимией, минералогией, учением о рудных месторождениях, геологией нефти и газа. Динамическая геология включает изучение геологической деятельности литосферных вод, геохимия – изучение миграции химических элементов в водной среде литосферы, минералогия и учение о рудных месторождениях – изучение процессов минералообразования и рудообразования, происходящих при выпадении (осаждении) различных веществ из водных растворов в земной коре, и т.д.

Из наук гидрологического цикла гидрогеология тесно связана с геохимией, занимающейся вопросами химического состава водных растворов и методами его изучения, с метеорологией и гидрологией, исследующими соответственно атмосферные воды и текучие воды земной поверхности, и т.д.

Теоретическая (общая) гидрогеология включает изучение условий залегания, движения и формирования вод в литосфере, составляет основу гидрогеологии. Кроме того, имеется ряд прикладных отраслей гидрогеологии, частично выделившихся в самостоятельные научные дисциплины. Практическое значение гидрогеологии чрезвычайно велико и разнообразно.

Воды земной коры относятся к полезным ископаемым: пресные воды используются для водоснабжения населенных пунктов, промышленности и сельского хозяйства, минеральные и термальные воды – в лечебных целях, некоторые минеральные воды и рассолы – для добычи ряда ценных для промышленности веществ (йод, бром, литий, стронций и др.). Поиски и разведка литосферных вод осуществляются при помощи гидрогеологических изысканий, которые необходимы и в процессе эксплуатации месторождений этих вод. Таким образом, гидрогеология связана с практикой водоснабжения, курортного дела, добычей химического сырья и т.п.

Важную прикладную отрасль гидрогеологии составляет инженерная гидрогеология, занимающаяся изучением гидрогеологических условий при строительстве, в том числе гидротехническом. К ней примыкают такие отрасли, как мелиоративная и шахтная (горная) гидрогеология. Первая обслуживает в основном сельское хозяйство, вторая – горное дело.

В последнее время особенно интенсивно развиваются также такие прикладные отрасли гидрогеологии, как поисковая гидрогеология, связанная с поисками различных полезных ископаемых (металлы, соли), и энергетическая гидрогеология, изучающая возможность энергетического использования тепла земных недр при добыче термальных вод и подземных паров (парогидротерм).

Особую отрасль гидрогеологии представляет нефтегазовая гидрогеология. Она занимается вопросами гидрогеологических условий генерации, миграции, аккумуляции, консервации и деструкции углеводородов, обоснованием нефтегазопоисковых гидрогеологических показателей, наконец, гидрогеологическими проблемами, связанными с разработкой нефтяных и газовых месторождений. Соответственно нефтегазовая гидрогеология подразделяется на теоретическую нефтегазовую гидрогеологию, нефтегазопоисковую гидрогеологию и нефтегазопромысловую гидрогеологию.

В настоящее время особое значение приобретает экологическая гидрогеология.

Как название учения о водах земной коры слово "гидрогеология" появилось около века тому назад (хотя на 100 лет ранее оно введено Ж.Б. Ламарком для обозначения вопросов геологической деятельности воды). Но истоки гидрогеологических знаний коренятся в глубокой древности. Еще за несколько тысячелетий до нашей эры на Ближнем и Среднем Востоке имелись практические знания по поискам и добыче воды из недр. В Древнем Египте существовала подъемная техника для добычи воды из колодцев. Первые попытки разработки теоретических представлений о водах земной коры принадлежат, насколько известно, Фалесу Милетскому, VII–VI вв. до н.э., не без основания считающемуся вообще первым естествоиспытателем. Он считал воду основой всего сущего и предполагал, что морская вода "вгоняется" ветром в недра Земли и под давлением горных пород выходит на поверхность в виде источников. Эта идея о происхождении вод в горных породах за счет морской воды, выраженная, естественно, в несовершенной, наивной форме, затем повторялась древнегреческим философом Платоном, римлянами Лукрецием и Сенекой, а в эпоху Возрождения – Леонардо да Винчи. Очевидно Фалес и его последователи интуитивно понимали, что осадочные образования с самого начала существования содержат в себе воду, преимущественно морскую. Но они не могли объяснить механизм ее перемещения и сделали неправильный вывод о связи морских вод с пресными водами недр. Это и неудивительно, если учесть отсутствие в те времена возможности наблюдений над разрезами водоносных толщ на глубине. Замечательные догадки древних на десятки веков опередили появление эмпирических данных, подтверждающих талассогенность (морское происхождение) основной массы вод в осадочной толще.

Первые сведения об атмосферном генезисе вод в недрах приведены Аристотелем. У него же появляется идея о зависимости состава водных растворов от состава пород (какова порода, такова и вода). Эти представления об атмогенности вод литосферы, пресной их части, и о влиянии пород на их состав, вытекающие из прямых наблюдений, после Аристотеля развивались Витрувием и Плинием Старшим. Во многих современных руководствах идеи об атмогенности вод литосферы, как научные противопоставляются идее о талассогенности, как фантастичной. Такое противопоставление не совсем правомочно: представления Фалеса, несмотря на некоторые наивные элементы, правильно освещают определенный аспект гидрогеологических явлений и в настоящее время в своем существе подтвердились.

В средние века наиболее важные труды по гидрогеологии принадле-

жали ученым Среднего Востока, хорезмиец Бируни в 1001 г., по-видимому, впервые объяснил сущность формирования гидростатического напора в недрах. Его современник иранец Каради составил первое известное руководство по практической гидрогеологии.

В это же время продолжала развиваться практика использования вод земной коры. Так, в XII в. на севере Франции (провинция Артуа, латинское ее название Artesium) впервые в Европе колодцами вскрыли фонтанирующую напорную воду. Отсюда пошли термины "артезианский колодец", "артезианская вода", "артезианский бассейн".

В эпоху Возрождения и в новое время появляется ряд сочинений (Г. Бауэр, Б. Палисси, А. Кирхер), в которых уделяется внимание водам литосферы, излагаются представления о их морском (умозрительно) и атмосферном (на эмпирической базе) генезисе.

В конце XVII в. в выдающихся работах французских естествоиспытателей П. Перро и Э. Мариотта на основе достаточно точных наблюдений и расчетов впервые научно доказывается атмосферный генезис пресных "артезианских" вод (Парижский бассейн). Выход в 1674 г. книги П. Перро "Происхождение источников" через 300 лет отмечался ЮНЕСКО как начало научной гидрогеологии.

Теория формирования гидростатического напора в начале XVIII в. разрабатывается итальянцем А. Валлисниери (через 700 лет после Бируни).

XIX век — век окончательного становления научной геологии — с самого начала ознаменовался бурным прогрессом гидрогеологической практики и теории. Появился огромный описательный материал (У. Смит, В. Севергин и др.), начато бурение глубоких скважин на воду (более 500 м в Париже в 1840 г. под руководством Ф. Араго), написаны руководства по поискам вод земных недр, составляются первые гидрогеологические карты, проводятся точные гидрохимические анализы.

Важнейшее значение имело открытие закона фильтрации жидкости инженером А. Дарси в 1856 г. (при организации водоснабжения г. Дижон), после чего началось широкое использование математических методов для изучения движения вод в земной коре.

В России бурное развитие гидрогеологии началось с организации Геологического комитета в 1882 г. Следует отметить особый вклад в гидрогеологию членов Геолкома Г.П. Гельмерсена, С.Н. Никитина, И.В. Мушкетова. Н.А. Головкинский в 1886 г. назначен первым в мире штатным гидрогеологом. Большие работы проводились по изучению минеральных вод (Л. Делоне).

В конце XIX в. выходят первые учебники по гидрогеологии: в 1887 г. на французском (А. Добре) и в 1895 г. на немецком (И. Гааз) языках. Эти работы (в которых термина "гидрогеология" еще не было) содержали и новые научные положения. В учебнике А. Добре уже ставились проблемы палеогидрогеологии. В это же время стали употреблять и термин "гидрогеология" (Д. Лукас в Великобритании, Н.А. Головкинский в России).

К концу XIX в. — началу XX в. уже накапливаются наблюдения над водными растворами глубоких горизонтов осадочных бассейнов, вскрываемых нефтяными скважинами. Почти одновременно Г. Гефер в Австрии (1902 г.), Н.И. Андрусов в России (1908 г.), А. Лэйн в США

(1908 г.) выдвинули и обосновали взгляды о морском генезисе этих вод. Так, спустя тысячи лет, получили научное подтверждение (частично) примитивные воззрения древних. Первая характеристика таких "нефтяных" вод и рассолов была дана канадцем Т. Хантом, затем на Кавказе они исследовались А. Потылицыным и Г. Харичковым, выявившими ряд их важных особенностей (бессульфатность, обогащенность органическими кислотами).

В работах Ч. Палмера, Д. Роджерса, Р. Миллса, А.Д. Архангельского, Н.С. Курнакова и других исследователей раскрыты элементы эволюции морской воды в осадочной толще, ведущей к формированию наблюдаемого состава водных растворов в нефтегазоносных и других глубокозалегающих пластах осадочных бассейнов.

Первая половина XX в. ознаменовалась крупными достижениями в области геогидродинамики (теории геофильтрации), связанными преимущественно с эксплуатацией водоносных горизонтов и нефтяных залежей (Ч. Сливтер, М. Маскет, М. Хабберт, В.Н. Шелкачев и др.). Появляются выдающиеся обобщающие гидрогеологические работы О. Мейндера в США, К. Кейльгака в Германии.

В СССР, после окончания гражданской войны, гидрогеологические исследования ведутся планомерно, с чрезвычайно широким размахом, в самых разных направлениях и в то же время носят комплексный характер. Смотров первых достижений стал I Всесоюзный гидрогеологический съезд в 1931 г. в Ленинграде. Первый учебник по гидрогеологии (под таким именно названием) был выпущен в 1922 г. П.Н. Чирвинским.

В 30–40-х годах складывается советская школа гидрогеологов, завоевавшая передовые позиции в мировой науке. Ее главой обычно считают Ф.П. Саваренского. По гидрогеологической изученности территории СССР уже к началу 40-х годов обгоняет все другие страны. Впервые в мире появляются специальные гидрогеологические (охватывающие также инженерную геологию) научные учреждения, например институт ВСЕГИНГЕО в Москве. Налаживается выпуск специалистов-гидрогеологов во многих университетах и вузах страны. Среди выдающихся советских гидрогеологов 30–50-х годов можно назвать П.И. Бутова, В.С. Ильина, О.К. Ланге, Н.Ф. Погребова, А.Н. Семихатова (преимущественно общая и региональная гидрогеология), Н.Н. Славянова, Н.И. Толстихина, А.М. Овчинникова (преимущественно гидрогеохимия и минеральные воды), Г.Е. Каменского, А.И. Силина-Бекчурина (преимущественно гидрогеодинамика). Огромное влияние на развитие гидрогеологии оказал В. И. Вернадский, занимавшийся изучением роли воды в геохимии и минералогии.

В эти же годы бурно развивается нефтегазовая гидрогеология, которая оформилась в особую отрасль гидрогеологии в трудах В.А. Сулина (1935, 1948 гг.), оказавших важное влияние также на развитие гидрогеохимии.

Во второй половине нашего века развитие гидрогеологии идет по разным направлениям. К важнейшим достижениям гидрогеологии в нашей стране относится выход 50-томного описания "Гидрогеология СССР" (1966–1978 гг.), а также 6 томов "Основ гидрогеологии" (1980–1985 гг.), подводивших определенный итог развития гидрогеологиче-

ских знаний. Важно отметить, что последнее издание, получившее высокую оценку, подготовлено в основном сибирскими гидрогеологами.

Из зарубежных ученых этого времени следует упомянуть А. Шоллера (Франция), Б. Хитчона (Канада), Г. Маттесса (ФРГ) — в области гидрогеохимии, А. Кастани (Франция), С. Девиса, Д.К. Тодда (США), Р. Чэпмэна (Австралия), Р. Фриза (Канада) — в других областях гидрогеологии.

Фундаментальные работы выполнены за последние десятилетия советскими и зарубежными исследователями также и по нефтегазовой гидрогеологии (Г.М. Сухарев, В.Н. Корценштейн, А.А. Карцев, М.И. Суббота, Л.М. Зорькин, Л.Н. Капченко, А. Коллинз и др.), по водорастворенным газам (Л.И. Зорькин), по водорастворенным органическим веществам (А.С. Зингер, В.М. Швец, Е.А. Барс). В области нефтегазопромысловой гидрогеологии можно указать труды А.Р. Ахундова, Ю.П. Гаттенбергера, А.М. Никанорова, Л. Кейза и др.

§ 1. УСЛОВИЯ НАХОЖДЕНИЯ И ВИДЫ ВОД В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

В земной коре воды и водные растворы находятся в горных породах (являются частью пород) в разных формах, в связи с чем выделяют воды различных видов.

Согласно новейшим схемам в породах имеются воды следующих видов: свободная гравитационная (жидкая), свободная капиллярная (жидкая), сорбционно-замкнутая, стыковая (пендулярная), рыхлосвязанная (лиосорбированная), прочносвязанная (адсорбированная), парообразная, твердая (лед), цеолитная, кристаллизационная и конституционная вода минералов (рис. 1).

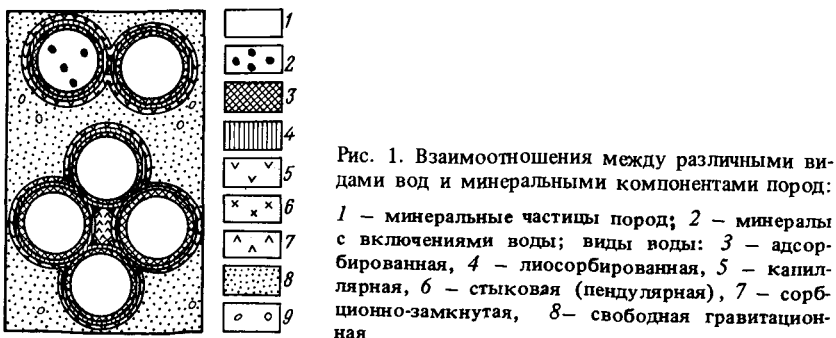
С в о б о д н а я г р а в и т а ц и о н н а я вода находится в капельно-жидком состоянии в проницаемых породах (коллекторах) в сверхкапиллярных порах, передает гидростатическое давление, движение ее происходит под действием гравитационной силы.

К а п и л л я р н а я вода (тоже свободная или слабосвязанная) находится в капиллярных порах и при сплошном их заполнении может передавать гидростатическое давление; при частичном заполнении пор она подчиняется лишь менисковым силам.

С о р б ц и о н н о - з а м к н у т а я вода (в основном в глинах) представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от основной массы воды, насыщающей породу, слоями связанной или стыковой воды.

По физическим свойствам капиллярная и сорбционно-замкнутая воды существенно не отличаются от свободной гравитационной.

Связанные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления и водородными связями, образуя слой, толщина которого может достигать нескольких десятков или даже сотен диаметров молекулы воды. Внешняя, большая, часть этого слоя представлена с л а б о с в я з а н н о й в о д о й. Эта вода уже отличается рядом свойств от капельно-жидкой воды. Связанные воды це-



ликом заполняют некоторые субкапиллярные поры и находятся также у стенок поровых каналов большего диаметра. Содержатся они как в водопроницаемых, так и в водоупорных породах (глинах, плотных известняках и т.п.).

В местах сближения минеральных частиц породы слой связанных и капиллярных вод утолщается — там находится **с т ы к о в а я в о д а**.

А д с о р б и р о в а н н а я (прочносвязанная) вода образует на поверхности минеральных частиц слой толщиной в одну или несколько молекул.

В отличие от рассмотренных форм физически связанных вод химически связанные воды входят в состав минералов. По степени прочности связи с веществом минералов различают цеолитную, кристаллизационную и конституционную воды.

Особое положение занимает вода, находящаяся в **м и н е р а л а х в в и д е в к л ю ч е н и й** в совершенно замкнутых полостях (окклюдированная или вакуольная). Эта вода бывает капельно-жидкой и по своим свойствам близкой к свободным водам (содержит и растворенные вещества).

Ц е о л и т н а я вода содержится в минералах в непостоянных количествах (например, в цеолитах, опале $\text{SiO}_2 \cdot n \text{H}_2\text{O}$). К цеолитным водам по этому признаку следует отнести очень важную группу связанных вод — воду, находящуюся в межслоевых промежутках глинистых минералов (монтмориллонита, иллита и т.п.), которую называют межслоевой. В некоторых глинистых минералах она содержится в очень значительных количествах: в монтмориллоните до 24 % (от массы минерала), в леверрьерите до 17 % и т.п. Учитывая пороодообразующую функцию названных минералов, можно представить себе количества "цеолитных" вод в таких важнейших осадочных породах, как глины, и их существенную роль в гидрогеологических процессах.

К р и с т а л л и з а ц и о н н а я вода (например, в гипсе $\text{CaSO}_4 \cdot x \text{H}_2\text{O}$) входит в состав кристаллической решетки минерала в постоянном количестве, но при ее удалении полного разрушения минерала не происходит. **К о н с т и т у ц и о н н а я** вода (например, в слюдах) выделяется лишь при полном разложении минералов. Конституционную воду минералов можно и не включать в число видов вод, так как часто фактически это лишь гидроксильные группы.

Для выделения связанных вод различных видов из пород и минералов требуются повышенные давление и температура, которые должны быть тем больше, чем прочнее связь воды с твердым веществом.

Особое место занимают воды, находящиеся в земной коре в **в и д е л д а и п а р а**. Распространение льдов в криолитозоне и ларов в областях вулканизма весьма велико и имеет большое практическое значение. На больших глубинах находятся также жидкие перегретые воды.

Таким образом, вода в различных формах заполняет поры и пустоты горных пород, обволакивает отдельные минеральные частицы и пронизывает твердое минеральное вещество. Вода находится как в водопроницаемых коллекторах (песках, песчаниках, пористых, кавернозных и трещиноватых известняках и доломитах, трещиноватых магматических и метаморфических породах), так и в породах практически водонепроницаемых — водоупорах. Количество воды в водоупорных глинах по не-

которым данным может превышать 40 % по массе. В основном это сорбционно-замкнутые и связанные воды различных видов, выделяемые из породы путем отжима.

До настоящего времени гидрогеология занималась исследованием главным образом свободных вод, которые в результате изучены гораздо лучше, чем связанные. Однако в породах между водами различных видов имеются взаимопереходы. Свободные воды связываются минеральными частицами пород, а связанные переходят в свободное состояние. Поэтому изучение связанных вод совершенно необходимо для определения сущности гидрогеологических явлений и процессов. В равной мере это нужно и для познания процессов миграции нефти и газа и образования их залежей, а также для решения таких прикладных задач, как подсчет запасов нефти и газа, проектирование разработки их залежей и др.

Компоненты водосодержащей осадочной породы образуют систему, включающую подсистемы: 1) твердую часть (твердую фазу) – скелет, цемент, обменный комплекс; 2) жидкую часть (жидкую фазу) – воды, водные растворы, нефть; 3) газовую фазу. Часть воды может входить в состав твердой фазы. Эта фаза содержит воду в следующих формах: межслоевую глинистых и подобных им минералов и кристаллизационную. Жидкая водная фаза состоит из свободной и связанной воды.

Свободные воды (и часть связанных) представляют собой водные растворы. Всякий раствор можно рассматривать как систему растворитель – растворенное вещество. Последнее включает ионы, молекулы солей, их агрегаты, органические вещества (ОВ).

Растворенные компоненты водных растворов соотносятся с различными подсистемами водосодержащей породы, а именно: ионы, соли, минеральные коллоиды – с твердой фазой, растворенные газы – с газовой, растворенные ОВ – с жидкой нефтяной (и полужидкой битумной) фазой. Налицо, таким образом, многократное взаимопроникновение подсистем водосодержащей породы.

Главные изменения внутри системы являются следствием массообмена между подсистемами и частично – внутри этих подсистем.

§ 2. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ВОД В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Вода в земной коре встречается почти повсеместно и характеризуется многообразием условий залегания. Определяющее значение при этом имеют физико-географические, геологические и термодинамические условия, сейчас существенную роль играют и техногенные процессы. Классификационные схемы по условиям залегания вод в литосфере разрабатывались как зарубежными (К. Кейльгак, О. Мейнцер, С. Дэвис, Р. де Уист и др.), так и отечественными (В.И. Вернадский, Ф.П. Саваренский, О.К. Ланге, И.К. Зайцев, А.М. Овчинников, Н.И. Толстихин и др.) учеными. Они основаны на разных принципах, но при всех их различиях сходство заключается в выделении основных зон в литосфере – зоны аэрации и зоны насыщения, подразделении вод на грунтовые и напорные в пределах суши. В классификационной схеме, разработанной Е.В. Пиннекером (табл. 1), отражены условия залегания вод как на суше, так и

Таблица 1. Классификационная схема подземных вод по условиям залегания (по Е. В. Пиннекеру, 1980 г., с изменениями)

Группа	Отдел	Тип	Класс	Подкласс		Особые условия			
Воды									
Зоны аэрации		Подвешенные	Верховодка (в широком понимании)	Воды в пластах пористых пород (поровые и пластинные и жильные трещинные)	Воды в трещиноватых и кавернозных породах (трещинные и жильные)	Воды территории развития крилозоны многолетнемерзлых пород	Воды районов современного вулканизма		
				Преимущественно безнапорные	Грунтовые	Почвенные и инфильтрующиеся, собственно верховодка	Верхней части зоны интенсивной трещиноватости и закарстованных массивов	Деятельного слоя	Верхней части лавовых покровов
						Первого от поверхности до горизонты на выдержанном во-доупоре	Потруженных трещинных зон, находящихся под гидростатическим напором	Надмерзлотные	Нижней части лавовых покровов
Подземные, суши		Напорные	Инфильтрационных природных водонапорных систем	Межпластовые с гидростатическим напором	Потруженных трещинных зон, находящихся под гидростатическим напором	Межмерзлотные и внутримерзлотные	Гидротермальных систем с гидростатическим напором		
				Эксплуатационных природных водонапорных систем	Разломов глубокого заложения в сфере действия эндогенных сил	Подмерзлотные	Вулканических аппаратов и гидротермальных систем, связанных с восходящим потоком из магматических очагов		

Группа	Отдел	Тип	Класс	Подкласс	Особые условия	
				Воды в пластах пористых пород (поровые и пластические)	Воды в трещиноватых и кавернозных породах (трещинные и жильные)	Воды районов современного вулканизма
				влияние термической дегидратации минералов		
Подземные, под морями и океанами	Субмаринной зоны насыщения	Преимущественно напорные	Связанные с континентом	Закарстованных пород шельфа и разломов	Подмерзлотные, шельфа северных морей	Субмаринных вулканических аппаратов и океанических гидротермальных систем
			Не связанные с континентом	Осадков глубоководных впадин	Отсутствуют	

под морями и океанами, а также в особых условиях, определяемых спецификой природной обстановки (на территории развития многолетнемерзлых пород (криолитозоны) и в районах современного вулканизма).

Условия залегания вод в земной коре в значительной степени зависят от характера вмещающих пустот – пор, каверн, трещин, их связи между собой. Иными словами, условия залегания вод зависят также от емкостных и фильтрационных свойств пород. Поэтому целесообразно прежде всего остановиться на этих особенностях. В разработанной И.К. Зайцевым, Н.И. Толстихиным и И.В. Кирюхиным классификации (табл. 2) выделено три типа вод – пластовые, трещинно-жильные и лавовые. Каждый тип вод подразделяется на классы.

Так, пластовые поровые воды (Π_1) связаны с обломочными зернистыми коллекторами. Их пористость обусловлена структурой и расположением минеральных зерен. Это воды песчано-алевритовых пород, гравийно-галечных отложений горных районов, конусов выноса в предгорных впадинах и т.д.

Пластовые трещинно-поровые воды (Π_2) характерны для песчаных и других осадочных пород, находящихся на первых этапах формирования в них трещиноватой структуры. По мере погружения в осадках происходят различные литогенетические преобразования. Уплотнение пород и рост геостатического давления сопровождаются уменьшением объема пор и увеличением трещиноватости. В результате этого процесса, протекающего с различной степенью интенсивности в разных геолого-структурных условиях, трещинно-поровые воды могут перейти в порово-трещинные (Π_3). П.К. Ляхович (1980 г.) выделил три стадии преобразования терригенных поровых коллекторов (начальную, главную и критическую). На второй стадии происходит зарождение трещин, а на последней – превращение пластового резервуара в трещинный.

Таблица 2. Классификация скоплений вод (по И.К. Зайцеву, Н.И. Толстихину, В.А. Кирюхину, 1987 г.)

Тип вод, индекс типа	Класс вод, номер класса
Пластовые, П	Поровые, 1 Трещинно-поровые, 2 Порово-трещинные, 3 Трещинные, 4 Трещинно-карстовые, 5
Трещинно-жильные, Т	Регионально-трещинные: зон выветривания, 6 зон тектонической и литогенетической трещиноватости, 7 Карстово-жильные, 8 Локально-трещинные зоны тектонических нарушений, 9
Лавовые, Л	Верхнелавовые, 10 Межлавовые, 11 Внутрילавовые, 12

Пластовые трещинные воды (Π_4) распространены в осадочных породах платформенных областей и в кристаллических массивах.

Пластовые трещинно-карстовые воды (Π_5) характерны для карбонатных и терригенно-карбонатных пород, содержащих в ряде случаев пласты или линзы гипса, ангидрита, каменной соли. Эти воды распространены в палеозойских отложениях Русской и Сибирской платформ в мезозойском комплексе осадков в пределах эпипалеозойских плит на юге нашей страны.

Трещинно-жильные воды зон выветривания (T_6) характерны для горно-складчатых областей. Обводненность зон выветривания зависит от типа слагающих их пород. Наибольшей обводненностью обладают карбонатные породы, в меньшей степени водонасыщенны метаморфизованные терригенные отложения. Воды зон тектонической и литологической трещиноватости (T_7) тесно связаны с водами класса T_6 , так как трещиноватость выветривания развивается на фоне литогенетической трещиноватости. Карстово-жильные воды (T_8) залегают в карбонатных и терригенно-карбонатных перекристаллизованных и сильно дислоцированных породах. Они распространены в орогенных областях Крыма, Кавказа, Тянь-Шаня, Саян. Локально-трещинные воды зон тектонических нарушений (T_9) распространены преимущественно в горно-складчатых областях. К зонам тектонических нарушений приурочены выходы минеральных источников. Степень обводненности тектонических зон зависит от подвижности нарушений и определяется в основном литологией вмещающих пород. Поскольку в нефтегазоносных областях Сибирской платформы трапповый магматизм широко распространен, изучение трещинных вод, циркулирующих по контактам трапповых интрузий и осадочных пород, необходимо для выявления гидродинамических и гидрогеохимических условий, способствовавших или препятствовавших формированию и сохранению скоплений углеводородов (УВ).

Третий тип составляют лавовые воды, приуроченные к эффузивным телам. В верхней части эффузивной толщи, особенно подвергшейся процессам выветривания, приводящего к появлению трещин и пустот, залегают верхнелавовые воды (L_{10}). В осадочно-туфогенных отложениях, подстилаемых и перекрываемых лавовыми телами, могут быть распространены воды, относящиеся к межлавым (L_{11}) и внутрилавым (L_{12}). Водообильность эффузивных пород зависит от тектонической и литогенетической трещиноватости. Максимальная водообильность характерна для пористых туфов. Межлазовые и внутрилазовые воды распространены в областях развития туфогенных и осадочных образований в пределах Малого Кавказа, Камчатки, Забайкалья и др.

И.К. Зайцев, Н.И. Толстихин и И.В. Кирюхин (1987 г.) отмечают, что в процессе геологического развития литосферы возможен переход подземных вод из одного класса в другой, например, $\Pi_1 \rightarrow \Pi_2 \rightarrow \Pi_3 \rightarrow \Pi_4 \rightarrow T_7$, $\Pi_5 \rightarrow T_8$, а ряды могут быть связаны между собой генетическими переходами: $\Pi_2 \rightarrow \Pi_5$, $\Pi_3 \rightarrow \Pi_5$, $\Pi_4 \rightarrow \Pi_5$, $T_7 \rightarrow T_8$, $L_{10} \rightarrow L_{11}$. В соответствии с классификационной схемой (табл. 1) вначале рассмотрим условия залегания вод в пределах суши.

На континентах в зоне аэрации, соприкасающейся с атмосферой, часть пор и пустот в породах заполнена воздухом, а часть водой (в том числе и паробразной). Нижней границей зоны аэрации является

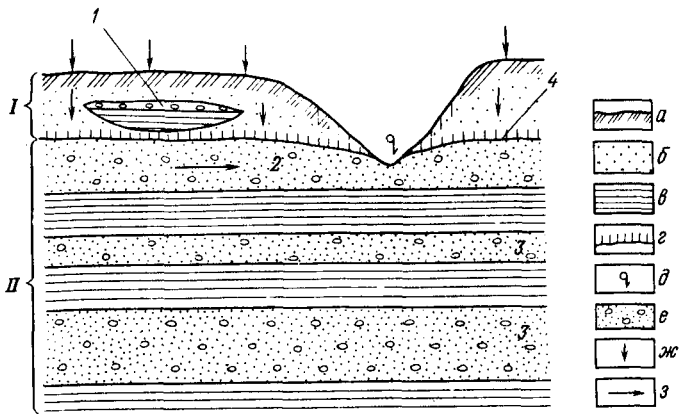


Рис. 2. Условия залегания вод на континентах:

а — почвенные воды; б — коллекторы; в — водоупор; г — капиллярная кайма (капиллярно-поднятые воды); д — разгрузка грунтовых вод; е — водоносный горизонт; ж — направление движения инфильтрующихся вод; з — направление движения грунтовых вод.

Зоны: I — аэрации, II — насыщения; 1 — верховодка; 2 — грунтовые воды; 3 — напорные воды; 4 — уровень грунтовых вод

поверхность (зеркало) грунтовых вод. Мощность зоны аэрации изменяется от нуля до нескольких сот метров. Эта зона отсутствует там, где грунтовые воды достигают земной поверхности и образуют болота, или там, где водоупоры выходят на земную поверхность. Максимальная мощность зоны аэрации отмечена в пустынях и в горных массивах, сложенных проницаемыми породами (рис. 2).

В зоне аэрации распространены почвенные воды, воды, инфильтрующиеся сквозь коллектор, парообразная вода и верховодки. Верховодки образуются, когда инфильтрующиеся воды скапливаются на поверхности локально развитых водоупоров, например, на линзах глин или суглинков в толще песков. Поскольку верховодки расположены выше зеркала грунтовых вод, они именуется подвешенными. Верховодки носят сезонный характер, так как их режим зависит от количества инфильтрующихся атмосферных осадков, а в населенных пунктах и на орошаемых землях верховодки иногда пополняются водами орошения и сбрасываемыми сточными водами, нередко вызывающими их загрязнение. Поверхность (зеркало) грунтовых вод служит границей зоны аэрации и зоны насыщения. Выше зеркала грунтовых вод коллектор под действием капиллярных сил будет насыщен водой, образующей так называемую капиллярную кайму¹.

В зоне насыщения, располагающейся ниже уровня грунтовых вод, поры и пустоты пород заполнены водой (за исключением объе-

¹ К подвешенным относятся и воды капиллярной каймы.

мов, занятых залежами УВ). Мощность этой зоны изменяется в широких пределах. Нижняя ее граница в осадочных бассейнах определяется глубиной залегания ненарушенных пород фундамента, не обладающих водопроницаемостью. Однако в бассейнах с мощной толщей осадочных отложений, например в Прикаспийской мегасинеклизе, где осадочный чехол достигает, по геофизическим данным, 20 км, граница зоны насыщения капельно-жидкими водами будет, видимо, выше фундамента. Ориентировочно на глубинах, превышающих 11–12 км, температура воды будет приближаться к критической, и вода в соответствующих термодинамических условиях будет находиться в надкритическом состоянии (парообразном).

Грунтовыми водами (термин предложен в 1900 г. С.Н. Никитиным) называются воды, приуроченные к водоносному горизонту, залегающему на первом от земной поверхности выдержанном водоупоре. Сверху горизонт грунтовых вод ограничен свободной поверхностью, т.е. зеркалом грунтовых вод. След сечения зеркала грунтовых вод вертикальной плоскостью называется уровнем грунтовых вод. Изменение этого уровня зависит главным образом от климатического фактора — количества поступающих в водоносный горизонт осадков и масштабов испарения. В некоторых случаях грунтовые воды пополняются за счет подтока напорных вод, поступающих через гидрогеологические "окна", по разломам и т.д. Разность в уровнях грунтовых вод приводит к их движению, образованию грунтового потока. При дренировании водоносного горизонта происходит разгрузка вод в виде рассеянных выходов, заболоченности и источников.

Источниками (родниками, ключами) называются естественные выходы подземных вод на земную поверхность (рис. 3). По характеру выходов на поверхность они подразделяются на нисходящие и восходящие. Нисходящие источники образуются при разгрузке грунтовых вод. Дебиты этих источников изменяются в широком диапазоне — от долей литра в секунду до десятков и даже сотен кубометров в секунду в трещиноватых и закарстованных породах. Восходящие источники представляют собой естественные выходы напорных вод.

Источники подземных вод в ряде случаев связаны с нефтегазовыми месторождениями, так как принадлежат к единой водонапорной системе. В результате разработки залежей УВ, когда из пласта отбирается большое количество нефти и воды и образуется обширная воронка депрессии, происходит падение дебитов источников, а нередко и их исчезновение. Подобное явление отмечено Г.М. Сухаревым (1956 г.) в Терско-Сунженской нефтегазоносной области, где в результате эксплуатации нефтяных месторождений иссякли Мамакай-Юртовские, Горячеводские и другие источники.

Наибольшими дебитами характеризуются трещинно-карстовые воды, особенно в массивах, сложенных трещиноватыми известняками, доломитами, мраморами. Примером может служить Воклюз-плато в предгорьях Альп во Франции, сложенное сильнотрещиноватыми и закарстованными известняками нижнего мела. Вода широко известного источника Воклюз выходит из грота и дает начало р. Сорг. Среднегодовой дебит источника $30 \text{ м}^3/\text{с}$, максимальный около $150 \text{ м}^3/\text{с}$. Еще большими дебитами отличаются источники Люта в Югославии — $170 \text{ м}^3/\text{с}$ и Мчишта в

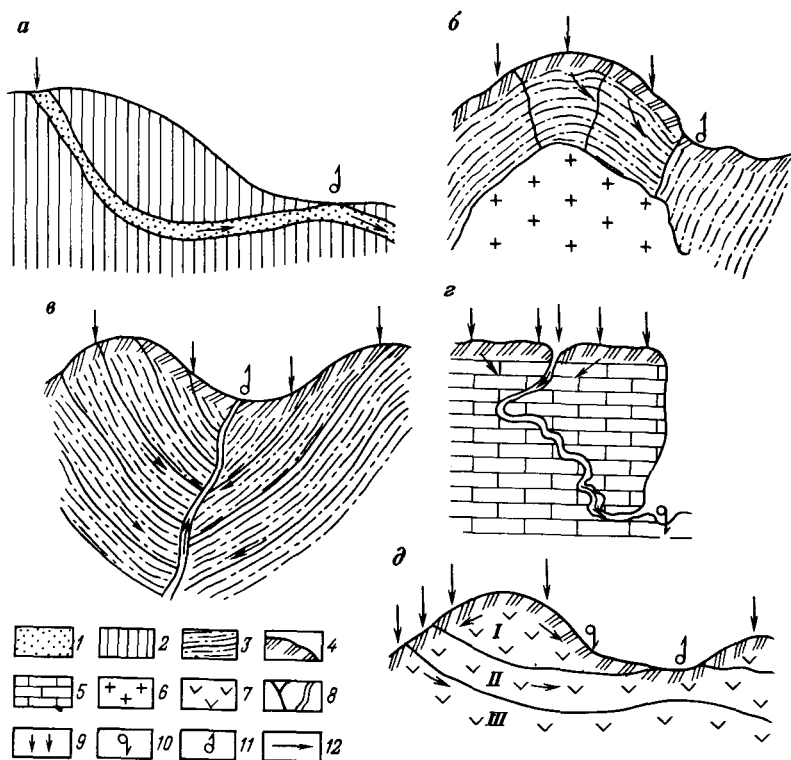


Рис. 3. Схема условий разгрузки вод и образования источников.

Условия разгрузки вод: *а* – пластовых; *б* – трещинно-жильных; *в* – зоны тектонических нарушений и образования термоминеральных источников; *г* – трещинно-карстовых; *д* – верхнелавовых, межластовых и внутриластовых, 1 – водоносный горизонт; 2 – водоупор; 3 – метаморфические породы; 4 – трещиноватость; 5 – карбонатные породы; 6 – магматические породы; 7 – I, II, III разновозрастные эффузивные толщи; 8 – тектонические нарушения; 9 – инфильтрация; 10 – нисходящий источник; 11 – восходящий источник; 12 – направление движения вод

Абхазии – 200 м³/с. Трещинно-карстовые воды циркулируют в карстовых полостях большой протяженности. Системы карстовых полостей, гидравлически связанных между собой, составляют десятки и даже сотни километров. Достаточно назвать пещеры Оптимистическую – 142,5 км – в Подолии, а также Флинт-Мамонтову – 341,1 км – в США. Закарстованность отмечается до уровня регионального базиса эрозии и достигает нескольких сот метров (612 м – пещера-пропасть Сотто-де-Сан-Аугустин в Южной Мексике, 622 м – пропасть Фаур-Дара в Ливане), а в некоторых случаях превышает километр (1320 м – Снежная в СССР, 1410 м – Жан-Бернар в Савойских Альпах во Франции). В карбонатных массивах зоны аэрации отмечается тесная связь между

поверхностными и подземными водами. Нередко трещинно-карстовые воды появляются на поверхности в виде ручьев и даже рек, а затем вновь исчезают в карстовых полостях.

В районах развития современного карста отмечается чередование грунтовых, межпластовых безнапорных и напорных вод. Существует также древний захороненный карст (палеокарст), вскрываемый в процессе бурения. При проходке скважинами пустот погребенного карста может нарушаться технологический процесс бурения — отмечаются потеря циркуляции раствора, провал инструмента и т.д. Мощность зоны палеокарста в карбонатных и галогенных отложениях изменяется в широком диапазоне — от нескольких метров до 100–200 м.

К напорным относятся воды, ограниченные сверху и снизу водоупорами. Переходный характер между грунтовыми (безнапорными) и напорными водами имеют безнапорные межпластовые воды и воды, напор которых имеет органическое развитие (рис. 4).

Условия залегания вод в криолитозоне имеют свои весьма характерные особенности. Они заключаются в том, что вода в толще мерзлых пород (криолитозоне) может находиться во всех трех фазах: твердой (лед), жидкой и газообразной (пар). Мерзлые породы, являющиеся водоупорами, при оттаивании превращаются в водопроницаемые. При этом возникают различные криогенные явления. Следует учитывать широкое распространение многолетнемерзлых пород на суше. По данным Р. Блэка (1954 г.), мерзлая зона литосферы на земном шаре занимает 35 млн. км², т.е. 25 % суши. В нашей стране зона многолетнемерзлых пород составляет около 50 % территории страны. Мощность этой зоны литосферы здесь изменяется в широких пределах, увеличиваясь с юга на север и с юго-запада на северо-восток. Вдоль южной границы распространения многолетнемерзлых пород она составляет несколько метров или несколько десятков метров, в средней части возрастает до

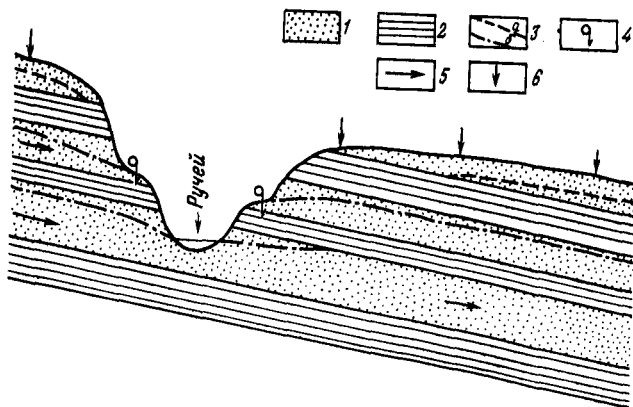


Рис. 4. Схема залегания и условий разгрузки грунтовых и межпластовых вод:

1 — коллектор; 2 — водоупор; 3 — уровень вод (а — грунтовых, б — межпластовых); 4 — нисходящий источник; 5 — направление движения вод; б — инфильтрация

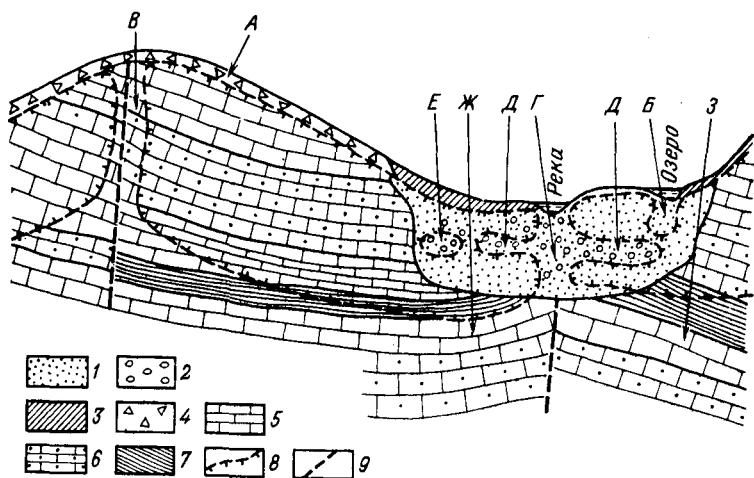


Рис. 5. Схема соотношения подземных вод и мерзлых толщ (по Б.И. Писарскому и Н.Н. Романовскому):

1 – пески; 2 – гравийно-галечные отложения; 3 – суглинки; 4 – щебень и дрова; 5 – известняки; 6 – песчаники; 7 – сланцы; 8 – граница многолетнемерзлых пород; 9 – тектонические нарушения. Воды: А – надмерзлотные деятельного слоя; Б – несвального подошвенного талика; В – сквозного питающего тектонического талика; Г – сквозного подруслового талика; Д – межмерзлотные; Е – внутримерзлотные; Ж – подмерзлотные контактирующие, напорные; З – неконтактирующие напорные

200 – 500 м, а на севере – до 600 – 700 м. В центральных районах Восточной Сибири мощность мерзлой зоны нередко превышает 1000 м.

В последние годы в криолитозоне открыты и разрабатываются многочисленные месторождения нефти и газа. Особенности мерзлой толщи сказываются на физико-химических свойствах УВ. Понижение температуры приводит к переходу свободной воды в связанное гидратное состояние и при наличии метана образуются газогидраты. Сформировавшиеся газовые залежи при снижении температур вследствие охлаждения отдельных участков земной коры, по М.К. Калинко, могут переходить в залежи газогидратов. Влияние криолитозоны необходимо учитывать при бурении скважин, освоении продуктивных горизонтов, разработке залежей УВ, а также при транспортировке нефти или газа по трубопроводам.

Воды в многолетнемерзлых породах подразделяются на надмерзлотные, межмерзлотные, внутримерзлотные, подмерзлотные и воды сквозных таликовых зон (рис. 5). Надмерзлотными называются воды, распространенные над поверхностью толщи мерзлых пород. Они соответствуют грунтовым водам, водоупорным ложем которых служат мерзлые породы. Эти воды сезонные и характерны для так называемого деятельного слоя, в котором ежегодно происходят оттаивание и промерзание пород. Основным источником питания вод деятельного слоя служат атмосферные осадки и воды поверхностного стока. В некоторых участках оттаива-

вание происходит на значительную глубину и образуются несквозные талики. Таликом называется участок протаявшей или никогда не замерзающей породы с гравитационной водой, расположенный среди многолетнемерзлых пород. Несквозные талики образуются в поймах и на террасах речных долин (подрусловые талики), под озерами и озерными террасами (подозерные талики), в конусах выноса у подножия горных склонов (склонные талики). В зимнее время воды деятельного слоя могут промерзнуть на всю мощность или частично. Надмерзлотные воды, ограниченные снизу мерзлой толщей, а сверху промерзшим слоем, при дальнейшем охлаждении увеличиваются в объеме, что приводит к росту давления и образованию бугров пучения, подземных и наземных наледей с проявлением термокарста и т.п.

К межмерзлотным относятся жидкие воды в слоях, ограниченных сверху и снизу толщами многолетнемерзлых пород. Они могут быть связаны со сквозными таликами. Внутримерзлотные воды располагаются в мерзлой толще в виде линз и прослоев и распространены спорадически. Отрицательнотемпературные межмерзлотные и внутримерзлотные воды (криопэги, по Н.И. Толстихину) распространены в областях сплошного развития мерзлых толщ. Эти воды находятся в жидком состоянии вследствие снижения температуры замерзания, обусловленного их повышенной минерализацией (от 35 до 300 г/л и более). Криопэги выявлены, например, на южном склоне Анабарского щита, на побережье Берингова и Охотского морей, на островах Северного Ледовитого океана.

К подмерзлотным относятся жидкие воды, залегающие ниже подошвы многолетнемерзлых толщ. Они могут иметь как отрицательную, так и положительную температуру. По мере ослабления охлаждающего влияния мерзлых пород возрастает и температура подмерзлотных вод, превращающихся в положительнотемпературные. Воды сквозных таликов обычно относят к самостоятельной категории подземных вод геокриозоны. Это объясняется тем, что сквозные талики играют важную роль в формировании гидрогеологического разреза мерзлой зоны: могут связывать надмерзлотные воды с межмерзлотными, надмерзлотные с подмерзлотными и т.д. Различают, по Б.И. Писарскому (1980 г.), метеогенные сквозные талики, образование которых связано с проникновением в мерзлую толщу поверхностных положительнотемпературных вод, тектоногенные сквозные талики, приуроченные к разломам, и термогенные сквозные талики, возникшие в результате проникновения в мерзлую толщу термальных вод, например в областях современного вулканизма.

Мерзлые породы могут влиять на гидрогеологию глубокопогруженных водоносных горизонтов осадочного бассейна. Так, при промерзании пород в области питания и в зоне разгрузки в водоносных горизонтах нарушается водообмен. Если при этом имеются очаги разгрузки и во внутренней части гидрогеологического бассейна (например, по сквозным тектоногенным таликам), то, по данным Н.А. Вельминой (1970 г.), возможно снижение напоров вод и образование зон с аномально низким пластовым давлением.

В районах современного вулканизма подземные воды образуют водоносные системы со специфическими гидрогеологическими условиями. К ним относятся горячие воды (термальные), паровые струи

и паро-водные смеси (парогидротермы). Они распространены в активных складчатых зонах и известны на Камчатке и Курильских островах, в Исландии, Италии, США, Японии, Новой Зеландии. Одной из форм проявления гидротермальной деятельности является образование гейзеров, т.е. горячих источников, периодически выбрасывающих воду и пар. Гейзерный процесс проявляется при смешении в проводящем канале эндогенного пара и инфильтрационной воды. В результате выделения энергии перегрева воды происходят взрыв и выброс. Своё название гейзеры получили от района Гейзер в Исландии. В нашей стране широко известна Долина Гейзеров на Камчатке, где насчитывается 12 крупных гейзеров, в том числе Великан, высота столба воды которого достигает 40 м, а столба пара — нескольких сот метров. В Йеллоустонском парке в США насчитывается более 200 гейзеров, наиболее крупные из них Старый Служака, Великан, Великанша. В Новой Зеландии наиболее значительным был гейзер Вайманг, выбросы воды которого достигали нескольких сот метров.

Другим проявлением гидротермальной деятельности являются фумаролы — выходы горячего вулканического газа и пара в виде струй или спокойно парящих масс, поступающих из трещин и каналов на поверхности вулкана или из застывших лавовых покровов. Обычно в фумаролах водяной пар преобладает над другими газами. Примером широкого развития фумарол является Долина 10 тысяч дымов на Аляске. В районах современного вулканизма широко распространены термальные источники, известные на Курильских островах, в Новой Зеландии, в Японии, с температурой воды от 20 °С до температуры кипения.

Условия залегания вод под морями и океанами изучены пока еще слабо. Исследование водоносных систем субмаринной зоны сейчас осуществляется сотрудниками океанологических экспедиций, использующих морские суда и самоходные подводные аппараты. Большой объем информации поступает в результате бурения скважин при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений на шельфах, при изучении минеральных ресурсов дна морей и океанов, субмаринных гидротермальных источников и т.д.

Условия залегания вод в пределах прибрежно-шельфовых областей и дна внутренних морей практически не отличаются от таковых в пределах суши, так как водоносные породы, погруженные под дно моря, в большинстве случаев гидравлически связаны с субаэральной частью. Это отмечается в таких морских бассейнах, как Каспийский, Балтийский, Черноморский и др. В субаквальной части морского бассейна распространены пластовые ($P_1 - P_4$), трещинно-карстовые (P_5) и карстово-жильные (T_8) воды. Разгрузка их осуществляется в виде субмаринных источников при дренировании пластовых водоносных горизонтов, а также при дренировании карбонатных закарстованных пород (рис. 6). В первом случае субмаринные источники малодобитные, во втором их дебиты могут быть очень большими. Так, суммарный дебит группы субмаринных карстовых источников в Ливане, расположенных в 2 км от берега, достигает в зимний период 50 м³/с. Большое количество субмаринных источников, связанных с закарстованными породами, находится у берегов Адриатики, имеются они у Черноморского побережья Кавказа в районах Гагры и Гантиади.

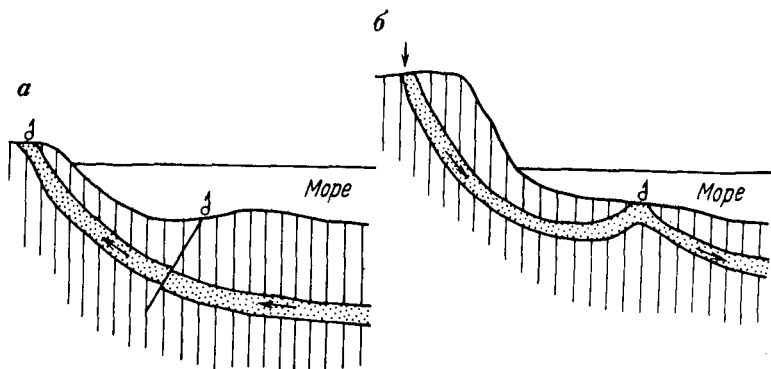


Рис. 6. Схема образования субмаринных источников.

Природные водонапорные системы: а – элизионная; б – инфильтрационная. Условные обозначения см. на рис. 3

Условия залегания вод в глубоких океанических котловинах, прогибах и рифтах определяются их строением и составом слагающих пород. В разрезе дна океанов выделяются три слоя. Верхний слой состоит из чередующихся рыхлых глинистых, кремнистых, карбонатных осадков общей мощностью до 1 км. Ниже может располагаться слой, представленный прослоями базальтовых лав и консолидированных глинистых, кремнистых, карбонатных или песчаных отложений. Мощность этого слоя тоже может достигать 1 км. Фундаментом служит базальтовый слой. В верхней части разреза распространены иловые воды. По В.А. Кирюхину, Н.И. Толстихину (1987 г.), в среднем слое распространены порово-трещинные, трещинно-поровые воды, в нижнем – трещинно-жильные и трещинные.

С глубоководными океаническими желобами и срединно-океаническими рифтами связаны процессы вулканической и гидротермальной деятельности, которые сопровождаются субмаринным выходом гидротерм.

Контрольные вопросы

1. Что такое цеолитная вода?
2. Какие минералы содержат максимальное количество воды?
3. Какое практическое значение имеют связанные воды?
4. На какие подсистемы можно подразделить систему "водосодержащая порода"?
5. Как образуется верховодка?
6. Каковы причины образования напора в водоносных горизонтах?
7. Как образуются газогидраты?
8. Каковы причины уменьшения пористости терригенных коллекторов при погружении?
9. Каковы причины образования таликов?
10. Почему карстовые источники часто высокодебитные?
11. Каков механизм дренирования водоносных горизонтов?
12. Что такое источник вод? Как они образуются?

Химическое изучение природных вод имеет большое теоретическое и практическое значение. В частности, изучение химического состава вод, полученных при бурении и эксплуатации скважин, помогает нефтяникам определить источники поступления этих вод, принадлежность их к тем или иным пластам. В промысловых условиях знание химического состава вод необходимо при закачке последних в пласт с целью поддержания и восстановления пластового давления. Знакомство с химическим составом вод данного района позволяет с большей степенью обоснованности давать оценку перспектив нефтегазоносности. Изучение подземных вод помогает также решать важные вопросы режима залежей.

Кроме специфических вопросов нефтяникам необходимо знать состав природных вод и для решения проблем водоснабжения промыслов, строительства, попутного использования лечебных и промышленных минеральных вод.

Наряду с изучением ионно-солевого состава вод большой интерес представляет и изучение растворенных газов.

§ 1. СТРУКТУРА МОЛЕКУЛ ВОДЫ И ЕЕ ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ

По определению В.И. Вернадского, природная вода представляет собой природную равновесную систему: вода — газ — соли, органика.

Природные воды следует рассматривать не только как растворы, содержащие соли, газы, коллоиды, ионы, но и как составную часть всех тканей животных и растений, как среду, в которой идут физико-химические процессы, определяемые жизнедеятельностью всего живого.

Следует отметить, что и по сей день свойства воды полностью не изучены. Можно констатировать, что многие из них объясняются строением ее молекулы.

По представлениям О.Я. Самойлова, структура воды определяется заполнением пустот льдоподобного каркаса свободными молекулами воды. Кстати сказать, при изучении структуры воды следует учитывать, что она может находиться в трех агрегатных состояниях. Твердая фаза (лед) характеризуется гексагональной структурой тетраэдрически упакованных молекул (рис. 7). В парообразном состоянии молекулы H_2O размещаются хаотично. Наибольший интерес представляет структура воды в жидкой фазе, т.е. в интервале температур от 0 до 100 °С.

По современным представлениям в молекуле воды атомы кислорода и водорода как бы прурочены к вершинам равнобедренного треугольника. Угол при вершине, занятой атомом кислорода, равен 105° , а углы при вершинах, занятых атомами водорода, — $37,5^\circ$. Общие электронные пары смещены в сторону атома кислорода и в молекуле воды электрические центры тяжести положительных и отрицательных зарядов не совпа-

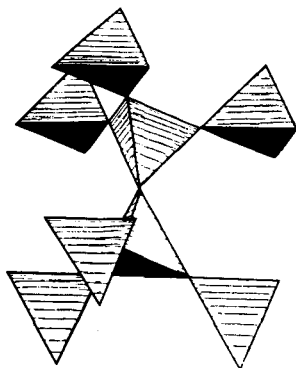


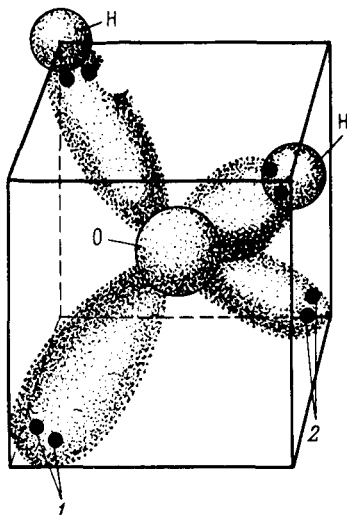
Рис. 7. Координация молекул в структуре льда.

Каждый из тетраэдров, включающий молекулу воды, по форме подобен молочному пакету. Из восьми таких "пакетов" можно воссоздать в пространстве указанную фигуру

Рис. 8. Электронная модель молекулы H_2O

Восемь электронов попарно вращаются по четырем орбиталям, расположенным в трех плоскостях (углы 90°), вписывающихся в куб:

1, 2 — неподеленные пары электронов



дают. В результате образуется диполь с отрицательным полюсом у атома кислорода и положительным полюсом между атомами водорода.

Известно, что у молекул H_2S и других, похожих на молекулу воды, валентный угол составляет примерно 90° . Даже за счет сил отталкивания атомов водорода валентный угол в воде не может быть увеличен более чем на 5° . Почему же его величина составляет 105° ?

Согласно теории гибридизации часть орбиталей атомов кислорода и водорода, смешиваясь, порождает новые гибридные орбитали, образующие более прочные ковалентные связи вследствие гибридизации атома кислорода (рис. 8). Оси гибридных орбиталей располагаются по тетраэдру, а угол между ними составляет 109° . Две гибридные орбитали перекрываются атомными орбиталями двух атомов водорода, образуя между атомом кислорода и атомом водорода устойчивые ковалентные связи. Неподеленные пары электронов кислорода воздействуют на электроны, составляющие ковалентные связи, отталкивая их, в результате чего валентный угол уменьшается с 109° до 105° . В связи с этим молекула воды представляется в виде треугольной пирамиды тетраэдрического типа, по углам которой попарно распределяются два положительных и два отрицательных заряда (рис. 9). Благодаря этим зарядам молекула воды разворачивается таким образом, что между двумя атомами кислорода располагается один атом водорода. Соединение двух атомов кислорода соседних молекул воды посредством одного атома водорода называют водородной связью.

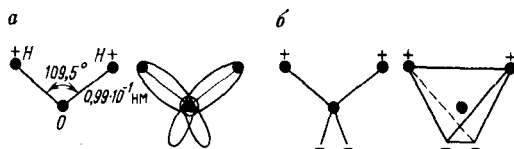


Рис. 9. Модель молекулы воды (по Бьеруму) :

a – орбитали атомов кислорода и водорода в молекуле воды; *б* – расположение точечных зарядов (напоминает тетраэдрическую фигуру)

Таким образом, молекула воды, имея четыре водородных связи, в двух случаях будет являться донором и в двух – акцептором электронов при взаимодействии с ионами и другими молекулами воды; так как молекулы воды соединяются друг с другом в различных сочетаниях, то этим, в частности, и определяется наличие множественных модификаций льда (рис. 10).

Эти связи в жидкой воде частично остаются. Если для льда при температурах до -183°C характерна тетраэдрическая структура, то при

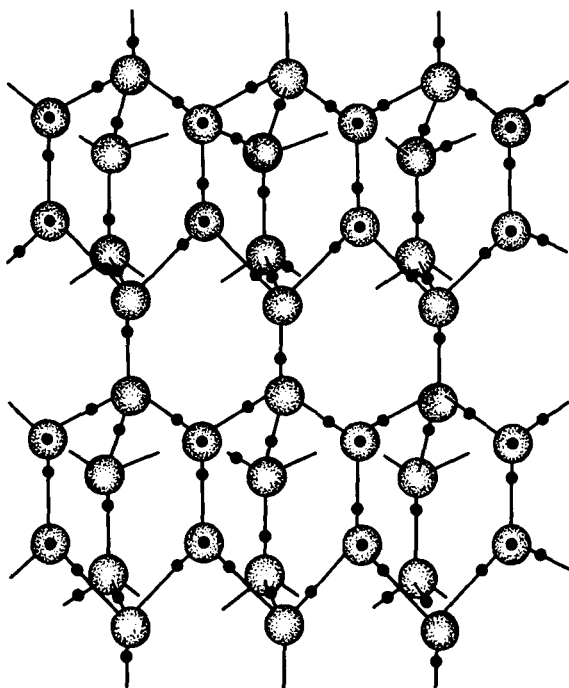


Рис. 10. Гексагональная структура льда

0 °C часть водородных связей рвется. Разноименные полюса диполей притягиваются друг к другу, чем обуславливается образование более сложных агрегатов, таких, как дигидроль (H_2O)₂, тригидроль (H_2O)₃ и т.д. Присутствием этих агрегатов объясняются плотностная аномалия воды и ее высокая диэлектрическая постоянная.

С ростом температуры сложные агрегаты распадаются на более простые, а те, в свою очередь, на одиночные молекулы. В парообразном состоянии вода почти нацело состоит из одиночных молекул – гидролей.

Химическая активность воды объясняется высокой активностью кислорода и водорода, из которых она состоит. Так как атомы водорода обладают только одним электроном, то с другими атомами они соединяются с помощью как электронов (валентные связи), так и водородных связей.

Жидкая вода состоит из более менее упорядоченных молекул, приближающихся по строению к кристаллической решетке. Вода, как в жидком, так и в твердом состоянии, характеризуется гексагональной структурой (координационное число 4). Если в воде в твердом агрегатном состоянии структурные особенности согласуются с геометрическим размещением молекул, с действием межмолекулярных сил, то в жидком агрегатном состоянии постоянно происходят изменения структуры, обусловленные составом растворенных солевых компонентов и температурой.

Повышение температуры меняет строение молекул воды. Гексагональное циклическое строение превращается в четырехстороннее, характеризующееся более плотной упаковкой молекул.

Вода в парообразном состоянии характеризуется ослаблением влияния межмолекулярных сил вследствие увеличения расстояния между молекулами. Молекулы воды состоят из водорода, представленного тремя изотопами (протий ¹H, дейтерий ²H или D, тритий ³H или T), и кислорода, имеющего семь изотопов (¹³O – ²⁰O). Преобладают в воде протий ¹H и ¹⁶O. Дейтерий и тритий содержатся в обычной воде в незначительных количествах. Подавляющее количество изотопов кислорода представлено изотопами ¹⁶O, гораздо меньше изотопов ¹⁸O и ничтожно мало ¹⁷O. В настоящее время известны также изотопы ¹³O, ¹⁴O, ¹⁵O, ¹⁹O, ²⁰O, живущие не более нескольких минут. Кроме тяжелой воды известна сверхтяжелая вода T₂O. Известна и тяжелая в кислородном отношении вода с изотопами ¹³O и ¹⁸O.

И.В. Петрянов-Соколов, исходя из различных комбинаций изотопов водорода и кислорода, насчитал 48 разновидностей молекул воды. Устойчивы из них только 9. Известно, что присутствие молекул тяжелой воды (D₂O) повышает вязкость и скрытую теплоту парообразования и шпавления. Для тяжелой воды характерны пониженные значения диэлектрической постоянной, электропроводности, растворимости солей, подвижности ионов, давления паров. В частности, именно поэтому молекулы воды, содержащие дейтерий, концентрируются в жидкой фазе при испарении воды, на чем и основано фракционное разделение изотопов.

В поверхностных слоях экваториальных морей вследствие активного испарения возрастает содержание дейтерия. Для атмосферных вод характерно выпадение с дождями таких изотопов, как ³H(D) и ¹⁸O. Во льду северных морей дейтерия на 2 % больше, чем в морской воде, из которой лед образовался.

Для описания свойств жидкой воды Ю.Я. Ефимов и Ю.И. Наберухин предлагают все модели разделить на два типа — смешанные и непрерывные: "модели первого типа постулируют, что вода является смесью дискретных молекулярных образований двух или нескольких типов. В непрерывных моделях, напротив, основой структуры жидкой воды считается единая тетраэдрическая сетка водородных связей, а различия в состоянии молекул возникают из-за флуктуаций локального окружения, порождаемых случайными искажениями геометрии водородных связей".

Следует указать на умозрительность предлагаемых моделей структуры воды. Наиболее образным является определение структуры воды, предложенное О.Я. Самойловым, который рассматривал ее как вариант размытой тепловым движением структуры льда с частично заполненными пустотами.

§ 2. РАСТВОРЕННЫЕ СОЛИ И ИОНЫ

Вода является прекрасным растворителем различных солей, газов и коллоидов, т.е. веществ, обладающих электролитическими свойствами.

Не вдаваясь в подробности развития учения о растворах, следует отметить, что в настоящее время с помощью рентгеноструктурного анализа получают информацию о распределении частиц с позиций теории жидкостного состояния, кроме того, разрабатываются структурные модели для описания таких свойств растворов, как плотность, сжимаемость, вязкость, диэлектрическая проницаемость и т.д.

Сложность вопроса заключается в том, что структура раствора определяется структурой как растворителей, так и растворяемого вещества.

Предложенная О.Я. Самойловым (1957 г.) молекулярно-кинетическая теория гидратации рассматривает взаимосвязь структуры раствора, теплового движения частиц и взаимодействия различных сил. Им же открыто явление отрицательной гидратации, заключающейся в том, что при наличии ряда ионов и при определенном внешнем воздействии связи между ионами растворенного вещества и водой слабее связей вода — вода. В природных водах известно до 70 химических элементов. При растворении в воде соли, как правило, диссоциируют.

Вещества-неэлектролиты при растворении в воде не диссоциируют на ионы и их растворы не проводят электрический ток. При растворении они распадаются на нейтральные молекулы, образуя истинные растворы, или на агрегаты молекул, частично образуя коллоидные растворы. В природных водах содержание коллоидов невелико по сравнению с содержанием растворенного ионно-солевого комплекса.

В воде в наибольших количествах встречаются шесть главных ионов: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- и катионы Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} . В значительно меньших концентрациях распространены CO_3^{2-} , S^{2-} , K^+ , Fe^{2+} и Fe^{3+} . Элементы, встреченные в незначительных количествах, называются микроэлементами или микрокомпонентами. Из числа микрокомпонентов большой практический интерес представляют ионы Br^- , I^- , Li^+ , Sr^{2+} .

По результатам химического анализа получают сведения об отдельных ионах, однако до сих пор точно не установлено, в какой форме ионы

присутствуют — в свободной или в виде молекул солей в растворе.

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов характеризует степень минерализации воды. Минерализация обычно выражается в граммах на 100 г или 1 кг раствора, в граммах на 1 л раствора. Минерализация в г/100 г численно соответствует процентной (по массе) форме ее выражения. При пересчете минерализации, выраженной в г/л, в минерализацию в г/100 г и в % необходимо учитывать плотность воды (особенно для сильно минерализованных рассолов). Поскольку ионы соединяются друг с другом в строго эквивалентных количествах, зависящих от их ионной массы и валентности, целесообразно также выражать минерализацию в ионно-эквивалентной форме.

По степени минерализации В.И. Вернадский подразделял природные воды на: пресные — с минерализацией до 1 г/л, соленые (минерализованные) — 1–50 г/л и рассолы — более 50 г/л. Известны рассолы с содержанием солей 500 г/л и более. Иногда солеными называют воды с минерализацией до 35 г/л (минерализация морской воды). Минерализация является важным параметром, позволяющим составить представление о гидрохимическом облике воды. Так, в пресных водах среди анионов обычно преобладают гидрокарбонаты, а среди катионов — кальций. В соленых водах преимущество имеют хлориды и сульфаты, а в рассолах — чаще всего хлориды кальция и натрия.

§ 3. РАСТВОРЕННЫЕ ГАЗЫ

По определению В.И. Вернадского, "в земной коре нет воды, не заключающей в растворе определенного количества и определенного состава газов... Природная вода есть прежде всего равновесие: вода — газы, причем эти газы очень определенные и малочисленные".

Действительно, среди растворенных в природных водах газов в первую очередь наблюдаются следующие: азот, кислород, оксид и диоксид углерода (углекислый газ), сероводород, метан и его гомологи, водород, благородные газы (гелий, неон, аргон, криптон, ксенон, радон).

Азот насыщает все природные воды, начиная с поверхностных и кончая, по-видимому, магматогенными, при этом его происхождение может быть атмосферным, биологическим, магматическим.

Кислород характерен для поверхностных вод, где его содержание составляет $20 \text{ см}^3/\text{л}$. Вследствие большой окислительной способности кислорода его количество вниз по разрезу земной коры резко падает.

Оксид углерода в природе встречается в газовых струях вулканов и в пустотах изверженных пород. Это ядовитый горючий газ без цвета и почти без запаха.

Диоксид углерода благодаря химической активности участвует в ряде геохимических процессов, например в установлении равновесия между карбонатами и гидрокарбонатами (карбонатное равновесие). Его содержание в глубинных водах может достигать $30\,000 \text{ см}^3/\text{л}$.

Сероводород является активным восстановителем и участвует в процессе установления равновесия между сульфидами и гидросульфи-

дами (сульфидное равновесие). Концентрация его достигает иногда $2000 \text{ см}^3/\text{л}$.

Метан и его гомологи встречаются в водах нефтяных и газовых месторождений; их содержание превышает $13\,000 \text{ см}^3/\text{л}$ (по данным Л.М. Зорькина), причем суммарное содержание гомологов группы этан, пропан, бутан, пентан на порядок ниже содержания метана.

Водород вследствие подвижности и химической активности фиксируется в небольших количествах — до $100 \text{ см}^3/\text{л}$, обычно его содержание составляет единицы и десятки кубических сантиметров на литр.

Благородные газы используются в качестве геохимических критериев, несмотря на их, как правило, ничтожно малые количества в природных газовых смесях (содержание гелия, практически наиболее важного из них, не превышает десятых долей — единиц кубических сантиметров на литр).

Радон является продуктом распада радия, характерен для районов глубинной тектонической нарушенности (Кавказские Минеральные Воды, Урал, Тянь-Шань), где его содержание в водах исчисляется величинами $1,5 \cdot 10^{-19}$ Бк и выше. Известны месторождения радоновых вод в зонах выветривания кислых магматических пород, эманулирующих коллекторов.

Газы с водой рассматриваются как молекулярные растворы. Такие газы, как диоксид углерода и сероводород, образуют с ионно-солевыми компонентами равновесные системы.

Объем газа (измеренный в нормальных условиях — при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20°C), растворенного в единице объема воды, называют газонасыщенностью воды. Она представляет собой сумму объемов всех растворенных газов и выражается в $\text{см}^3/\text{л}$, $\text{см}^3/\text{см}^3$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газонасыщенность определяется растворимостью газов в воде, которая зависит от давления, температуры, ионно-солевого состава воды и состава газа. При давлении до 5 МПа газонасыщенность газов увеличивается прямо пропорционально давлению (Закон Генри):

$$G = K_p p, \quad (\text{II.1})$$

где p — давление; K_p — коэффициент растворимости данного газа при данной температуре. По закону Дальтона при наличии нескольких газов каждый газ растворяется пропорционально своему парциальному давлению.

При давлении больше 5 МПа закон Генри неприменим, так как растворимость газов с ростом давления увеличивается не прямо пропорционально.

Основным параметром, характеризующим количество растворенных газов, является их давление насыщения (упругость). Давление насыщения называется то давление, при котором весь газ находится в растворенном состоянии. Если вода находится под давлением, большим давления насыщения, то она способна растворить добавочное количество газа. Если же давление, под которым находится вода, ниже давления насыщения, то часть газа выделится из воды. Упругость растворенного газа равна объему растворенного газа, деленному на коэффициент

его растворимости. Однако эта зависимость применяется, как отмечалось выше, только при упругости менее 5 МПа. При более высоких давлениях насыщения имеет место более сложная зависимость. Коэффициент растворимости газа зависит от минерализации воды в соответствии с уравнением Сеченова: снижается по мере увеличения минерализации.

При росте температур примерно до 100 °С растворимость газов уменьшается, при более высоких температурах увеличивается.

Упругость растворенных газов в недрах достигает 25 МПа и выше.

§ 4. ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА В ВОДАХ

В водах земной коры встречаются разнообразные органические соединения. Они находятся в растворе в ионной, молекулярной, коллоидной формах, а также в виде микроэмульсии. Их изучение имеет первостепенное значение для познания процессов нефтеобразования и нефтенакопления, поисков нефти (и руд металлов), охраны вод от загрязнений (так как большинство загрязнителей представлено органическими соединениями).

Общее содержание ОВ в водах характеризуется величиной $C_{орг}$. По данным В.М. Швеца (1982 г.), средние содержания $C_{орг}$ составляют, мг/л: в грунтовых водах 25, в пластовых водах вне нефтегазовых месторождений 50, в пластовых водах газовых месторождений 35, в пластовых водах продуктивных горизонтов нефтяных месторождений 60, в законтурных водах нефтяных месторождений 110, в приконтурных водах нефтяных месторождений 370, наконец, в приконтурных водах газоконденсатных месторождений 800. Таким образом, воды нефтегазовых и особенно газоконденсатных месторождений максимально обогащены ОВ. Следует добавить, что все атмосферные, поверхностные, морские воды обеднены органическими компонентами по сравнению с литосферными водами (в океанических водах $C_{орг}$ порядка 3 мг/л).

Содержание различных органических соединений в водах земной коры ориентировочно заключается в следующих пределах, мг/л (по В.М. Швецу, 1982 г.):

Жирные кислоты	$n \cdot 10^{-3} - n \cdot 10^3$
Нафтеновые кислоты	$n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^2$
Фенолы	$n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^1$
Бензол	$n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^1$
Толуол	$n \cdot 10^{-3} - n \cdot 10^1$
Азотсодержащие вещества (по $N_{орг}$)	$n \cdot 10^{-1} - n \cdot 10^0$
Фосфорсодержащие вещества (по $P_{орг}$)	$n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^0$
Аминокислоты (по $N_{орг}$)	$n \cdot 10^{-5} - n \cdot 10^{-3}$
Амины	$n \cdot 10^{-5} - n \cdot 10^{-4}$

Средний выход битума (хлороформенный экстракт) по тем же данным составляет $n \cdot 10^{-1} - n \cdot 10^2$ мг/л, это в основном различные, прежде всего ароматические УВ и смолистые вещества.

Кроме того, в водах, в том числе в водах нефтяных месторождений, установлено наличие (в количествах до $n \cdot 10^0$ мг/л) таких органических

соединений, как спирты, кетоны, сложные эфиры, углеводы, сероорганические соединения.

Для нефтегазовой гидрогеологии из всех классов органических соединений особенно важны УВ и жирные кислоты. Из жидких УВ наиболее распространены в водах (вследствие значительной растворимости) ароматические УВ, в первую очередь бензол и его гомологи (толуол, ксилолы). В последнее время появились пока немногочисленные данные и о полиароматических УВ (рядов нафталина, фенантрена), нафтенах и парафинах (выше C_5). По данным А.Э. Конторовича (1976 г.), насыщенные УВ составляют примерно половину всех водорастворенных УВ, а среди насыщенных — 30–60 % парафиновых структур (в нефтегазовых месторождениях).

Жирные кислоты — количественно преобладающие органические компоненты вод (особенно вод нефтегазовых месторождений). В наибольших количествах встречаются низшие кислоты (летучие с водяным паром) — муравьиная, уксусная, масляная, пропионовая. Содержание уксусной кислоты CH_3COOH в водах газоконденсатных залежей может достигать 1 г/л.

§ 5. ХИМИЧЕСКИЕ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ВОД

Из общих химических свойств воды особое значение имеют реакция среды и жесткость.

Реакция среды, т.е. щелочно-кислотные свойства воды, определяется концентрацией водородных ионов. Вода в незначительной степени диссоциирует на водородные и гидроксильные ионы, которые всегда присутствуют в водных растворах. В тщательно очищенной и дегазированной дистиллированной воде их концентрации равны и составляют по $1 \cdot 10^{-7}$ моль/л. При наличии в воде анионов слабых кислот часть ионов водорода связывается этими анионами и в растворе появляется избыток гидроксильных ионов. Если же в растворе имеются катионы слабых оснований, то уменьшается концентрация гидроксильных ионов и возрастает концентрация водородных ионов.

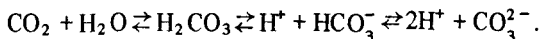
Так как вода диссоциирует на ионы в незначительной степени, то во всех водных растворах, включая растворы сильных кислот и щелочей, произведение концентраций гидроксильных и водородных ионов есть величина постоянная для каждой конкретной температуры. С ростом температуры диссоциация воды несколько увеличивается и произведение концентраций водородных и гидроксильных ионов также возрастает. При комнатной температуре это произведение равно 10^{-14} . В нейтральных растворах концентрации водородных и гидроксильных ионов равны, в кислых — концентрация водородных ионов больше концентрации гидроксильных, в щелочных — наоборот.

Концентрацию водородных ионов рН выражают через показатель степени, взятый с обратным знаком: $pH = -\lg(H)^+$. При $pH = 7$ реакция среды нейтральная, в кислой среде $pH < 7$, в щелочной — $pH > 7$.

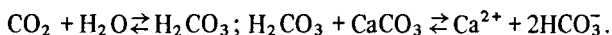
Обычно рН природных вод изменяется в пределах 6–8. Несколько сниженной его величиной — от 5 до 5,5 — характеризуются углекислые

воды. В кислых водах обычно присутствуют соли железа и других тяжелых металлов. Щелочную реакцию рН до 10 имеют воды содовых озер.

Величина рН является важной характеристикой вод, так как она определяет состояние ряда ионных равновесных систем и позволяет оценить форму существования в воде многих соединений. В частности, большую роль имеет карбонатное равновесие:



Углекислый газ, растворяясь в воде, образует угольную кислоту, которая вступает во взаимодействие с карбонатами пород и приводит их в растворимое состояние:



В воде устанавливаются определенная величина рН и концентрация гидрокарбонатных ионов, по которым можно оценить количество растворенного углекислого газа и карбонатных ионов.

Используя сульфидное равновесие $\text{H}_2\text{S} \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{HS}^- \rightleftharpoons 2\text{H}^+ + \text{S}^{2-}$, по величине рН и суммарной концентрации сульфидной серы можно установить содержания в воде свободного сероводорода и гидросульфидных ионов. Аналогичные расчеты можно провести и для других соединений.

Жесткость воды зависит от содержания растворенных солей кальция и магния. Она проявляется в плохой растворимости мыла, в образовании накипи. Поэтому жесткие воды непригодны для многих производств, например связанных с парокотельными установками, где плотный осадок уменьшает теплообмен.

Различают жесткость общую, устранимую и постоянную. **Общая жесткость** отвечает суммарному содержанию солей Ca^{2+} и Mg^{2+} , **устраиваемая** — той части кальция и магния, которая выпадает в осадок при кипячении (это гидрокарбонаты кальция и магния); **постоянная жесткость** обусловлена ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые не выпадают в осадок при кипячении (это соединения с хлор-ионом и сульфат-ионом).

В настоящее время жесткость определяют и выражают по содержанию в воде кальция и магния в ммоль/г (мкмоль/г) или мг-экв/г (мкг-экв/г).

Из физических свойств основными являются плотность, вязкость, сжимаемость, электропроводность, радиоактивность, температура.

Плотность — наиболее важная характеристика природных вод, используемая при интерпретации их гидрохимического состава. Так как плотность вещества сильно варьирует в зависимости от температуры, то около символа плотности указывают температуру, при которой производился замер. Плотность химически чистой воды при температуре 4°C $0,999973 \text{ г/см}^3$, обычно ее принимают равной 1 г/см^3 .

Под **относительной плотностью** ρ_{20}^{20} понимают отношение плотности вещества при температуре 20°C к плотности дистиллированной воды при температуре 4°C . Принимая плотность воды $\rho_4 = 1 \text{ г/см}^3$, считают, что относительная плотность ρ_{20}^{20} численно совпадает с плотностью вещества при 20°C , выраженной в г/см^3 .

Плотность природных водных растворов колеблется в пределах 1–1,4 г/см³, возрастая с увеличением минерализации. Определения плотности воды производят ареометром или более точно – пикнометром.

Плотность воды зависит от температуры. Эта зависимость определяется коэффициентом объемного теплового расширения α , показывающим, какую часть первоначального объема тела при 0 °С составляет изменение объема при изменении температуры на 1 °С.

Следует помнить, что при увеличении температуры от 0 до 4 °С вода уменьшается в объеме, а при дальнейшем ее росте неравномерно увеличивается. Коэффициент объемного расширения воды составляет, 1/град.: в интервале 4–10 °С – $6,5 \cdot 10^{-5}$, в интервале 10–20 °С – 15×10^{-5} , в интервале 65–70 °С – $58 \cdot 10^{-5}$. Кроме того, с повышением давления вода несколько сжимается. Растворенные газы влияют на плотность воды весьма незначительно.

Вязкость называют внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению. Она увеличивается с ростом минерализации и уменьшается с повышением температуры.

Сжимаемость вод определяется как изменение ее объема под действием давления. Коэффициент сжимаемости β показывает, насколько уменьшается объем воды при увеличении давления на 100 кПа:

$$\beta = (V_0 - V_p) / V_0 \Delta p, \quad (\text{II.2})$$

где V_0 – начальный объем жидкости; V_p – объем жидкости при увеличении давления на Δp .

Коэффициент сжимаемости природных вод несколько изменяется в различных интервалах давления, но в основном зависит от их газонасыщенности, температуры и химического состава.

Сжимаемость воды с растворенным газом приближенно вычисляется по формуле

$$\beta_r = \beta (1 + 0,05G), \quad (\text{II.3})$$

где G – газонасыщенность.

В недрах под действием давления объем жидкостей уменьшается, а рост температуры и газонасыщенности приводит к его увеличению. Для оценки суммарного воздействия этих факторов используют объемный коэффициент пластовой воды – отношение удельного объема жидкости $V_{пл}$ в пластовых условиях к удельному объему V_n той же жидкости при давлении 100 кПа и температуре 20 °С:

$$b = V_{пл} / V_n. \quad (\text{II.4})$$

Природные воды характеризуются объемными коэффициентами порядка 1–1,2.

Электропроводность подземных вод является одним из параметров при интерпретации результатов электрометрии скважин. Электропроводность природных вод определяется тем, что они являются растворами электролитов; о ее величине судят по удельному электрическому сопротивлению, т.е. сопротивлению в омах такого проводника

1424473
ФБ ТашПИ

электрического тока, длина и сечение которого равны единице. При геофизических работах за единицу удельного сопротивления берут $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Подземные воды обычно характеризуются величинами удельных сопротивлений от $0,02$ до $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. С увеличением температуры и степени минерализации удельное сопротивление уменьшается.

Для вычисления величины удельного электрического сопротивления природных вод ρ_v пользуются формулой

$$\rho_v = 10/al C a_a + k l C a_k, \quad (\text{II.5})$$

где a , k — количество соответственно анионов и катионов в растворе; l_C — их электролитические подвижности при концентрации C ; a_a , a_k — степень диссоциации солей, в состав которых входят соответственно анионы и катионы.

Для большинства солей, растворенных в природных водах, величины электролитической подвижности близки, поэтому при расчетах принимается во внимание только преобладающая в воде соль. Следовательно, удельное электрическое сопротивление можно определить по общей минерализации или плотности воды.

Радиоактивность природных вод определяется наличием в них радиоактивных элементов — радия, радона, урана. Радиоактивными называются воды с содержанием: радия более $1 \cdot 10^{-14}$ г/л; урана более $3 \cdot 10^{-5}$ г/л; радона более $1,5 \cdot 10^{-20}$ Бк. Содержание Ra 10^{-10} г/л и выше нередко наблюдается в водах нефтеносных пластов. Радиоактивность подземных вод позволяет использовать их для лечебных целей.

Магнитная восприимчивость характеризует способность вещества намагничиваться в магнитном поле. Установлено, что под воздействием магнитного поля происходит перестройка молекул воды, приводящая к изменению ее свойств. Вода становится лучшим растворителем, резко уменьшается выпадение солей в осадок. Такая вода, закачиваемая в пласты при разработке нефтяных месторождений, не образует солевого налета на внутренних поверхностях труб и обладает лучшими нефтewымывающими свойствами по сравнению с обычной водой. После отключения магнитов свойства воды, приобретенные в результате воздействия магнитного поля, сохраняются в течение нескольких суток.

§ 6. ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОД

Химический анализ производится для изучения ионно-солевого и газового состава природных вод и для определения и оценки их полезных и вредных свойств. В зависимости от целей и масштабов исследований химические определения могут быть различными.

Общ и й, или типовой, а н а л и з в первом приближении позволяет судить о химическом составе воды. При этом определяются такие ионы, как Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , причем последний определяют по разности в содержании анионов и катионов. Анализ, включающий определение перечисленных ионов, плотности и рН воды, называют также с т а н д а р т н ы м а н а л и з о м.

К специальным анализам относится несколько видов исследований. В нефтяной гидрогеологической практике к стандартному комплексу определений часто добавляются определения ионов Γ^- , Br^- , NH_4^+ , $\text{Br}_2\text{O}_5^{2-}$, $\text{Fe}_2\text{O}_3^{2+}$, нафтеновых кислот и их солей, а также Ba^{2+} , Sr^{2+} , Al_2O_3^- . Наряду с ионно-солевым изучается и газовый состав. В последнее время определение состава растворенных газов производится довольно часто, что позволяет использовать газовый состав для классификации подземных вод.

Из других видов специальных анализов подземных вод следует отметить санитарный, бальнеологический и различные технические анализы.

При санитарном анализе, производимом для оценки пригодности воды для питьевых целей, осуществляют бактериологические определения, устанавливают соленость, жесткость, окисляемость и содержание ионов NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- . Бактериальный анализ с успехом применяется для нефтегазопромысловых целей.

Бальнеологический анализ, применяемый для оценки лечебных свойств воды, помимо определения основного ионно-солевого состава включает определения растворенных газов, радиоактивности, а также различных микроэлементов и веществ, характеризующих лечебные свойства воды. Обычно этот тип анализа отличается наибольшей полнотой.

Технические анализы проводятся для оценки пригодности использования вод в парокотельных установках, при закачке в эксплуатируемые нефтяные пласты, для определения "агрессивных" и коррозионных свойств и т.д.

Отдельные специфические элементы вод определяются при поисках рудных и других полезных ископаемых.

Анализы вод осуществляются как в стационарных, так и в полевых гидрохимических лабораториях. Отличие заключается в методике проведения анализа. Так, в стационарных условиях сульфат-ион определяют по массе, кальций и магний — по массе или по объему, хлор- и гидрокарбонат-ион — по объему, в полевых условиях анализ вод проводится преимущественно объемными, колориметрическими и нефелометрическими методами. В качестве полевой лаборатории наиболее широко используется лаборатория А.А. Резникова.

При проведении анализа ионно-солевого состава вод наиболее надежным является определение хлоридов. Содержание сульфатов предпочтительнее оценивать по массе. Однако из-за трудоемкости такого определения в лабораториях используют объемные методы. Из них трилонометрический метод дает хорошие результаты только при анализе гидрокарбонатно-натриевых и сульфатно-натриевых вод с небольшим содержанием кальция и магния. Иодометрический метод с использованием хромата бария пригоден только для вод, не содержащих восстановителей, а нефелометрический — для вод, не содержащих нафтеновых кислот, преимущественно для хлоридно-кальциевых вод.

Определение общей щелочности титрованием проб кислотой является надежным методом, но ее подразделение на отдельные компоненты точностью не характеризуется.

Содержание кальция и магния наиболее просто и точно находится трилонометрическим методом, однако следует помнить, что точность определения кальция в 2 раза превышает точность определения магния и

ошибки в определении кальция автоматически усиливают ошибки в определении магния: в случае завышенных значений содержания кальция содержание магния занижается и наоборот.

Приведенных определений достаточно для расчета шестикомпонентного анализа пластовых вод.

Особое место занимает методика определения водорастворенных ОВ. Сложность заключается в том, что приходится иметь дело с чрезвычайно малыми количествами вещества ($10-10^{-5}$ мг/л) при одновременной высокой общей минерализации вод.

Определение органического углерода нелетучих соединений производится сухим сжиганием в сухой трубке, органического углерода летучих нейтральных соединений — методом каталитического сжигания в парах воды, углерода органического общего — мокрым сжиганием, а азота органического общего — восстановительным разрушением. Содержание азота аминного органического находится по методу Кьельдаля, органических и летучих жирных кислот — титрованием, летучих жирных кислот $C_1 - C_7$ (покомпонентно) — на газохроматографах, нафтеновых кислот — турбодиметрическим методом. Бензол определяется колориметрическим методом, ароматические УВ $C_6 - C_8$ (покомпонентно) — на газохроматографах. Фенолы летучие могут быть определены колориметрически, пиридин — фотометрически.

Перечисленные методы дают возможность получить общую характеристику распределения ОВ в природных водах. Однако из-за сложности состава определяемых компонентов и несовершенства самих методик химический состав этих компонентов получается недостаточно точным.

§ 7. ФОРМЫ ИЗОБРАЖЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД

Химический состав природных вод принято изображать в ионной, эквивалентной и процент-эквивалентной формах.

И о н н а я ф о р м а представляет собой выражение состава воды в массовых количествах отдельных ионов. Содержание ионов выражается в миллиграммах или в граммах на единицу объема или массы (обычно 100 см^3 , 1000 см^3 , 100 г , 1 кг).

Отнесение содержания ионов к объемным или массовым единицам для пресных вод практической разницы не представляет. Для рассолов эти величины уже разнятся и при переходе от выражения состава воды, отнесенного к единице объема, к составу воды, отнесенному к единице массы, содержание отдельных ионов приходится делить на плотность воды.

Для выражения содержания растворенных газов и некоторых веществ, находящихся в коллоидном состоянии, ионная форма не употребляется.

Концентрация раствора может быть выражена в молярной форме. Например, молярная концентрация C раствора полученного растворением $5,85 \text{ г NaCl}$ в 1 л воды,

$$C(\text{NaCl}) = 5,85 \text{ г} / 58,5 \text{ (г/моль)} / \text{л} = 0,1 \text{ моль/л.}$$

Э к в и в а л е н т н а я ф о р м а изображения состава вод более точ-

но учитывает химические свойства водного раствора, позволяет контролировать результаты анализа и вычислять содержание ионов натрия без прямого аналитического определения.

Ионы, находящиеся в растворе, реагируют друг с другом в определенных количествах, зависящих от массы и валентности ионов (в эквивалентных количествах). Для понимания этого процесса напомним, что эквивалентом (эквивалентной массой) иона называется частное от деления ионной массы на ее валентность. Например, эквивалент иона Ca^{2+} равен 20 (40:2), а эквивалент иона SO_4^{2-} равен 48 (96:2). Следовательно, 20 массовых единиц иона Ca^{2+} соответствуют 48 массовым единицам иона SO_4^{2-} .

Перевод из ионной формы в эквивалентную производится путем деления содержания ионов, выраженного в миллиграммах или в граммах, на величину эквивалента иона. Можно умножить содержание иона в массовой форме на коэффициент реакции, являющийся обратной величиной эквивалента данного иона (табл. 3).

Наличие перед химическим символом иона буквы r , например $r \text{Na}^+$, $r \text{Cl}^-$ и т.д., означает, что содержание данного элемента выражено в эквивалентной форме.

Когда анионы и катионы даются в эквивалентной форме, то по принципу электронейтральности растворов сумма анионов Σr_a всегда должна быть равна сумме катионов Σr_k . Используя это равенство, можно определить содержание одного из шести главных ионов, если определены пять других. В частности, так определяется содержание Na^+ :

$$r \text{Na}^+ = (r \text{Cl}^- + r \text{HCO}_3^- + r \text{SO}_4^{2-}) - (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}).$$

Остальными ионами пренебрегают, поскольку их содержание относительно незначительное. Для определения содержания Na^+ в ионной форме полученную величину $r \text{Na}^+$ умножают на его эквивалент.

Процент-эквивалентная форма является модифицированной эквивалентной формы. Она показывает относительную долю каждого иона в общей сумме растворенных ионов. Общая сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, приравнивается 100 %, а сумма катионов, равная сумме анионов, составляет 50 %. Иногда за 100 % берутся сумма катионов и сумма анионов, тогда общее содержание ионов составляет 200 %.

Поскольку процент-эквивалентная форма свободна от учета степени

Таблица 3. Эквиваленты и коэффициенты реакции основных ионов

Ион	Эквивалент	Коэффициент реакции	Ион	Эквивалент	Коэффициент реакции
Ca^{2+}	20,0	0,050	Cl^-	35,5	0,0282
Mg^{2+}	12,2	0,0820	SO_4^{2-}	48,0	0,0208
Na^+	23,0	0,0435	HCO_3^-	61,0	0,0164
K^+	39,1	0,0256	CO_3^{2-}	30,5	0,0328

Таблица 4. Химический состав воды ($\rho_4^{20} = 1,025 \text{ г/см}^3$; $t = 35 \text{ }^\circ\text{C}$; $\text{pH} = 6,5$; $G = 150 \text{ см}^3/\text{л}$)

Анионы	Содержание на 100 г воды		
	мг	мг-экв	%-экв
Cl^-	3223,4	90,8	48,7
SO_4^{2-}	96,0	2,0	1,1
HCO_3^-	30,5	0,5	0,2
Na^+	(-) 1161,5	50,5	27,1
Mg^{2+}	148,8	12,2	6,5
Ca^{2+}	612,0	30,6	16,4
$\Sigma(\text{a} + \text{к})$	5272,2	186,6	100,0

минерализации воды, это позволяет сравнивать химический состав вод с различной величиной минерализации.

Результаты химического анализа природных вод обычно сводятся в таблицу с обязательным указанием даты и условий отбора пробы воды (табл. 4).

Наличие прочерка в графе, соответствующей содержанию натрия в ионной форме, указывает на то, что анализ проводился без прямого определения. Число миллиграмм-эквивалентов натрия в этом случае определялось по разности сумм анионов и катионов. Массовое содержание натрия находится путем умножения числа его миллиграмм-эквивалентов на эквивалентную массу ($50,5 \times 23 = 1161,5$).

Для краткого компактного изображения химического состава вод используется формула Курлова, представляющая собой ложную дробь, в числителе которой указано содержание анионов, в знаменателе — содержание катионов в процент-эквивалентной форме. Ионы записываются по убывающим величинам. Ионы, содержащиеся в количестве менее одного (иногда пяти) процентов-эквивалентов, не указываются. Перед дробью приводятся основные компоненты состава растворенных газов и величина минерализации в граммах на литр. За дробью проставляется температура.

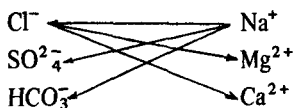
Формула Курлова для пробы воды, приведенной в табл. 4:

$$M_{53} \frac{\text{Cl}_{49}}{\text{Na}_{27}\text{Ca}_{16}\text{Mg}_6} T_{35} \quad (\text{II.6})$$

Для оценки нефтяных вод используют характеристики Пальмера, представляющие собой группы солей, образованных из ионов по правилу Фрезениуса, утверждающему, что ионы соединяются между собой в порядке уменьшения химической активности. Последовательность степени активности основных ионов такова: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- ; катионы Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} . Ионы Br^- , I^- располагаются за ионом Cl^- , ионы H^+ , Fe^{3+} , Al^{3+} — после иона Ca^{2+} , ион HS^- — после иона

HCO_3^- , ион K^+ — перед ионом Na^+ , ион NH_4^+ — после иона Na^+ .

В соответствии с правилом Фрезениуса Cl^- соединяется с Na^+ ; при избытке Cl^- его остаток соединяется с Mg^{2+} , а в случае преобладания и над Mg^{2+} соединяется с Ca^{2+} . При избытке иона натрия его остаток соединяется с сульфат-ионом, в случае преобладания натрия и над сульфатом он соединяется с гидрокарбонатом:



Пальмером выделено шесть солевых характеристик, из которых основное значение имеют: первая соленость S_1 , вторая соленость S_2 , первая щелочность A_1 , вторая щелочность A_2 .

Первая соленость обусловлена солями оснований и сильных кислот, в природных водах это хлориды натрия и сульфаты натрия. Вторая соленость определяется солями щелочноземельных металлов и сильных кислот, т.е. хлоридами и сульфатами кальция и магния. В принципе вторая соленость есть не что иное, как постоянная жесткость воды.

Первая щелочность обуславливается солями щелочных металлов и слабых кислот, в природных водах это NaHCO_3 . При наличии соды вода имеет щелочную реакцию. Согласно правилу Фрезениуса наличие первой щелочности исключает возможность второй солености той же воды. При наличии S_2 воду относят к жестким, при A_1 — к щелочным.

Вторая щелочность — наличие солей щелочноземельных металлов и слабых кислот (гидрокарбонаты кальция и магния), т.е. устранимая жесткость.

Помимо этих основных характеристик по Пальмеру выделяются еще третья соленость S_3 и третья щелочность A_3 , однако соли, их представляющие, редко встречаются в природных водах. Третья соленость получается при комбинировании сильных кислот с ионами трехвалентных металлов. Она обуславливается хлоридами и сульфатами железа, алюминия, свободными соляной и серной кислотами. Наличие третьей солености определяет кислотные свойства воды. Под третьей щелочностью понимают соединения слабых кислот с трехвалентными катионами.

Характеристики Пальмера вычисляются в процент-эквивалентной форме.

При $(r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-}) > r\text{Na}^+$:

$$S_1 = 2r\text{Na}^+; A_1 = 0; S_2 = 2[(r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-}) - r\text{Na}^+];$$

$$A_2 = 2[(r\text{Na}^+ + r\text{Ca}^{2+} + r\text{Mg}^{2+}) - (r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-})] = 2r\text{HCO}_3^-.$$

При $(r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-}) < r\text{Na}^+$:

$$S_1 = 2(r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-}); A_1 = 2[r\text{Na}^+ - (r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-})];$$

$$S_2 = 0; A_2 = 2[(r\text{Na}^+ + r\text{Ca}^{2+} + r\text{Mg}^{2+}) - (r\text{Cl}^- + r\text{SO}_4^{2-})].$$

Изображение состава вод при помощи характеристик Пальмера базировалось на признании молекулярной формы существования солей в природных водах. Поскольку в пресных и маломинерализованных водах соли находятся в виде диссоциированных ионов, применение харак-

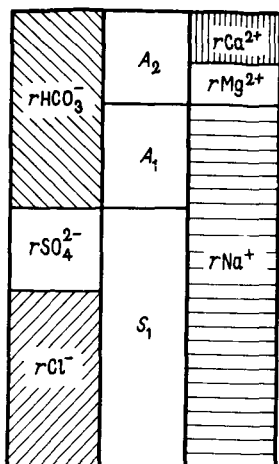


Рис. 11. График Роджерса

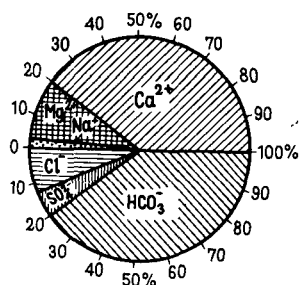


Рис. 12. График-круг Толстихина

теристик Пальмера для них неправомерно. Кроме того, эти характеристики не отражают геохимические различия между хлоридами и сульфатами, объединенными в группу "сильных кислот". Однако возможность с помощью характеристик Пальмера отражать такие свойства вод, как щелочность, жесткость, кислотность, позволяет пользоваться ими наряду с другими видами изображения состава вод.

Характеристики Пальмера легко вычисляются с помощью графических изображений (график Роджерса). Следует отметить, что графические методы изображения состава вод широко применяются для наглядного сравнения составов различных вод и для представления их на картах и разрезах.

График Роджерса (рис. 11) состоит из трех прямоугольников. В крайних прямоугольниках расположены в порядке убывания химической активности соответственно анионы и катионы. Полная высота каждого из этих прямоугольников отвечает 50 %-экв. В среднем прямоугольнике показаны характеристики Пальмера. Его высота соответствует 100 %-экв. График Роджерса изображает состав вод в процент-эквивалентной форме и позволяет быстро определять характеристики Пальмера.

График-круг Толстихина также предназначен для изображения состава отдельных проб воды в процент-эквивалентах (рис. 12). Минерализация воды обычно соответствует радиусу круга, взятому в определенном масштабе. Этот график удобен для нанесения анализов единичных проб вод на карту. С его помощью можно изображать также и состав растворенных и свободных газов.

Метод "узоров", предложенный Стиффом, заключается в том, что главные ионы (в миллиграмм-эквивалентной форме) откладываются в определенном масштабе, как отрезки, от одной общей оси. Концы отрезков, соединенные ломаной линией образуют узор (рис. 13).

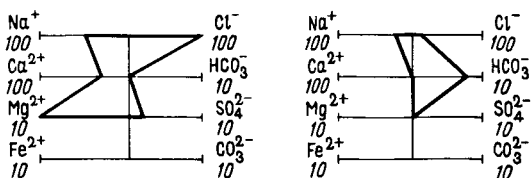


Рис. 13. График-узор Стиффа

Любая гидрохимическая карта по сути представляет собой графическое изображение химического состава вод.

§ 8. ХИМИЧЕСКИЕ КЛАССИФИКАЦИИ ПРИРОДНЫХ ВОД

Классификации природных вод весьма многочисленны и разнообразны. Рассмотрим те из них, которые представляют исторический интерес и помогают понять принципы современных классификаций, а также те, которые распространены в нефтегазовой гидрогеологии.

За основу классификаций принимались различные признаки – происхождение вод, характер их залегания, свойства вмещающих пород, гидравлические свойства пород-коллекторов, химический состав вод (как ионно-солевой, так и газовый), физические свойства вод, возраст водоносных пород и т.д.

Среди химических классификаций можно выделить классификации по содержанию и составу минеральных растворимых веществ (Ч. Кларк, С.А. Жукарев, В.А. Сулин), по составу газов, спонтанно выделяющихся из вод (А.М. Овчинников), по составу газов, растворенных в природных водах (В.И. Вернадский), по наличию в водах бальнеологически ценных элементов и соединений, по совокупности различных признаков, по составу минеральных растворимых веществ и наличию в водах характерных химических компонентов, специфичных для основных природных обстановок существования вод.

Классификации Ч. Кларка, В.А. Александрова, С.А. Жукарева, Н.И. Толстихина построены по признаку преобладания в водах анионов и катионов. Ч. Пальмер не принимал во внимание количественное преобладание, а исходил из характерных соотношений между ионами и группами ионов. Смешанными классификациями, учитывающими как количественное преобладание ионов, так и характерные соотношения между ними, является и классификация В.А. Сулина, в которой основное значение придается характерным соотношениям, и классификация О.А. Алекаина, в которой предпочтение отдается количественному преобладанию.

В основу ряда классификаций положено количественное преобладание главных ионных компонентов. К их достоинствам относится простота: выделяются три класса вод – гидрокарбонатный, сульфатный и хлоридный, в каждом из которых обособляются по три подкласса – кальциевый, магниевый и натриевый. Недостатком такого подразделения является отсутствие классов и подклассов смешанного характера, так как зачастую наблюдаются воды, в которых преобладающие ионы содержатся в примерно равных количествах.

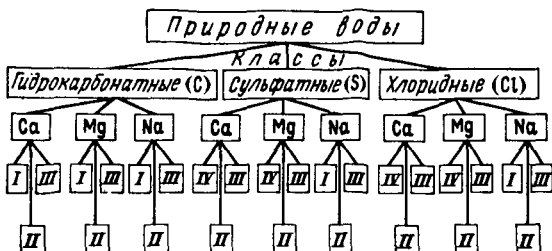


Рис. 14. Схема классификации природных вод О.А. Алекина

В классификации, предложенной С.А. Шукаревым, применен принцип преобладания одного или нескольких из трех главных анионов и одного или нескольких из трех главных катионов, содержащихся в количестве более 12,5 %-экв (суммы анионов и катионов принимаются по 50 %-экв). Воды по преобладающим анионам получают названия хлоридных, гидрокарбонатно-хлоридных, хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатных и т.д., по преобладающим катионам — натриевые, натриево-кальциевые, натриево-магниевые-кальциевые и т.д.

В классификации О.А. Алекина (рис. 14) воды делятся на три класса по преобладающему аниону: гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные. Внутри каждого класса выделяются группы по преобладающему катиону — кальциевые, магниевые, натриевые. Каждая группа, в свою очередь, подразделяется на три типа по характерным соотношениям между ионами. Всего выделяется четыре типа. Первый тип вод характеризуется соотношением $r \text{HCO}_3^- > (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+})$, второй — $r \text{HCO}_3^- < (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}) < (r \text{HCO}_3^- + r \text{SO}_4^{2-})$, третий — $(r \text{HCO}_3^- + r \text{SO}_4^{2-}) < (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+})$. Четвертый тип определяется отсутствием HCO_3^- . Воды этого типа кислые и наблюдаются лишь в кальциевых и магниевых группах сульфатного и хлоридного классов, где отсутствуют воды первого типа.

Наиболее представительная классификация вод по ионному составу предложена Л.С. Балашовым. Она учитывает наряду с основными шестью ионами и другие ионы, занимающие иногда преобладающее положение. Такое подразделение вод имеет значение при оценке промышленных вод и поисках рудных месторождений. Типы вод определяются по анионам, подтипы по катионам; по второстепенным (для определяемой воды) ионам выделяются классы. При содержании главного аниона выше 95 % выделяются типы, когда это условие не выдержано, — выделяются подтипы. Число типов, подтипов и классов неограниченное, так как Л.С. Балашов полагает, что могут быть обнаружены еще неизвестные воды. До 1970 г., когда была предложена данная классификация, было установлено восемь чистых типов, а именно: хлоридный, сульфатный, гидрокарбонатный, карбонатный, бисульфатный, фторидный, нитратный, гидросиликатный

В нефтегазовой гидрогеологии широко распространена классификация В.А. Сулина, использующая и элементы классификации Ч. Пальмера.

Таблица 5. Классификация вод по Ч. Пальмеру

Класс	Соотношение ионов	Характеристики Пальмера	Примечания
1	$r \text{Na}^+ > (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$	$A_1 > 0; S_2 = 0; S_3 = 0$	Щелочные ("мягкие" воды)
2	$r \text{Na}^+ = (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$	$A_1 = 0; S_2 = 0; S_3 = 0$	Практически не встречаются
3	$r \text{Na}^+ < (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$	$A_1 = 0; S_2 > 0; S_3 = 0$	Жесткие воды
4	а) $(r \text{Na}^+ + r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}) > (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$ б) $(r \text{Na}^+ + r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}) = (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$	$A_1 = 0; A_2 = 0; S_3 = 0$	Практически не встречаются
5	$(r \text{Na}^+ + r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}) < (r \text{Cl}^- + r \text{SO}_4^{2-})$	$A_1 = 0; A_2 = 0; S_3 > 0$	Кислые воды

Первой классификацией "буровых" вод была именно классификация Ч. Пальмера (табл. 5), в которой воды подразделяются на пять классов по соотношению ионов и солевым характеристикам. Поскольку 2-й и 4-й классы в природе практически не встречаются, все воды подразделяются только на три класса. Недостатками этой классификации являются формальный подход к выделению классов, слишком общее выделение только трех классов, отсутствие количественного содержания различных ионов, некоторая условность при комбинировании ионов в различные солевые характеристики.

В классификации Сулина (табл. 6) природные воды подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главными ионами. Каждый тип, в свою очередь, подразделяется на три группы, а каждая группа включает три подгруппы по признаку преобладания того или иного соответственно аниона и катиона. В основу классификации положены три основных коэффициента, выраженных в процент-эквивалентной форме: $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ ($r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-$)/ $r\text{SO}_4^{2-}$, $(r\text{Cl}^- - r\text{Na}^+)/r\text{Mg}^{2+}$.

Таблица 6. Классификация вод по В.А. Сулину

Тип вод	$\frac{r \text{Na}^+}{r \text{Cl}^-}$	$\frac{r \text{Na}^+ - r \text{Cl}^-}{r \text{SO}_4^{2-}}$	$\frac{r \text{Cl}^- - r \text{Na}^+}{r \text{Mg}^{2+}}$
	Гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1
Сульфатно-натриевый	> 1	< 1	-
Хлоридно-магниевый	< 1	-	< 1
Хлоридно-кальциевый	< 1	-	> 1

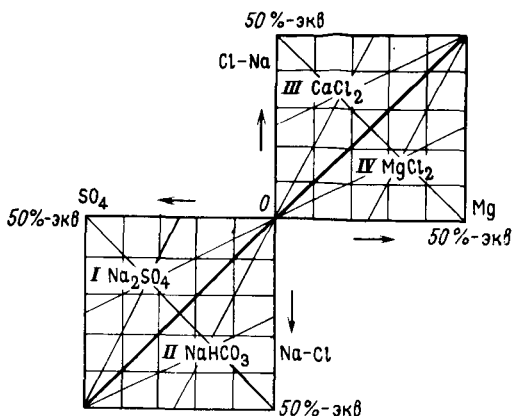


Рис. 15. Диаграмма состава природных вод (по В.А. Сулину)

В.А. Сулин назвал выделенные типы вод "генетическими", потому что по составу они приблизительно отвечают основным природным обстановкам формирования и нахождения вод в недрах.

Графическое изображение классификации (рис. 15) представляет собой два сопряженных квадрата, по сторонам которых откладываются величины числителей и знаменателей "генетических" коэффициентов. Каждый тип на графике занимает треугольник, получающийся в результате деления квадрата диагональю, и включает три группы по преобладающему аниону. Таким образом, выделяются хлоридные, сульфатные и гидрокарбонатные группы.

Практика пользования классификацией Сулина показала, что при небольших отклонениях величин коэффициентов от единицы, т.е. в зонах перехода от одного типа к другому, воды следует относить к переходным типам. По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы: натриевую, магниевую и кальциевую. Однако подгруппа выделяется только в том случае, если преобладающий катион дает основную солевую массу с преобладающим же анионом.

В основу описываемой классификации В.А. Сулиным была положена идея о возможности определения происхождения и обстановки существования воды по ее химическому составу. Он полагал, что химический состав вод определяется условиями их формирования в определенной природной обстановке, которых на Земле можно выделить три: континентальную, морскую и подземную.

Достоинством этой классификации является ее деятельность; кроме того, пользуясь ею, можно с определенной степенью достоверности определять обстановку формирования вод. К недостаткам следует отнести условность в названиях типов, образованных от названий солей, предположительно характерных для данного типа.

Наряду с классификациями природных вод по ионно-солевому составу предлагались и классификации по составу растворенных газов

Рис. 16. Гидрогеохимическая система природных вод (по А.М. Овчинникову)

Газовый состав	Катионы		Анионы
	$Na^+ + K^+$	$Ca^{2+} + Mg^{2+}$	
	100%-экв	50	
Газы окислительной обстановки N_2, O_2, CO_2 и др.	III_o	I_o	0 $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	II_o	$VIII_o$	50 Cl^-
	IV_o	VI_o	100%-экв $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
Газы восстановительной обстановки CH_4, H_2S, N_2, CO_2 и др.	III_v	I_v	0 $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	II_v	$VIII_v$	50 Cl^-
	IV_v	VI_v	100%-экв $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
Газы метаморфической обстановки CO_2 и др.	III_m	I_m	0 $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	II_m	$VIII_m$	50 Cl^-
	IV_m	VI_m	100%-экв $HCO_3^- + SO_4^{2-}$

(например, классификация В.И. Вернадского). Однако чисто газовые классификации не получили распространения.

А.М. Овчинников в 1954 г. предложил классификацию, построенную на сочетании принципов выделения природных обстановок существования природных вод по составу газов и подразделения вод внутри данной обстановки по преобладающим зонам. Ее можно представить схемой-графиком, состоящим из трех вертикально расположенных квадратов (рис. 16). Верхний квадрат характеризует воды с газами окислительной обстановки (азот, кислород, уголекислота), средний включает воды с газами восстановительной обстановки (метан, сероводород, уголекислота, азот), нижний соответствует газам метаморфической обстановки, в основном уголекислоте. По оси абсцисс каждого квадрата справа налево откладываются основные катионы, а по оси ординат сверху вниз — основные анионы. Каждый квадрат разделен по диагонали, отвечающей величине $rNa^+/rCl^- = 1$, что позволяет устанавливать некоторые характерные соотношения между ионами.

Все воды подразделяются на 24 класса, которые обозначаются римскими цифрами с индексами, соответствующими обстановкам (о — окислительной, в — восстановительной, м — метаморфической). Окислительная обстановка, определяемая наличием азота, кислорода и уголекислоты, характерна для формирования вод поверхностных водоемов и неглубокозалегающих подземных вод. Восстановительная обстановка, определяемая наличием метана, сероводорода, уголекислоты и биогенно азота, типична для глубинных, в частности нефтяных вод. Метаморфическая обстановка, характеризующаяся преобладанием уголекислоты, типична для вод зон молодой вулканической деятельности.

Контрольные вопросы

1. Каково строение молекул воды?
2. Каков изотопный состав воды?
3. Какие соли и ионы растворены в природной воде?
4. Какие газы растворены в природной воде?
5. Дайте определение давления насыщения.
6. Расскажите о химических и физических свойствах природных вод.
7. В чем заключается химический анализ вод?
8. Как изображается химический состав вод?
9. Какие классификации природных вод Вы знаете?

Глава III

ЭЛЕМЕНТЫ ГИДРОГЕОМЕХАНИКИ

В последнее время вопросы движения вод и водных растворов в земной коре объединяют в дисциплину под названием "гидрогеомеханика" (или "флюидогеодинамика"). Частица "гео" означает, что речь идет о движении вод в толще пород, твердые части которых оказывают на него определенное влияние.

§ 1. ВИДЫ ДВИЖЕНИЯ ВОД И РАССОЛОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Подразделение различных видов движения вод и рассолов в литосфере можно проводить по нескольким признакам. Так, с точки зрения гидромеханики в первую очередь следует различать турбулентное и ламинарное движения.

Турбулентное движение наблюдается сравнительно редко, оно характерно лишь для карстовых вод. При турбулентном движении отмечаются наибольшие скорости подземных вод. В случаях настоящих подземных рек (в карстовых зонах) характер и скорости движения их вод практически не отличаются от характера и скорости движения поверхностных (речных) вод. Но это относительно редкое явление.

Основным видом движения свободных вод в осадочной толще является ламинарная фильтрация, подчиняющаяся закону Дарси.

Поскольку свободные воды всегда представляют собой растворы, неоднородные по составу, рассматривая их движение в общем виде, необходимо иметь в виду движение физически и химически неоднородных жидкостей и растворенных в них веществ. Вопросы, связанные с влиянием физико-химических факторов на движение жидкостей, изучаются физико-химической гидродинамикой.

С точки зрения физико-химической гидродинамики выделяются следующие главнейшие виды движения подземных растворов:

- 1) вынужденная конвекция (фильтрация), происходящая под действием градиента давлений, внешнего по отношению к жидкости;
- 2) естественная конвекция (фильтрация), идущая под влиянием различия (градиента) плотности внутри жидкости;

3) молекулярная диффузия растворенных веществ под влиянием градиента их концентраций внутри раствора.

Отмеченные формы движения могут происходить и совместно, например в виде конвективной диффузии и т.п.

Процесс вынужденной конвекции (фльтрации) представляет наибольший интерес для гидрогеологии и изучен полнее.

§ 2. ЭЛЕМЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА

Фильтрационным потоком называется условный поток жидкости через пористую или пористо-трещинную среду (породу). Хотя реальный поток идет только по открытым (сообщающимся) порам и трещинам, условно допускается, что он идет через всю породу.

К элементам фильтрационного потока относятся пьезометрический (гидростатический) напор, напорный градиент, линии равных напоров, линии тока, скорость фильтрации и расход потока.

Для простейших условий линейный закон фильтрации (закон Дарси) имеет вид

$$Q = k_{\phi} F (\Delta H / \Delta l), \quad (\text{III.1})$$

где Q — расход потока; k_{ϕ} — коэффициент фильтрации, величина которого зависит от свойств фильтрующей среды (породы) и фильтрующей жидкости; F — площадь поперечного сечения фильтрующей среды; ΔH — перепад напоров; Δl — длина участка фильтрационного потока.

Напор (пьезометрический напор) H подземных вод определяется следующим образом:

$$H = p / (\rho g) + z, \quad (\text{III.2})$$

где p — гидростатическое давление в данной точке потока; ρ — плотность воды; g — ускорение свободного падения; z — высота данной точки потока над выбранной плоскостью сравнения ("высота положения").

Отношение p/ρ , или h_p , называется пьезометрической высотой ("высотой давления") — это высота, на которую должна подняться вода над данной точкой потока под влиянием гидростатического давления p в данной точке. В случае грунтового потока величина p/ρ равна глубине погружения данной точки относительно зеркала грунтовых вод, а в случае напорных вод — относительно пьезометрической поверхности (рис. 17).

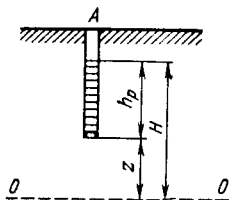


Рис. 17. Схема пьезометрического напора вод в земной коре

Гидравлический уклон (напорный градиент) — величина падения напора на единицу длины по направлению фильтрации. В формуле Дарси гидравлический уклон представлен выражением $\Delta H/\Delta l$.

Обозначая $i = \Delta H/\Delta l$, формулу Дарси можно записать в виде

$$Q = k_{\phi} F i. \quad (\text{III.3})$$

Напоры в пределах потока распределены в соответствии с положением пьезометрической поверхности. Поверхности, обладающие во всех точках равными напорами, называются поверхностями равных напоров. Следы сечения этих поверхностей кровлей водоносного пласта — линии равных напоров. Проекция этих последних на горизонтальную плоскость — гидроизопьезы (для грунтовых вод — гидроизогипсы).

Линии токов пересекают поверхности равных напоров под прямым углом. Система линий равных напоров и перпендикулярных к ним линий тока образует гидродинамическую сетку.

Скорость фильтрации можно получить, разделив величину потока на площадь поперечного сечения фильтрующей среды, т.е.

$$v = k_{\phi} i. \quad (\text{III.4})$$

Следовательно, скорость фильтрации равна произведению коэффициента фильтрации на гидравлический уклон.

Коэффициент фильтрации прямо пропорционален проницаемости фильтрующей среды и обратно пропорционален вязкости фильтрующейся жидкости. Обозначая проницаемость через $k_{\text{пр}}$, а вязкость через μ , закон Дарси можно выразить следующим образом:

$$v = k_{\text{пр}} \rho / \mu i. \quad (\text{III.5})$$

Для гидрогеологии (особенно нефтегазовой) значительный интерес представляет вопрос о нижнем пределе применимости закона Дарси, т.е. о минимальных величинах проницаемости среды, гидравлического уклона и скорости фильтрации (а также о максимальных величинах вязкости жидкости), при которых движение жидкости подчиняется закону Дарси в его первоначальном виде. В последнее время исследователи приходят к выводу, что в общем виде закон фильтрации можно записывать в скоростной форме:

$$v = k_{\phi} (i - i_{\text{н}}) \quad \text{при } i > i_{\text{н}}, \quad (\text{III.6})$$

где $i_{\text{н}}$ — начальный градиент фильтрации.

Смысл такой записи в том, что движение жидкости может начаться только в том случае, когда фактический гидравлический градиент превышает некоторую величину (которая по имеющимся данным имеет порядок 10^{-3}).

§ 3. ОСОБЕННОСТИ ДВИЖЕНИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД И РАССОЛОВ. ПРИВЕДЕННЫЕ ДАВЛЕНИЯ

В земной коре встречаются как пресные воды, так и минерализованные воды и рассолы. И пресные, и минерализованные воды, и рассолы могут находиться в пределах одного водоносного пласта, одного фильтрационного потока. Таким образом, фильтрующаяся жидкость в пределах одного фильтрационного потока может быть неоднородной по составу и свойствам. Величинами, характеризующими фильтрующуюся жидкость, в линейном законе фильтрации служат плотность и вязкость. Скорость фильтрации обратно пропорциональна вязкости жидкости. Между тем известно, что вязкость природных вод и рассолов прямо пропорциональна их минерализации. Следовательно, скорость фильтрации минерализованных вод и рассолов при прочих равных условиях меньше скорости фильтрации пресных вод. Например, по данным А.И. Силина-Бекчурина скорость пресных вод при температуре 20 °С больше скорости фильтрации палеозойских рассолов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна в 1,58 раза. При более высоких температурах эта разница будет уменьшаться, при температуре 100–150 °С соотношения должны быть уже совершенно другими.

Неоднородность свойств жидкости в пределах фильтрационного потока необходимо учитывать также при определении напора и напорного градиента. Величины напора и пьезометрической высоты зависят от плотности жидкости.

Если иметь дело только с пресными водами, плотность которых равна единице, то можно принимать пьезометрические высоты численно равными гидравлическим давлениям, и непосредственно по статическим уровням в скважинах строить карты гидроизопъез, определять гидравлический уклон и т.п.

Для минерализованных вод и рассолов, плотность которых выше единицы и к тому же различная в разных точках пласта, положение совершенно другое. В таких случаях непосредственно по статическим уровням, замеряемым в скважинах, нельзя определить гидравлический уклон и направление потока, так как величина этих уровней зависит и от плотности жидкостей.

Для исключения влияния неоднородности жидкостей определяют приведенный напор и приведенное давление. Известно несколько методов расчета приведенных давлений.

По И.Я. Ермилову, минерализованные воды и рассолы пересчитываются на пресные воды и приводятся к общей плоскости сравнения. Расчет ведется по формуле

$$p_{\text{пр}} = (h + z) \rho, \quad (\text{III.7})$$

где $p_{\text{пр}}$ — приведенное давление; h — статический уровень воды в скважине; ρ — плотность воды в скважине; z — высота забоя скважины над выбранной плоскостью сравнения.

Эта простейшая методика пригодна лишь для тех случаев, когда воды незначительно различаются по величинам минерализации и плотности.

По А.И. Силину-Бекчурину минерализованные воды и рассолы пере-

считываются на воды условной плотности в зависимости от положения забоя скважины по отношению к выбранной плоскости сравнения и от плотности воды на этой плоскости. В основе метода лежит функциональная зависимость плотности вод от глубины залегания. Приведенное давление выражается как функция глубины следующим образом:

$$p_{\text{пр}} = p_i + \int_a^i \rho_z dz, \quad (\text{III.8})$$

здесь p_i — известное гидростатическое давление на любой из плоскостей, проведенных вдоль по потоку; $\int_a^i \rho_z dz$ — статическое давление столба жидкости между плоскостями a и i .

Эта формула применима лишь в условиях детальной гидрохимической изученности разреза и практически не используется.

Для приближенного расчета приведенного давления А.И. Силиным-Бекчуриным предложена формула

$$p_{\text{пр}} = h \rho_1 + \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} z, \quad (\text{III.9})$$

где h — статический уровень в скважине; ρ_1, ρ_2 — плотность воды соответственно в скважине и на выбранной плоскости сравнения; z — высота забоя скважины над плоскостью сравнения.

Эта формула выведена для условия прямолинейного изменения плотности с глубиной. При обычных условиях она дает погрешность в несколько процентов.

Важное значение имеет выбор плоскости сравнения. Она должна отвечать следующему условию: во всех точках ее пересечения с водоносным пластом гидростатические давления одинаковы. Этому условию удовлетворяют только те плоскости, на которых плотность жидкости в пласте одинакова во всех точках, а в общем случае — лишь те, на которых плотность жидкости максимальна (a_3 и a_4 на рис. 18).

Как следует из сказанного, правильный выбор плоскости сравнения представляет значительные трудности. Требуется такие данные, которых часто еще нет. Поэтому на практике плоскость сравнения иногда выбирают на глубине, на которой в данный момент известна максимальная плотность воды в пределах изучаемого пласта. В малоизученных районах такая практика может приводить к существенным погрешностям, особенно если напорные градиенты невелики.

Формула (III.9) получила значительное распространение и в последнее время служит основной формулой для расчетов приведенных давле-

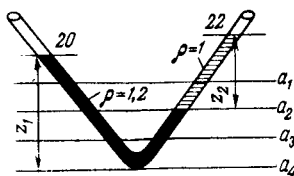


Рис. 18. Схема, иллюстрирующая выбор плоскости сравнения напорных минерализованных и пресных вод в прогнутом пласте (по А.И. Силину-Бекчурину)

ний. Там, где гидравлические уклоны относительно велики (в межгорных и предгорных областях), при правильном выборе плоскости сравнения она дает в общем достаточно точные результаты; погрешность 2–4 % при таких условиях не имеет существенного значения.

Указывая на значительные погрешности, возникающие вследствие условности выбора плоскости сравнения, И.К. Зерчанинов предложил метод попарного последовательного сопоставления напоров скважин по выбранным профилям. В основе метода лежит уравнение

$$p'_{\text{пр}} = (h_1 \rho_1 + z' (\rho_1 + \rho_2) / 2 - h_2 \rho_2), \quad (\text{III.10})$$

где $p'_{\text{пр}}$ – разница приведенных давлений в сравниваемых скважинах; h_1 и ρ_1 – статический уровень и плотность воды в первой (по выбранному профилю) скважине; h_2 и ρ_2 – то же, во второй (следующей по выбранному профилю) скважине; z' – разница глубин вскрытия пласта в двух скважинах.

Как можно заметить, данный метод основан на формуле А.И. Силина-Бекчурина (III.9), но отличается отказом от общей плоскости сравнения.

Еще один уточненный способ расчета приведенных давлений предложен В.В. Ягодиным. По этому способу приведенное давление рассчитывается на основе эмпирических кривых изменения плотности вод в зависимости от глубины, характерных для данного конкретного района. Таким образом, представляется возможность избавиться от погрешности, связанной с допущением прямолинейной зависимости плотности от глубины.

Расчет приведенного давления по В.В. Ягодину ведется по формуле

$$p_{\text{пр}} = h \rho + \int_{H_1}^{H_2} \rho_z dz (h/a)^{1/n} dh, \quad (\text{III.11})$$

или с решением интеграла –

$$p_{\text{пр}} = h \rho + \frac{1}{a^{1/n}} \frac{1}{1/n+1} (H_2^{1/n+1} - H_1^{1/n+1}) \quad (\text{III.12})$$

В формулах (III.11) и (III.12) $p_{\text{пр}}$ – приведенное давление; величины H_1 , H_2 , h показаны на рис. 19; a и n – коэффициенты логарифмиче-

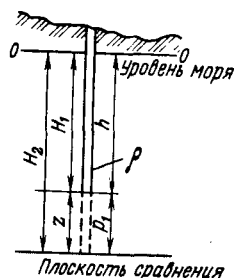


Рис. 19. Схематическое изображение приведения напоров к плоскости сравнения (по В.В. Ягодину)

ского уравнения эмпирической кривой изменения плотности с глубиной — $H = a\rho^n$. Коэффициенты a и n находят путем решения двух уравнений, составленных по двум произвольно выбранным точкам на кривой, предварительно убедившись в правильности подобранной функции построением после логарифмирования линейной зависимости H от ρ .

Преимуществом формулы В.В. Ягодина перед формулой А.И. Силина-Бекчурина является замена выражения $(\rho_1 + \rho_2)/2z$, отвечающего линейному закону, выражением $\int_{H_1}^{H_2} \rho_z dz (h/a)^{1/n} dh$, отвечающим логарифмическому закону изменения плотности подземных вод и рассолов с глубиной, что гораздо ближе к природным условиям.

Метод В.В. Ягодина можно использовать при детальных исследованиях в хорошо изученных районах. Только при таких условиях можно с достаточной точностью выявить характер изменения плотности вод и рассолов с глубиной, а также правильно выбрать плоскость сравнения.

Определение приведенных давлений в некоторых случаях осложняется еще тем обстоятельством, что плотность вод уменьшается с ростом температуры. Поэтому плотность воды, определенная в условиях земной поверхности, может отличаться от плотности той же воды в пластовых условиях. На необходимость учета температуры пласта при определении приведенных напоров указал Н.М. Кругликов. Влияние температуры особенно существенно там, где при высоких ее значениях (100 °С и выше) воды имеют сравнительно низкую минерализацию. В настоящее время, когда скважинами вскрываются пласты на очень больших глубинах, учет температур становится необходимым.

Температурные поправки при расчетах приведенных давлений предложены М.В. Мирошниковым:

$$\rho_t = \rho_{t_0} + A(t_0 - t)/1000, \quad (\text{III.13})$$

где ρ_t, ρ_{t_0} — плотности воды при температуре соответственно t и t_0 ; A — температурный коэффициент плотности при 20 °С.

Э.И. Нойманн и В.А. Кудряков (1965 г.) разработали некоторые общие критерии выбора рациональной методики подсчета приведенных напоров вод. Они предложили считать какой-либо метод применимым в том случае, если величина расчетной погрешности (в определении приведенного напора) при данной методике меньше погрешности измерения, зависящей от неточных замеров статических уровней и плотностей вод. Величину же расчетной погрешности следует определять путем сопоставления поправок приведения напоров, полученных по данной (оцениваемой) методике и по наиболее точной методике, учитывающей реальный закон изменения плотности вод с глубиной (практически это будет методика В.В. Ягодина). Например, для упрощенной формулы А.И. Силина-Бекчурина (III.9) величина расчетной ошибки ΔH будет определяться выражением

$$\Delta H' = \int \rho_z dz - z(\rho_1 + \rho_2)/2. \quad (\text{III.14})$$

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ, СКОРОСТИ И РАСХОДА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ

Знание направления, скорости и расхода природных подземных потоков нужно для целей нефтегазовой гидрогеологии, разведки месторождений вод и рассолов, инженерной гидрогеологии и др.

Определение направления и скорости движения вод в земной коре непосредственно полевыми наблюдениями возможно лишь для грунтовых и карстовых потоков, редко — для напорных вод. Для прямого определения направления и скорости движения вод применяют индикаторы, загружаемые в специальные скважины и затем фиксируемые в соседних наблюдательных скважинах. В качестве индикаторов используют красители (фуксин, флюоресцин и др.), электролиты (например, нашатырь), радиоактивные изотопы.

657
Прямое определение направления и скорости движения вод возможно при относительно большой скорости движения. Скорость движения некоторых грунтовых вод, например так называемых подрусловых потоков, движущихся в аллювии под дном рек параллельно последним, может достигать несколько километров в сутки. Максимальная скорость напорных вод (как и большинства грунтовых), по-видимому, не превышает нескольких километров в год. Для вод нефтегазоносных пластов следует считать очень высокими даже скорости, в 100 раз меньшие.

Важнейшие способы определения направлений, скоростей и расходов водных потоков в земной коре — расчетные. Направления и скорости движения грунтовых вод находятся по картам гидроизогипс, напорных вод — по картам гидроизопьез или гидроизобар. Основным исходным фактическим материалом для определения этих параметров движения напорных вод служат замеренные в скважинах их статические уровни. Параллельно определяются плотности и температуры этих вод.

Если невозможно получить надежные данные о статических уровнях, то иногда используют величины пластовых давлений, замеренные манометрами. Однако эти данные в общем случае недостаточно точны и применять их можно лишь при наличии предварительной ориентировочной оценки направления потока.

Располагая данными по статическим уровням и плотностям жидкостей, с помощью описанных выше методов (III.8), (III.9), (III.10) и др. рассчитывают величины приведенных давлений; при наличии термальных вод желательна поправка температурных поправок (III.13). По вычисленным величинам приведенных давлений строят карты гидроизопьез (гидроизобар).

На картах гидроизопьез (гидроизобар) намечают положение линий тока, т.е. определяют направление движения подземных вод. Затем определяют гидравлический уклон. Если величина гидравлического уклона меняется по направлению потока в пределах участка, характеризуемого картой, то вычисляют его среднюю величину (обычно $n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^{-4}$) или разбивают поток на участки, для которых дальнейшие расчеты ведут раздельно.

Зная величину гидравлического уклона, а также величины вязкости жидкости и проницаемости коллектора (по данным лабораторных определений и соответствующим расчетам), определяют скорость фильтрации по формуле (III.5).

Наконец, рассчитывают расход потока:

$$Q = mvF, \quad (III.15)$$

где m – коэффициент эффективной пористости; v – средняя действительная скорость фильтрации; F – площадь поперечного сечения фильтрующих пород (живое сечение потока).

Сечение выбирают вкрест направления потока (створ) и подсчитывают его площадь, исходя из данных о эффективной мощности пласта (т.е. суммарной мощности входящих в его состав водопроницаемых пропластков).

§ 5. КОНЦЕНТРАЦИОННАЯ ЕСТЕСТВЕННАЯ КОНВЕКЦИЯ И ДИФфуЗИЯ В ВОДОНОСНЫХ ПОРОДАХ

Концентрационная естественная конвекция происходит под влиянием градиентов плотности внутри жидкости, в свою очередь обусловленных градиентом концентраций растворенных ионов и молекул. Такая конвекция может возникать, когда плотность растворов возрастает снизу вверх, т.е. когда воды или рассолы с большей минерализацией находятся над менее минерализованными.

Поскольку этот вид движения является механическим перемещением в пористой среде, т.е. фильтрацией, он должен описываться законами, аналогичными уравнениям фильтрации, но с учетом того, что градиенты давлений при естественной конвекции обусловлены различиями плотностей жидкостей.

Очевидно, что проявление естественной конвекции в чистом виде возможно лишь при полном отсутствии обычной фильтрации (вынужденной конвекции). По-видимому, направления этих двух видов движения не должны совпадать. В реальных условиях следует ожидать совместное проявление этих процессов и наложение их друг на друга.

Диффузия растворенных в подземных водах веществ (ионов, солей, газов) происходит в соответствии с законом Фика:

$$Q = DF(\Delta C/\Delta l), \quad (III.16)$$

где Q – расход диффузионного потока; D – коэффициент диффузии – величина, зависящая от свойств диффузионной среды и от свойств диффундирующего вещества; F – площадь поперечного сечения потока; ΔC – перепад концентраций диффундирующего вещества; Δl – длина участка диффузионного потока.

Для познания роли диффузии в перемещении вещества подземных растворов существенное значение имеют определения коэффициентов диффузии. Для ионов хлора (вещества, дающего максимальные концентрации в природных растворах) экспериментально установленные коэффициенты диффузии в различных осадочных породах составляют в среднем $n \cdot 10^{-5}$ – $n \cdot 10^{-6}$ см²/с; на два-три порядка ниже (в плотных породах) значения коэффициентов диффузии метана. Однако эти данные относятся к образцам, свойства которых отличаются от свойств этих веществ в естественном залегании.

§ 6. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

При изучении естественных (техногенно не измененных) гидрогеологических бассейнов, особенно их глубоких частей, методы классической гидродинамики (включая гидродинамическое моделирование) мало применимы. Здесь большое значение имеют такие особенности, как неьютоновские свойства жидкости, непостоянство каналов фильтрации, взаимодействие и взаимопереходы твердой и жидкой фаз, близость величин скоростей и масштабов конвективного и диффузионного видов массопереноса, развитие субвертикальных межпластовых перетоков и т.п. Обычен также недостаток информации о характере среды массопереноса, конкретных взаимоотношениях твердой и жидкой фаз и т.д. Это заставляет прибегать к косвенным методам, фиксирующим лишь следы массопереноса.

Методы изучения движения водных растворов в нефтегазоносных бассейнах можно классифицировать следующим образом: 1) методы прямых наблюдений; 2) расчетные методы на базе современных гидрогеодинамических параметров (включая моделирование); 3) косвенные методы.

Методы прямых наблюдений результативны только в техногенных и техногенно измененных (нарушенных) системах. Сюда относятся индикаторные методы и методы наблюдения за интерференцией скважин и вообще любых горных выработок, а также за интерференцией этих выработок с естественными источниками.

Примерами могут быть классические наблюдения И.Н. Стрижова и Н.Т. Линдтропа в Грозненском нефтеносном районе: источник Восточный в Горячеводске, приуроченный к пласту XIII миоцена и расположенный вблизи Новогрозненского нефтяного месторождения, в 1916 г., когда начали эксплуатировать это месторождение, давал 1220 м³/сут, а в 1932 г., когда уровень жидкости в скважинах на месторождении снизился до уровня (высотной отметки) расположения источника, иссяк.

Расчетные методы с использованием современных гидрогеодинамических параметров (включая параметры физико-химической гидродинамики) до последнего времени считались основными для исследования условий движения водных растворов в нефтегазоносных бассейнах.

Наиболее часто применяют метод определения гидравлических градиентов, скоростей и расходов фильтрационных потоков по данным замеров давления и уровней. Этот метод обычно дает большие погрешности, главным образом из-за невозможности с необходимой точностью определять параметры весьма неоднородной среды фильтрации, недостаточной ясности истинных путей фильтрации и соотношений вертикального и латерального ее направлений (вертикальное направление выявляется, например, с помощью пьезограмм разрезов). Иногда гидравлический градиент получается меньше предполагаемого начального градиента, тогда расчеты по формуле Дарси теряют смысл.

Другой расчетный метод — балансовый, разработанный в последние десятилетия В.А. Всеволожским, А.А. Дзюбой, состоит в сопоставлении приходной (питание) и расходной (разгрузка) частей водного

баланса бассейна, водоносного горизонта. Для нефтегазоносных бассейнов характерны случаи, когда учесть можно лишь разгрузку.

Ненадежность расчетов по замеряемым гидрогеодинамическим параметрам вызывает необходимость применения ко с в е н н ы х м е т о д о в изучения массопереноса — по фиксируемым его следам. К числу таких следов можно отнести: смещение залежей нефти и газов (наклоны газожидкостных контактов); эффекты В.П. Савченко — смещение водных ореолов рассеяния залежей газов и нефти; гидрогеохимические и гидрогеотермические аномалии, фиксирующие межпластовые перетоки; латеральную гидрогеохимическую зональность, в первую очередь свидетельствующую о распространении и изменении инфильтрованных вод; минеральные жилы.

Один из названных показателей — смещение залежей — позволяет проводить некоторые расчеты, например, гидравлический градиент можно определить обратным путем из формулы Хабберта (см. главу X). С помощью других показателей (следы) можно делать только качественные заключения.

В перспективе определенные сведения о движении водных растворов можно будет получать из результатов сейсмогидрогеологических наблюдений (при землетрясениях гидравлические градиенты могут возрастать на два-три порядка).

Контрольные вопросы

1. Какие формы движения водных растворов преобладают в земной коре?
2. Какие условия ограничивают действие закона Дарси?
3. Зачем определяют приведенные давления в водоносных пластах?
4. Какой метод расчета приведенных давлений наиболее распространен?
5. Какие подходы возможны при расчетах скорости массопереноса в водоносных пластах?
6. В каких условиях диффузия может считаться основной формой массопереноса в земной коре?

Глава IV

ФОРМИРОВАНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ В ЛИТОСФЕРЕ

Проблема формирования водных растворов в литосфере вообще и в нефтегазоносных бассейнах, в частности, очень сложна и в то же время важна как в теоретическом, так и в практическом отношении. Она включает вопросы генезиса растворителя — молекул воды, вопросы формирования состава растворенных веществ — газов, ионов, солей в растворах с растворителями разного генезиса. Эти две группы вопросов тесно связаны, но каждый из них в известной мере имеет и самостоятельное значение. Растворитель и растворенные вещества могут иметь разную историю. Особое значение (почти решающее) для формирования и изменения водных растворов в нефтегазоносных бассейнах имеет взаимодействие

жидкой фазы с твердым веществом пород. Определенную роль играет также взаимодействие водных растворов с газовой фазой и органическим веществом (живым и неживым). Вследствие взаимодействия жидкой и твердой фаз в значительной мере изменяются фильтрационно-емкостные свойства пород, что тоже имеет важное значение для гидрогеологии бассейна.

§ 1. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Генетическая классификация водных растворов в литосфере (и в нефтегазоносных бассейнах, в частности) должна основываться прежде всего на определении источника происхождения растворов, причем в первую очередь — происхождения растворителя. По содержанию вещества растворителя в растворе, как правило, резко преобладает над растворенными веществами. В большинстве случаев генезис растворителя совпадает или находится в определенном соответствии с генезисом растворенных веществ. В связи с этим можно выделить следующие генетические типы водных растворов, встречающихся в нефтегазоносных бассейнах: талассогенные, атмогенные, литогенные, конденсатогенные, техногенные и гипогенные.

В т а л а с с о г е н н ы х водных растворах (солёные воды и рассолы) как растворитель, так и растворенные вещества имеют морской генезис. Такие растворы формируются в основном за счет вод, поступающих в литосферу при седиментации (седиментогенезе), поэтому они могут называться и седиментогенными. К этому же типу относятся э п и т а л а с с о г е н н ы е водные растворы, происходящие из озер и лагун морского генезиса, обычно солеродных (соляных), но иногда и опресненных (в последнем случае имеется примесь вод атмогенного типа). Состав талассогенных водных растворов в стратиферу формируется (преобразуется) в результате протекания различных процессов, главным образом процессов их взаимодействия с твердой фазой осадочных толщ (обмен изотопами, катионами, поступление газов и т.д.), но в пределах стратиферы добавочно поступающее в раствор вещество имеет в основном также морской генезис.

А т м о г е н н ы е (м е т е о г е н н ы е , г и п е р г е н н ы е) водные растворы (обычно пресные, солоноватые, реже солёные, изредка рассолы) имеют атмосферный генезис и формируются главным образом за счет вод, проникающих в литосферу путем инфильтрации при гипергенезе. Атмосферное происхождение здесь имеет растворитель, а в начале существования атмогенных растворов — также главная часть растворенных веществ; затем происходит растворение других веществ, в основном морского происхождения. К этому же типу нужно относить и седиментогенные растворы, формирующиеся в отложениях пресных водоемов с атмогенными водами (часто смешанными с морскими).

Л и т о г е н н ы е (к а т а г е н н ы е) водные растворы — это растворы главным образом с "возрожденным" растворителем, образовавшимся из химически связанных молекул воды, высвобождающихся при дегидратации различных минералов осадочных пород (дегидратационные

воды), и с растворенными компонентами из вещества осадочных толщ. Такие растворы формируются в ходе литогенеза на стадии катагенеза. Молекулы воды в них и по изначальному изотопному составу, и по структуре отличны от молекул морских (и любых других) вод; по растворенным компонентам они тоже своеобразны. Большинство исследователей в настоящее время признается важная роль таких вод в нефтегазообразовании.

Помимо растворов с водой возрожденного характера к типу литогенных следует отнести также растворы с хемогенным растворителем, образующимся при различных химических реакциях в стратиффере (разложение гидрокарбонатов и некоторых органических соединений, окисление сероводорода, конверсия метана и др.). По-видимому, количество таких вод (хемогенный подтип) относительно ограниченное, они не образуют самостоятельных скоплений.

К о н д е н с а т о г е н н ы е водные растворы особенно характерны для нефтегазоносных бассейнов, где они связаны со скоплениями УВ. Растворитель в них образуется при выделении из газового (метанового) раствора (паро-водно-газовой смеси), растворенные вещества большей частью талассогенные, так как процессы образования и разрушения водно-газовых растворов и смесей идут главным образом при катагенезе морских отложений. Поскольку при прохождении воды через парообразную и газорастворенную фазы изотопный состав ее претерпевает существенные изменения (как и в предыдущем случае), конденсатогенные водные растворы можно выделить в особый тип. Обычно они образуют лишь локальные скопления, однако о максимальных размерах таких скоплений достоверных данных пока нет.

Г и п о г е н н ы е водные растворы в нефтегазоносных бассейнах (и в стратиффере вообще) могут появляться снизу, с больших глубин; растворитель и часть растворенных веществ в них имеют глубинный генезис. Эти растворы можно разделить на метаморфогенные, магматогенные и мантийногенные. В число метаморфогенных водных растворов следует включать и высвобождающиеся вакуольные воды, которые в сущности могут представлять собой растворы, сформированные в осадочной толще. Для растворителя в гипогенных растворах (кроме вакуольных) характерно синтетическое происхождение — из ионов H^+ и OH^- (протонов и гидроксидов). Существование скоплений растворов этого типа в нефтегазоносных бассейнах (включая и изученные части фундамента последних) достоверно не установлено¹.

Т е х н о г е н н ы е водные растворы появляются в нефтегазоносных бассейнах в основном при искусственном заводнении нефтяных залежей; при сбросе промышленных стоков и т.п. Растворитель может иметь различный, в том числе и смешанный генезис; растворенные компоненты частично техногенные (промышленные отходы, различные реагенты, ингибиторы и т.п.). Техногенные растворы, вытесняя природные, могут образовывать локальные скопления.

¹ Стоит отметить, что по некоторым новейшим представлениям (Г.Б. Наумов, 1984 г.) в мантии воды нет.

§ 2. ГЕНЕЗИС ВОДНЫХ РАСТВОРОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

В нефтегазоносных бассейнах известны растворы всех выделенных выше генетических типов, кроме гипогенного (?), а также содержатся весьма большие объемы растворов, сформировавшихся при смешивании (диффузионном и др.) веществ различного происхождения.

Диагностика и определение относительной доли растворов разных генетических типов опирается на ряд критериев, из которых главное значение имеют: изотопный состав молекул воды; концентрация (отчасти и изотопия) различных растворенных газов, солей, ионов, органических компонентов, микроэлементов; условия залегания и пространственные соотношения растворов разных генетических типов (различающихся по изотопному и химическому составу); палеогеогеология — история формирования водных растворов.

Использование масс-спектрометрических методов анализа стабильных изотопов водорода и кислорода позволяет наиболее точно и надежно определять генетическую принадлежность вещества растворителя в водных растворах в литосфере, а следовательно, в подавляющем большинстве случаев и основной части вещества этих растворов в целом. В последние годы обширные и важные работы в этой области проведены Ю.Б. Селецким, В.И. Ферронским, В.Е. Ветшейном, А.М. Никаноровым, М.Г. Тарасовым, Ю.М. Федоровым, Е.В. Пиннекером, А.Д. Назаровым и другими исследователями, в результате чего общая картина связи изотопного состава и генезиса водных растворов в нефтегазоносных бассейнах представляется достаточно определенной.

Приведенный на рис. 20 график позволяет проследить некоторые общие закономерности формирования изотопного состава водных растворов бассейнов, а следовательно, и самих этих растворов в целом. Штриховым контуром на графике ограничено поле точек изотопного состава вод различных нефтегазоносных бассейнов нашей страны и США.

На рис. 20 приведены также генетические линии I—III формирования и изменения природных водных растворов. Линии I и II отвечают соответственно атмосферным (метеорным) водам (так называемая линия Крейга) и разбавлению ими океанической воды. Так, водные растворы меловых горизонтов в пределах Каневско-Березанского вала, в формировании которых, возможно, принимала участие инфильтрация талых вод горных ледников Большого Кавказа, характеризуются более низким содержанием изотопов D и ^{18}O , чем даже дождевая вода Ростова-на-Дону и пресная вода Симферопольского водохранилища (где имеются примеси компонентов морских вод).

Правее этих линий, т.е. в сторону увеличения содержания ^{18}O , на графике рис. 20 располагаются водные растворы эпиталассогенных водоемов (рапы соляных озер), основная часть рассолов мезозойских отложений Предкавказья, рассолы экспериментального испарения. При испарении морской воды в солеродных водоемах после начала садки хлорида натрия концентрация изотопов D и ^{18}O снижается (эффект Гонфиантини), что видно на графике по положению точек рап соляных озер и части рассолов мезозойских отложений Предкавказья, в основном, очевидно,

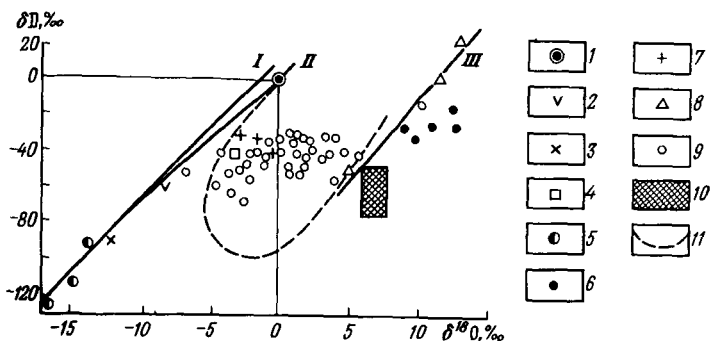


Рис. 20. Взаимосвязь величин δD и $\delta^{18}O$ природных вод Предкавказья (по М.Г. Тарасову, 1982 г., с изменениями)

Воды: 1 – океаническая, 2 – Симферопольского водохранилища, 3 – дождевая (г. Ростов), 4 – Черного моря, 5 – инфильтрационные Каневско-Березанского вала, 6 – конденсатогенные Терско-Сунженской области; 7 – рапа солеродных озер; 8 – рассолы экспериментального испарения; 9 – рассолы мезозойских отложений; 10 – поле мантийногенных вод (по Д. Уайту); 11 – ореол литосферных вод, преимущественно талассогенных, в закрытых бассейнах нашей страны и США (по данным В.И. Ферронского, Е.В. Пиннекера, Э.Т. Дегенса). Линии, характеризующие: I – изотопный состав метеорных вод; II – разбавление океанических вод поверхностными; III – выпаривание литосферных вод

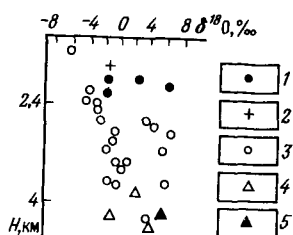
возникших из этих рап. В то же время можно заметить, что в значительной части мезозойских рассолов происходит увеличение содержания ^{18}O ("кислородный сдвиг"). Это объясняется, во-первых, процессами обмена изотопами кислорода между водой и кислородосодержащими минералами (главным образом карбонатами), и, во-вторых, появлением при катагенезе примеси дегидратационных вод, характеризующихся повышенной концентрацией ^{18}O . В правом верхнем углу графика находятся пресные и опресненные конденсатогенные воды, сопутствующие газовым залежам, для которых отмечаются сравнительно низкое содержание D и крайне высокое содержание ^{18}O (до 14 ‰ ^{18}O на весь кислород). Эти особенности изотопного состава воды объясняются интенсивным изотопным кислородным обменом в системе вода – карбонаты при температуре более 200 °C.

Наконец, можно заметить, что так называемые ювенильные (гипогенные) воды на графике рис. 20 занимают совершенно обособленное положение и по изотопному составу не обнаруживаются признаков сопряженности с ними других вод.

О связи изотопного состава и генезиса литосферных вод свидетельствует также график на рис. 21, на котором показано закономерное возрастание содержания изотопа ^{18}O с увеличением глубины залегания вод. При этом выявляется различие между верхнемеловыми водами (Предкавказье), залегающими преимущественно в карбонатах, и водами других горизонтов, коллекторы которых в основном терригенные. Верхнемеловые воды содержат больше ^{18}O , чем нижнемеловые, юрские и триасовые на тех же глубинах. Это явление можно объяснить "кислородным

Рис. 21. Зависимость содержания ^{18}O в литосферных водах Предкавказья от глубины залегания водоносных горизонтов (по М.Г. Тарасову, 1982 г.).

Рассолы в отложениях: 1 – верхнемеловых, 2 – нижнемеловых, 3 – юрских, 4 – триасовых; 5 – глубокозалегающие маломинерализованные воды в триасовых отложениях



сдвигом” в карбонатных коллекторах верхнемелового возраста. Концентрация ^{18}O в водах пород верхнего мела, юры и триаса достигает характерных для верхнего мела максимальных величин ($\delta^{18}\text{O}$ 5–6 ‰) лишь на глубинах более 4 км, где наиболее развиты процессы дегидратации глинистых минералов.

В.Е. Ветштейн (1983 г.), используя кривые Х. Крейга и кривые испарения морской воды, с помощью номограммы изотопного смешивания определял процент “инфильтрационной составляющей”. Однако полученные им величины нельзя считать надежными, так как не были учтены роль опресненных водоемов седиментации с большой долей атмосферных вод (например, в Западной Сибири) и отмеченный выше эффект Гонфиантини (в Восточной Сибири). Заслуживает внимания тот факт, что нигде не обнаруживается примесей мантийногенных (гипогенных) вод. Новейшие материалы по изотопии водорода и кислорода в водных растворах обобщены А.М. Никаноровым и Ю.М. Федоровым (1988 г.).

На базе рассмотренных данных по изотопии водорода и кислорода воды можно заключить, что по заполняемому объему в нефтегазоносных бассейнах первое место занимают т а л а с с о г е н н ы е водные растворы (включая эпиталассогенные), часто существенно измененные процессами взаимодействия с твердой фазой пород, газами, ОВ и водными растворами иного генезиса. Этот вывод подтверждается данными по концентрации и составу растворенных веществ: высокой минерализацией (рассольной, т.е. более 35–50 г/кг) вод, пониженными величинами натрий-хлорного (менее 0,85) и хлор-бромного (менее 300) отношений, повышенным содержанием углеводородных газов и ряда микроэлементов, концентрирующихся в солеродных водоемах морского генезиса (лития, стронция, рубидия, цезия и т.п.). Указанные геохимические особенности объясняются талассогенной природой растворов и их диагенно-катагенными преобразованиями в условиях отсутствия влияния гипергенеза.

Другим свидетельством морского происхождения основной массы водных растворов в нефтегазоносных бассейнах служат закономерности их распространения. Растворы с охарактеризованными выше геохимическими чертами (обликом) занимают внутренние части бассейнов, в периферийных зонах которых находятся растворы существенно иного характера. Эпиталассогенные рассолы тяготеют к внутренним (межсолевым) частям соленосных толщ.

Сопоставления составов растворенных минеральных компонентов пластовых вод и растворов, отпрессованных из смежных глин (микроразтворов), проведенные В.В. Колодием для нескольких сот

пар проб из разных бассейнов, показали близость (вплоть до тождества) состава тех и других в подавляющем большинстве случаев. Поскольку сингенетичность микропоровых растворов вмещающим глинам не вызывает сомнений (за небольшими исключениями), это тождество доказывает седиментогенный характер пластовых вод.

Палеогидрогеологический анализ, проведенный во многих нефтегазоносных бассейнах, показывает преобладание в их прошлом этапов накопления талассогенных водных растворов, преобладание элизионного водообмена в общем балансе, а иногда и полное отсутствие инфильтрации атмосферных вод.

В последнее время появляется все больше свидетельств широкого распространения и важной роли в нефтегазоносных бассейнах, в их глубоких частях, также литогенных водных растворов. В большинстве случаев к ним следует относить солоноватые и слабосоленые воды (минерализация не выше 20 г/л), развитые на очень большой площади в нефтегазоносных пластах мела и юры Западно-Сибирского мегабассейна на глубинах более 2 км, затем столбообразно залегающие воды в ряде молодых бассейнов (например, в Южно-Каспийском) при высоте "столбов" до нескольких километров.

С наличием маломинерализованных литогенных водных растворов в глубоких горизонтах нефтегазоносных бассейнов бывает связана так называемая гидрохимическая инверсия, т.е. уменьшение (иногда и последующее повторное увеличение) минерализации водных растворов с глубиной и другие подобные изменения состава. Это наблюдается, например, в низах мезозойского разреза северной части Среднекаспийского бассейна, в меловых горизонтах Ферганского бассейна и т.д.

Литогенные водные растворы и их примеси выявляются как по понижению минерализации, так и по изотопному составу растворителя (повышенное содержание ^{18}O при невысокой концентрации D), по форме залегания (упомянутые "стобы", уходящие корнями в глубину), по связи с зонами повышенной глинистости вмещающих толщ. По этим признакам они отличаются от талассогенных растворов. От атмосферных литогенные растворы отличаются по характеру и концентрации растворенных газовых, ионных органических компонентов (причем эти отличия от атмосферных вод, за исключением общей минерализации, более резкие, чем отличия от талассогенных вод), а также (что очень важно!) по нахождению далеко от зон инфильтрации и на больших глубинах.

Маломинерализованные водные растворы, которые можно отнести к литогенному типу, выявляются в основном в тех бассейнах (или частях бассейнов), где отсутствуют или слабо развиты соленосные толщи; в других случаях можно говорить лишь о некоторой примеси таких растворов (в Волго-Уральском бассейне, по данным А.И. Чистовского; в Днепровско-Донецком, по данным В.А. Терещенко и др.).

Поскольку глубокие зоны многих нефтегазоносных бассейнов не изучены, то, вероятно, объемы литогенных водных растворов в целом гораздо больше, чем это представляется сегодня.

Конденсатогенные водные растворы в нефтегазоносных бассейнах детально изучены В.В. Колодием и А.М. Никаноровым. Эти растворы, тоже маломинерализованные, находятся в самих газовых залежах или непосредственно под ними, либо существуют самостоятельно, но

всегда образуют лишь локальные скопления. Такие особенности служат важным диагностическим признаком растворов данного генетического типа. Кроме того, они отличаются от вод других типов изотопным составом водорода и кислорода, часто очень низкой минерализацией (иногда ультрапресные), относительно и абсолютно очень высокой концентрацией ОВ (особенно уксусной кислоты) и некоторых микроэлементов (никель, ванадий, мышьяк, германий и др.).

А т м о г е н н ы е водные растворы распространены главным образом в верхних горизонтах бассейнов, характеризующихся отсутствием нефтегазоносности. Например, глубина распространения пресных и солоноватых вод с характерными чертами атмогенности (по изотопному и газовому составу) в некоторых районах достигает приблизительно 1 км (Азово-Кубанский, Днепровско-Донецкий бассейны). В ряде случаев преимущественно атмогенные растворы установлены и в промышленно нефтегазоносных пластах. Сводка данных по таким растворам в нефтегазоносных отложениях составлена Л.И. Морозовым. Ярким примером вод подобного рода могут служить воды горизонта IX месторождения Газли (Каракумский бассейн).

Г и п о г е н н ы е водные растворы в нефтегазоносных бассейнах не обнаружены. Можно говорить лишь о гипогенном происхождении некоторых компонентов в растворах других генетических типов (диоксид углерода среди газов, ртуть среди микроэлементов и др.).

§ 3. СТАДИЙНОСТЬ ЛИТОГЕНЕЗА И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Водные растворы пропитывают стратиферу от зоны (соответственно стадии) седиментогенеза до зон (стадий) метабенеза и гипергенеза включительно. Взаимодействуя с твердым веществом, они повсюду принимают активное участие в формировании и преобразовании пород и в то же время сами являются продуктом литогенетических процессов. Следовательно, речь должна идти об особенностях взаимодействия твердой и жидкой фаз последовательно для диагенеза, протокатагенеза, мезокатагенеза, апокатагенеза, метабенеза. При анализе каждой из названных стадий и подстадий литогенеза важно установить:

- происхождение доминирующих водных растворов;
- типичные гидрогеологические процессы;
- важнейшие литогенетические процессы, обусловленные взаимодействием водных растворов с твердым веществом осадков и пород;
- характерные изменения в составе водных растворов, происходящие благодаря тому же взаимодействию;
- главнейшие новообразования минералов, т.е. минералы, которые возникают как результат воздействия водных растворов ("гидрогенетические" минералы).

На стадии седиментогенеза главную роль играют гидросферные водные растворы (морей, озер и т.д.), однако может сказаться и некоторое косвенное влияние литосферных водных растворов (которые иногда, например при субаквальной разгрузке, в существенных количествах примешиваются к растворам, заполняющим водоем).

При диагенезе в морских осадках находятся талассогенные свободные и связанные водные растворы. В начале диагенеза содержание воды в осадках достигает 90 %, в конце — 40 %. Характерные для диагенеза гидрогеологические процессы — эксфильтрация водных растворов, элизионный водообмен, выжимание в основном свободных еще талассогенных водных растворов из сильно уплотняющихся илов в песчаные и другие относительно слабо уплотняющиеся слои.

Важнейшими литогенетическими процессами, идущими в результате взаимодействия твердой фазы осадков с пропитывающими их водными растворами при диагенезе, являются:

гидратация минералов и формирование вследствие этого различных гидроалюмосиликатов;

обмен катионами между растворами и твердым веществом, в первую очередь поглощенным комплексом, в значительной мере определяющий тип формирующихся гидроалюмосиликатов;

сульфидизация, в основном пиритизация, при взаимодействии сероводорода растворов с гидроксидами железа.

В результате характерными минеральными новообразованиями диагенеза могут считаться монтмориллонит, пирит (первоначально в виде главным образом мельниковита).

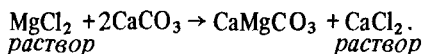
В составе водных растворов при диагенезе самым характерным изменением, происходящим преимущественно благодаря взаимодействию с инородной фазой (органическим веществом), можно назвать десульфатизацию (и десульфирование вообще), т.е. на этой стадии главным активным представителем твердой фазы осадков выступают органические компоненты, выделяющие УВ. Последние к тому же в существующих количествах могут находиться и в самих водных растворах. Вообще при диагенезе четкое разграничение фаз ввиду еще полужидкой консистенции осадков в целом затруднительно.

При протокатагенезе в морских отложениях находятся талассогенные водные растворы, преимущественно свободные в коллекторах и связанные в глинах.

Для этой подстадии литогенеза эксфильтрация элизионного характера остается главным гидрогеологическим процессом, но в нем участвуют в основном уже связанные водные растворы, находящиеся в глинах (бывшие до этого по преимуществу сорбционно-замкнутыми). После превращения илов в глины (конец диагенеза и начало протокатагенеза) собственно свободных водных растворов уже нет. Но под влиянием повышающегося литостатического давления часть сорбционно-замкнутых растворов (т.е. находящихся в обычном жидком состоянии в относительно крупных порах, сообщающихся между собой только через узкие поровые каналы, в которых жидкая фаза выклинивается) высвобождается и переходит в коллекторы.

Среди процессов протокатагенеза, идущих при взаимодействии твердой и жидкой фаз, наиболее характерны, по-видимому, процессы доломитизации (включая доломитизацию диспергированных карбонатов в терригенных породах), которые представляют собой разновидность катионного обмена между растворами и твердой фазой.

Доломитизация известняков идет, по-видимому, главным образом по реакции Марьянка



Условиями процесса служат: достаточная концентрация магния в растворе (существует при седиментации в море и соленых озерах) и температура выше 50–70 °С. В результате происходит абсолютное и относительное повышение концентрации кальция в хлоридных водных растворах.

Для изменений в составе водных растворов при протокатагенезе типичны обогачение их кальцием (результат доломитизации твердой части пород), появление существенно кальциевых хлоридных водных растворов.

При мезокатагенезе в глинистых породах преобладают связанные талассогенные водные растворы и растворы с возрожденным водным растворителем, а в коллекторах – генетически с ними сходные растворы, но еще со значительной долей свободных форм. Основным типом водообмена в породах остается эксфильтрационный, причем главную движущую роль здесь играют термическая дегидратация глинистых минералов и эксфильтрация водных растворов, формирующихся за счет возрожденных (дегидратационных) вод. Эти воды активно растворяют вещество из окружающей среды, однако не могут сразу приобрести высокую минерализацию. В результате примешивания их к талассогенным водным растворам, унаследованным от предшествующей подстадии, при мезокатагенезе появляются значительные массы относительно слабо минерализованных литогенных водных растворов.

Процессы дегидратации и соответствующей перестройки структуры глинистых минералов при мезокатагенезе представлены в первую очередь гидрослююдизацией монтмориллонита – процессом, выдающимся по своей роли в стратиферу (глинистые породы преобладают среди осадочных пород, монтмориллонит – первенствующий минерал глин).

Кроме дегидратационных превращений минералов для мезокатагенеза характерны еще два процесса, протекающие в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов при активном участии водных растворов. Первый – песчаный диапиризм, обусловленный появлением избыточных масс литогенных водных растворов и связанный, по-видимому, тоже с дегидратацией минералов, второй – образование разных цементов, особенно карбонатных, снижающих пористость пород. Вообще процессы цементации в тех или иных мерах и формах идут на разных этапах литогенеза, в том числе уже и в диагенезе. Но сильно влиять на емкостно-фильтрационные свойства пород (в сторону их ухудшения) они начинают в конце протокатагенеза и начале мезокатагенеза. Эти процессы не связаны с дегидратационными явлениями, скорее наоборот (вопрос этот еще слабо изучен).

В соответствии со сказанным о роли процесса гидрослююдизации монтмориллонита очевидно, что основными минеральными новообразованиями при мезокатагенезе в глинистых толщах будут иллит и другие гидрослюды, а также смешаннослойные минералы. Кроме того, характерно появление ряда "гидрогенных" минералов в результате выпадения осадков из водных растворов. Из них прежде всего следует назвать кальцит, опал, халцедон. В результате обменных процессов образуются и преобразуются также полевые шпаты (образуются главным образом

альбит и другие преимущественно натрийсодержащие алюмосиликаты).

При апокатагенезе продолжается термическая дегидратация глинистых минералов, главным образом гидрослюд, а также некоторых других минералов и, как следствие, появляются новые порции дегидратационных вод и возникающих на их основе литогенных водных растворов.

Кроме того, при температуре выше 270 °С должны проходить конверсия метана, количество которого в некоторых разрезах в результате процессов, проходивших в конце предшествующей подстадии, бывает очень большим — десятки кубических метров метана на кубический метр воды. Как следствие, появляются дополнительные количества хемогенной воды.

Среди минералообразующих процессов для апокатагенеза характерны серицитизация гидрослюд и продолжающееся выпадение преимущественно кремнистых цементов до полного исчезновения в них первичной пористости. Из минеральных новообразований особенно типичны серицит, халцедон.

Общая картина прогрессивного литогенеза будет неполной, если не охарактеризовать стадию начального метаморфизма — метакатагенеза, тем более, что переход от катагенеза к метакатагенезу определен далеко не точно. В начале метакатагенеза продолжается образование возрожденных вод, главным образом вследствие выделения гидроксильных групп при термическом разложении слюд. Таким образом и здесь появляются новые ресурсы растворителя для формирования водных растворов (уже метаморфогенных). В результате образования новых трещин под влиянием динамометаморфизма усиливаются процессы рециркуляции водных растворов по вновь возникающим трещинным геогидродинамическим системам. Происходит также химическая активация молекул воды, приобретающей кислотные свойства и вследствие этого оказывающей гидролитическое действие на некоторые минералы.

В итоге при метакатагенезе в твердой фазе пород происходят разрушение слюд до кварца, гидролиз карбонатов и некоторых силикатов. Главным результирующим твердым минеральным новообразованием здесь является кварц, идет окварцевание пород.

Главный импульс движения водных растворов в породах при гипокатагенезе создает инфильтрация атмосферных вод.

Величина инфильтрации (подземного стока) зависит от климата, растительности, рельефа, состава пород, слагающих данный участок земной поверхности. Она может быть определена из уравнения водного баланса речного или озерного бассейна:

$$Q_{\text{подз}} = N - V - Q_{\text{пов}}, \quad (\text{IV.1})$$

где $Q_{\text{подз}}$ — подземный сток, величина инфильтрации; $Q_{\text{пов}}$ — поверхностный сток; N — атмосферные осадки; V — испарение.

Все величины, входящие в правую часть уравнения, поддаются прямому измерению: количество атмосферных осадков и испарение — при помощи простых метеорологических приборов; поверхностный сток — гидрометрически, по расходу реки в нижнем ее течении.

Однако величина $Q_{\text{подз}}$, полученная из уравнения, вследствие пере-

токов вод по водоносным породам из одних бассейнов в другие и неоднократного перераспределения воды между горными породами и водотоками внутри речного бассейна может не совпадать с величиной инфильтрации.

Другой способ расчета инфильтрации атмосферных осадков – использование формулы $Q = 1000 M a F$, где Q – количество инфильтрующейся воды; M – количество атмосферных осадков; a – коэффициент инфильтрации; F – площадь области инфильтрации. Точное определение коэффициента инфильтрации a является весьма трудной задачей. Его величина колеблется в очень широких пределах. А.М. Овчинников считал возможным ориентировочно принять, что в среднем (для всей суши) он равен 0,1.

В отличие от рассмотренных стадий и подстадий перемещение растворов в рассматриваемом случае идет от зон инфильтрационного питания в глубь литосферы. Происходит взаимодействие водных растворов и твердой фазы пород при преобладании активной роли первых: растворение (например, карбонатов), гидролиз, окисление (сульфидов, УВ), гидратация различных минералов (оксидов, силикатов, алюмосиликатов, сульфатов). Вследствие этих процессов в больших количествах появляются новообразования – оксиды и гидрооксиды железа (лимонит, гидротетит и т.д.), гипс, опал, каолинит и др. В качестве отрицательных результирующих форм гипергенного взаимодействия жидкой и твердой фаз можно указать на карстовые образования. Для гипергенеза особенно характерны также биогидрогеохимические процессы.

Скорость выщелачивания, т.е. скорость перемещения по пласту границы зоны выщелачивания (выщелоченных пород), может быть определена по формуле А.Е. Орадovской $w = 0,15 n^{-0,831} v$, где n – засоленность породы; v – скорость фильтрации.

Состав водных растворов при гипергенезе может меняться в сторону разбавления или концентрирования, десульфатизации (при криптогипергенезе) или, наоборот, обогащения сульфатами при окислении сульфидов (при идиогипергенезе). Может происходить некоторое обогащение водных растворов микроэлементами – металлами, переходящими из сульфидных минералов.

Важно, что гипергенные изменения различны для растворов разного генезиса. Так, для растворов, сохранившихся от прежних стадий прогрессивного литогенеза, характерны разбавление и окисление, а для новых атмогенных растворов, наоборот, концентрирование и восстановление. Может происходить также смешивание водных растворов различного генезиса, а в зонах такого смешивания – на геохимических барьерах – могут осуществляться окислительно-восстановительные реакции.

Важнейшим гидрогеологическим процессом при магматизме является инфильтрация в осадочные породы (находящиеся на различных стадиях развития, от диagenеза до гипергенеза) водных растворов из магм и их дериватов, особенно интенсивная при кислом характере магм. Растворитель – частично гипогенный, частично захваченный (ассимилированный) из контактирующих с магматическими расплавами осадочных и метаморфических пород. Поэтому другим важным гидрогеологическим процессом здесь должна считаться ассимиляция водных растворов (или только воды) магматическими расплавами. Соотношение этих двух глав-

ных процессов сегодня еще не может считаться удовлетворительно изученным.

При появлении в осадочных породах дополнительных высокотемпературных и химически активных масс воды главное значение среди гидрогеохимических процессов приобретают гидролиз многих минералов осадочного происхождения, а также замена калием других металлов в полевых шпатах. В результате главнейшими и типичными минеральными образованиями этой своеобразной ветви литогенеза, возникающими при участии водных растворов, можно считать ортоклаз и микроклин. Для состава самих водных растворов характерно обогащение натрием и кальцием (вытесняемыми из полевых шпатов калием), а также рядом микроэлементов.

§ 4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ

Зональность как проявление закономерности дифференциации условий залегания и движения, свойств и состава литосферных вод и других признаков в гидрогеологии широко распространена. Впервые закон естественно-исторической зональности в природе был сформулирован в 1898 г. В.В. Докучаевым; на существование гидрогеологической зональности указывали В.И. Вернадский, Б.Л. Личков. Впоследствии Н.К. Игнатович явление гидрогеологической зональности выделил в качестве одного из основных гидрогеологических законов.

Различают зональность горизонтальную (широтную) и вертикальную. Широтная зональность обусловлена физико-географическими факторами и проявляется в основном в самых верхних частях земной коры, особенно отчетливо в горизонте грунтовых вод. Вертикальная зональность прослеживается в более глубоких горизонтах гидрогеологических (в том числе нефтегазоносных) бассейнов и определяется действием совокупности геологических (а также палеогидрогеологических) факторов. Зональность, выявляемая в результате бурения скважин, — это собственно вертикальная зональность. По погружению пластов в глубь бассейнов тоже проявляется зональность, называемая пластовой зональностью. Такое разделение, предложенное М.Е. Альтовским для вертикальной гидрогеологической зональности, справедливо для всех других видов гидрогеологической зональности.

В общем случае действие многочисленных факторов на литосферные воды и на окружающую их среду во времени и в пространстве приводит к формированию различных видов гидрогеологической зональности: гидрогеодинамической, гидрогеотермической, гидрогеохимической, газовой. Все эти виды зональности находятся в тесной взаимосвязи, но отождествлять их неправомерно, поскольку связи их не всегда носят прямой причинно-следственный характер.

Гидрогеологическая зональность во всех ее проявлениях, равно как и имеющие место отклонения от нее (азональные явления), — продукт длительной геологической истории развития земной коры.

Из сказанного выше следует, что генезис, формирование и изменения водных растворов в литосфере теснейшим образом взаимосвязаны с литогенетическими процессами, формирующими и изменяющими так-

же твердые компоненты пород, отсюда и гидрогеологическая зональность таким же образом связана с литологической зональностью, и вообще следует выделить в первую очередь литогидрогеологическую зональность.

Ведущим критерием при выделении литогидрогеологических зон должны служить стадии и подстадии литогенеза, которые в каждый отдельный момент времени связаны с определенными зонами (и подзонами) в литосфере. С этими зонами ассоциируются (а отчасти и определяют их границы) специфические гидрогеологические процессы, а потому такие зоны (и подзоны) необходимо рассматривать именно как литогидрогеологические зоны. Они характеризуются гидрогеохимическими и геогидродинамическими чертами, которые (особенно первые) зависят также и от климатического типа литогенеза (гумидный, аридный, "ледовый"). Важное значение имеют историко-геологическое развитие, наличие или отсутствие интенсивного современного (и в недавнее неоген-четвертичное время) преимущественно субаквального осадконакопления: морские отложения составляют основное наполнение бассейна, а гипергенез проявляется только при наличии инверсионных этапов в геотектоническом развитии данного участка литосферы. Следовательно, можно выделить два типа литогидрогеологической зональности: для суши и для акваторий.

Таким образом, литогидрогеологические зоны характеризуются происхождением доминирующих водных растворов, типичными гидрогеологическими процессами, важнейшими литогенетическими процессами, идущими вследствие взаимодействия растворов с твердым веществом осадочных толщ (гидрогенные процессы), характерными изменениями в составе растворов, происходящими в результате того же взаимодействия (табл. 7).

Гидрогеохимическая зональность зависит от литогидрогеологической (подчиняется ей), но на нее резкий отпечаток накладывает климатический тип литогенеза (седиментогенеза) — гумидный или аридный. Так, в аридных комплексах почти неизбежно появляются рассолы, создающие основной гидрогеохимический фон бассейна. Если в первом приближении принять обычное разделение водных растворов по минерализации — пресные (менее 1 г/кг), солоноватые (1—10), соленые (10—35) и рассолы (более 35), — то типичные соотношения между литогидрогеологической и гидрогеохимической зональностями будут в общих чертах выглядеть так, как это показано в табл. 8.

В бассейнах, содержащих отложения аридного типа, пласты солей, важное влияние на гидрогеохимическую зональность оказывает положение этих пород в разрезе. При нахождении соленосных отложений в верхней части разреза бассейна почти весь разрез носит отпечаток всеохватывающего влияния аридного седиментогенеза. Влияние солей распространяется в пространстве в результате диффузии и концентрационной конвекции. Если, наоборот, соленосные пласты залегают в низах разреза бассейна, то их влияние на гидрохимию минимальное, и основная часть гидрохимического разреза бассейна может характеризоваться гумидным обликом. Примером первого случая может служить Волго-Уральский бассейн, примером второго — Западно-Сибирский бассейн.

Некоторые своеобразные черты гидрогеохимической (и вообще гид-

Таблица 7. Характеристика литогидрогеологических зон и подзон

Зона	Подзона	Генезис водных растворов	Гидрогеологические процессы	Гидрогенные литогенетические процессы	Изменения водных растворов
Диагенеза	—	Талассогенные	Элизионные	Гидратация, катионный обмен, сульфатизация	Десульфирование
Катагенеза	Протокатагенез	Талассогенные	Элизионные	Доломитизация	Обогащение Са
	Мезокатагенез	Талассогенные и литогенные	Элизионные и эксфильтрационные термодегидратационные	Гидрослюдизация, цементация, растворение	Разбавление, обогащение УВ
	Апокатагенез	Литогенные и хемогенные	Эксфильтрационные термодегидратационные	Серицитизация, цементация	Обогащение CO ₂
Гипергенеза	—	Атмогенные	Инфильтрационные	Растворение, гидролиз, окисление, гидратация, цементация	Разбавление, сульфатизация

Таблица 8. Соотношение литогидрогеологической и гидрогеохимической зональностей в нефтегазоносных бассейнах

Литогидрогеологическая зональность	Гидрогеохимическая зональность	
	Гумидные комплексы	Аридные комплексы
Зона диагенеза	Соленые и солоноватые воды	Соленые воды и рассолы
Зона катагенеза	То же	Рассолы
Подзона протокатагенеза	”	”
Подзона мезокатагенеза	Солоноватые и соленые воды	”
Подзона апокатагенеза	Солоноватые воды	Соленые воды
Зона гипергенеза	Пресные и солоноватые воды	Соленые воды и рассолы

рогеологической) зональности проявляются также при "ледовом" типе литогенеза: там имеются криолитозона и зона гидратообразования (газогидраты). Влияние этих явлений на гидрогеологическую зональность сложно и еще далеко не достаточно изучено. Оно охватывает в первую очередь стадии диагенеза (в условиях моря) и гипергенеза (на суше).

Следует подчеркнуть значение криогенеза и газогидратообразования для гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов, поскольку очень большие объемы последних, как показали А.А. Трофимук, Ю.Ф. Макагон, Н.В. Черский, охвачены названными процессами.

Если исключить зону гипергенеза (где вниз по разрезу минерализация растет главным образом за счет повышения доли сохранившихся талассогеогенных вод), то в качестве общей тенденции изменения минерализации водных растворов сверху вниз (от зоны диагенеза к зоне апокатагенеза) намечается уменьшение минерализации в нижних зонах (табл. 8). Такие явления установлены в Западно-Сибирском, Прикаспийском, Восточно-Предкавказском, Ферганском, Южно-Каспийском, Калифорнийских и многих других нефтегазоносных бассейнах. Эта тенденция сильнее проявляется при преобладании в разрезе гумидных комплексов. Увеличение минерализации вниз по разрезу, которое обычно до сих пор считают типичным случаем, отвечающим "нормальной" вертикальной гидрогеохимической зональности, на самом деле характерно лишь для зоны гипергенеза, занимающей, как правило, только верхний этаж разреза сухопутных частей бассейнов.

Существование в истории бассейнов древних эпох развития гипергенеза могло усложнить и деформировать наблюдаемые сегодня гидрогеохимическую зональность и ее взаимоотношения с литогидрогеологической зональностью. Признаки древних инфильтрогенных вод отмечаются, например, в зонах стратиграфических несогласий в палеозое Волго-Уральского бассейна и др.

Среди газов в водных растворах нефтегазоносных бассейнов имеются хемогенные (метан и его гомологи, диоксид углерода и сероводород), радиогенные (гелий, аргон), биогенные (метан, диоксид углерода, азот, сероводород, водород), экзогенные, т.е. проникающие в осадочные толщи из других частей литосферы и других геосфер (кислород, азот, аргон, гелий). Такие же газы находятся в залежах и мелких скоплениях ("пузыри" и т.п.), в нефтях и, наконец, сорбированы и окклюдированы минеральными и твердыми органическими (углистыми и т.п.) компонентами пород.

Образование и распределение различных по составу, а также по абсолютной концентрации в водных растворах водорастворенных газов в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов подчинено определенной газогидрогеохимической зональности, тоже тесно связанной с литогидрогеологической зональностью (табл. 9).

Помимо указанных в тех же зонах имеются и другие газы — экзотического генезиса (азот во всех зонах, кислород в подзоне идиогипергенеза). Содержание гелия и радиогенного аргона, как правило, возрастает с глубиной.

Максимальную газонасыщенность растворов (до 10^4 см³/л) в нефтегазоносных бассейнах дает метан, поэтому наиболее насыщенные газами растворы в бассейнах приурочены к зонам диагенеза и катагенеза (прото- и мезокатагенеза), где происходит наибольшая его генерация (табл. 9).

Говоря о геогидродинамической зональности, в зоне катагенеза следует обратить внимание на явление самостоятельного диффузионного движения растворенных компонентов. При очень малых

Таблица 9. Геохимическая зональность газообразования в осадочной толще

Зона, подзона при погружении (море)	Основные образующиеся компоненты	Зона, подзона при поднятии (суша)	Основные образующиеся компоненты
Диагенеза	Диоксид углерода, метан	Идиогипергенеза	Диоксид углерода
Протокатагенеза	Метан, диоксид углерода, гомологи метана	Криптогипергенеза	Диоксид углерода, сероводород ¹
Мезокатагенеза	Метан, гомологи метана, сероводород ¹		
Апокатагенеза	Диоксид углерода, метан		

¹ При наличии аридного седиментационного комплекса.

скоростях фильтрации этот процесс, вероятно, может приобретать существенное значение, особенно влияя на вертикальное (в том числе межпластовое) перемещение вещества. Вертикальное перемещение водных растворов при прорывах может происходить с относительно большой скоростью.

Особенно важное значение вертикальное движение водных растворов вверх, по-видимому, имеет в бассейнах с очень большой мощностью водонасыщенного разреза в областях новейшего интенсивного прогибания. Развита дегидратационные воды, а также происходит миграция водных паров вместе с углеводородными газами. Примером может служить Южно-Каспийский бассейн. Более ограниченные по масштабу вертикальные движения растворов возможны и в других случаях, в частности, в бассейнах с мощными глинистыми толщами, которые в недоуплотненном состоянии, с большим содержанием вод, оказываются на весьма значительных глубинах (пример — майкопская свита Кавказа).

При наличии соленосных и рассолоносных толщ в верхних частях разреза возможно значительное нисходящее их перемещение. По ряду данных это явление развивалось, например, на значительной площади Волго-Уральского бассейна, на Сибирской платформе (А.А. Карцев и др., 1990 г.).

В зону катагенеза входят преобладающие объемы бассейнов, особенно на этапах интенсивного нефтегазоаккумуляции. Характерным для катагенеза явлением следует считать супергидростатические давления в пластах.

Под супергидростатическим пластовым давлением подразумевается давление в нефтегазоводонасыщенных комплексах (пластах), превышающее давление, уравновешиваемое столбом водного раствора (с фактической плотностью) от точки замера до наивысшей гипсометрической отметки нахождения водонасыщенной части данного пласта (комплекса). Такое определение не включает те случаи, когда пластовое давление обусловлено гипсометрическим положением зоны инфильтрационного питания пласта значительно выше устья исследуемой скважины. В последнем слу-

чае будет гидростатическое, а не супергидростатическое давление. Не относится к супергидростатическому пластовому давлению и избыточное давление в газовых залежах, обусловленное резким различием плотностей газа и газовых жидкостей (вод, водных растворов).

Гидрогеологические условия имеют важнейшее значение в проявлении супергидростатического давления (как и вообще в формировании в распределении пластовых давлений). Гравитационное уплотнение как основной фактор возникновения и сохранения супергидростатического пластового давления проявляется в областях интенсивного современного прогибания. Так, на примере Предкавказья В.М. Добрынин и В.А. Серебряков показали, что современные величины супергидростатического давления коррелируются со скоростью осадкообразования в неоген-четвертичное время, получено хорошее совпадение расчетных величин (базирующихся на элизионной модели) с фактически наблюдаемыми (рис. 22). На примере Гвинейского залива К. Салле и Ж. Дебизер продемонстрировали широкое площадное развитие зон с супергидростатическим пластовым давлением в областях современного и новейшего прогибания и тяготение этих зон к подобным областям. Зоны с супергидростатическим давлением наблюдаются в глубокопогруженных участках, где свиты характеризуются наибольшей мощностью и, следовательно, где погружение протекало относительно быстро. Поскольку переход в зону супергидростатического давления фиксируется появлением (и увеличением мощности) в разрезе глин, это явно свидетельствует о литологическом происхождении высоких давлений (рис. 23).

Широкое площадное распространение супергидростатического пластового давления в молодых (мезозойско-кайнозойских) толщах, а также приуроченность его к зонам повышенной глинистости разреза свидетельствуют о элизионно-литостатическом генезисе явления. Однако не так легко выявить случаи, когда начинает действовать термодегидратационный фактор. О значительной роли этого фактора в генезисе супергидростатического давления говорят наблюдения, суммированные в работах В.Н. Холодова. Опираясь главным образом на установленные им закономерные связи зон песчаного диапиризма с переходом монтмориллонитовых компонентов глин в гидрослюдистые, этот исследователь показал, как при катагенных преобразованиях глинистых минералов возрожденная вода создает супергидростатическое пластовое давление.

Термическое расширение воды как фактор превышения пластового давления над гидростатическим тоже, по-видимому, играет некоторую

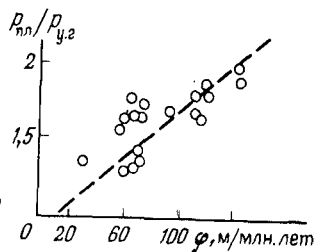


Рис. 22. Зависимость между величиной отношения пластового давления $P_{пл}$ к условному гидростатическому $P_{у.г.}$ и скоростью осадконакопления φ в Западно-Кубанском прогибе (по В.М. Добрынину и В.А. Серебрякову, 1978 г.)

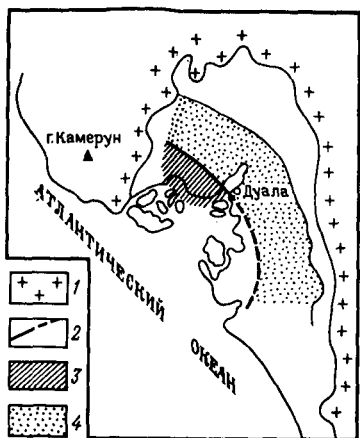


Рис. 23. Геогидродинамическая обстановка в палеоценовых отложениях впадины Дуала, Западная Африка (по К. Салле и Ж. Дебизеру, 1978 г.):

1 — выходы кристаллического фундамента на поверхность; 2 — фронт супергидростатического давления; области развития вод с минерализацией, г/л: 3 — 0 — 10, 4 — > 10

роль в формировании супергидростатического давления, но резко подчиненную; по данным К. Магары, вклад этого фактора не превышает 25 %.

Участие геодинамического фактора в генезисе супергидростатического давления представляется в свете ряда новейших исследований достаточно распространенным случаем. Некоторые критерии для оценки доли участия геодинамического фактора в генезисе пластового давления разработаны А.А. Орловым. Как показатель возможности отнесения системы к типу с существенным влиянием геодинамического фактора может рассматриваться также высокая сейсмичность зоны.

Сейсмогеологические исследования имеют очень большое значение для изучения гидрогеологии в целом, особенно для изучения гидрогеологии глубоких горизонтов осадочной толщи (зона катагенеза). В зоне катагенеза перепады энергетических уровней, если не учитывать сейсмические колебания, весьма малы, что ухудшает там условия массопереноса по сравнению, например, с зоной гипергенеза. Сейсмические же колебания резко усиливают перепады энергетических уровней, что очень сильно повышает подвижность вещества в литосфере. Возникают флюидогеодинамические системы, охватывающие большие объемы водонасыщенных пород (и коллекторских, и глинистых). Это стимулирует процессы массопереноса (массообмена), в первую очередь перемещение вод и водных растворов.

Возрастание, даже относительно кратковременное, давления в водах, насыщающих толщи преимущественно глинистых пород, происходящее в результате тектонических напряжений, до величин, превышающих литостатическое давление, обеспечивает естественный гидроразрыв, растрескивание этих пород. Наличие воды в порах и трещинах глинистых пород может (через эффект Ребиндера) усилить процесс растрескивания. Растрескивание глинистых пород нарушает замкнутость их пор, создавая и расширяя каналы как внутри таких пород, так и в зонах их контакта с коллекторскими пластами. Геодинамическое давление в глинистых породах должно быть больше, чем в преимущественно песчаных. В результате создается и (или) увеличивается барический градиент, направленный от глинистых пород к коллекторам. Градиент растет в случае (наи-

более распространенном) дегидратационных процессов в глинистых толщах, идущих под влиянием геотермического и других факторов, и создается в случае, когда дегидратационные процессы незначительны (при малом изначальном количестве или исчерпании ресурсов вод в глинистых породах). В итоге усиливается элизионный процесс (выжимание), обеспечивается и усиливается эмиграция жидких и газообразных веществ, водных, углеводородных, углекислых растворов из глинистых пород в коллекторы.

Геодинамические системы охватывают как относительно водопорные, так и коллекторские породы. Функционирование таких систем носит пульсационный характер. По данным Д.Т. Осики, величины гидродинамических эффектов, наблюдаемых при землетрясениях, превышают значения фона иногда на два порядка (например, при Салатауском землетрясении в 1974 г. в Дагестане). Это значит, что между отдельными точками водоносного горизонта гидравлические градиенты на какое-то время могут достигать величин порядка десятых долей против наблюдаемых в статическом состоянии величин порядка тысячных и десятитысячных долей.

Это явление важно учитывать при характеристике форм массопереноса. Величины гидравлических градиентов, наблюдаемые в статических условиях, по некоторым данным нередко ниже значений, необходимых для достижения начальных градиентов, что препятствует фильтрации и тем самым резко снижает возможные скорости массопереноса. В геодинамических же системах дело может обстоять иначе. Там фильтрация растворов, по-видимому, может, обеспечивать относительно значительные скорости и объемы массопереноса.

Контрольные вопросы

1. Как можно определять генезис водных растворов в литосфере?
2. Как формируется изотопный состав Н и О в водах земной коры?
3. Какие генетические типы водных растворов характерны для нефтегазоносных бассейнов?
4. Какие гидрогеологические процессы характерны для этапа мезокатагенеза?
5. Что такое гидрогеологическая зональность?
6. Как связаны литогенетическая и гидрогеохимическая зональности?

Глава V

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ БАССЕЙНЫ И ГЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

При изучении нефтегазоносности недр наряду с геологическим важное значение приобретает и гидрогеологическое районирование. Среди основных факторов, определяющих особенности гидрогеологического районирования, необходимо выделить: физико-географический, учиты-

вающий рельеф, климат, гидрографию; геологический, отражающий тектоническое строение района, возраст водовмещающих пород, их состав, наличие или отсутствие разломов, проявления вулканической деятельности и т.д.; геоморфологический, отмечающий связь тектонических структур с рельефом; гидрогеологический, учитывающий особенности залегания вод, водонасыщенность пород, условия питания и разгрузки, движения, химический и газовый состав вод, их температуру, закономерности изменения гидрогеологических параметров по площади и разрезу и т.д.; наконец, народнохозяйственный, отражающий роль природных вод в водоснабжении населенных пунктов и промышленности, в использовании для бурения нефтяных и газовых скважин, закачки в целях поддержания пластового давления, использовании водоносных горизонтов для magazинирования УВ и промстоков и т.д.

При гидрогеологическом районировании необходим учет всех перечисленных факторов, при этом следует исходить из единства и взаимосвязи всех вод в пределах литосферы и далее вне ее (поверхностных, грунтовых, напорных и т.п.).

В истории развития гидрогеологических знаний наметились два подхода к гидрогеологическому районированию. Ряд исследователей, например В.С. Ильин, Б.Л. Личков, О.К. Ланге, А.Н. Семихатов и др., придерживались необходимости раздельного районирования грунтовых и напорных (артезианских) вод, считая при этом, что в распространении грунтовых вод ведущим фактором является физико-географический, а артезианских – геолого-структурный.

Идею совместного районирования этих вод пропагандировали в своих работах И.К. Зайцев, Г.Н. Каменский, А.И. Силин-Бекчурин, А.М. Овчинников и др. Их представления основаны на положениях о единстве вод земной коры и о ведущей роли в их распределении структурно-геологического принципа. И.К. Зайцев и Н.И. Толстихин (1963 г.) под основной единицей – гидрогеологическим районом первого порядка – понимают природный резервуар, заполненный водой, в пределах которого происходят питание, накопление и разгрузка подземных вод. Эти исследователи выделили два типа гидрогеологических районов первого порядка – артезианский бассейн и гидрогеологический массив, которые состоят из гидрогеологических районов второго и третьего порядков. К надпорядковым единицам гидрогеологического районирования Н.И. Толстихин (1971 г.) отнес глобальные пояса артезианских бассейнов, выделяя в пределах земного шара арктический, бореальный, средиземноморский, экваториальный, южный, приантарктических котловин, антарктический и тихоокеанский пояса артезианских бассейнов, сосредоточенных вокруг Тихого океана.

В последнее время все большее число исследователей считают основной единицей гидрогеологического районирования бассейн: подземных вод. Так, Б.Е. Антыпко и Л.А. Островский (1987 г.) в качестве бассейна подземных вод рассматривают регионально обводненную гидрогеологическую структуру с преобладанием того или иного типа скоплений подземных вод или с определенным сочетанием типов скопления подземных вод. В зависимости от характеристики коллектора ими выделяются типы скоплений подземных вод: пластовый, блоково-пластовый, пластово-блоковый, блоковый, коровый, кровно-потоковый. В качест-

ве гидрогеологической структуры рассматривается геологическая структура (положительная или отрицательная), часть ее или совокупность геологических структур, объединенных общностью условий распространения и формирования подземных вод. В соответствии с таким подходом выделяется ряд гидрогеологических структур: бассейн пластовых вод, бассейн блоково-пластовых вод, бассейн пластово-блоковых вод, бассейн блоковых вод, бассейн покрово-поточковых вод.

Таким образом, подходы к гидрогеологическому районированию могут иметь различия в зависимости от целей и задач, стоящих перед исследователями. Сейчас общепризнанным является тот факт, что важнейшим элементом гидрогеологического районирования является гидрогеологическая структура, характеризующая пространственное распределение вод в земной коре и их взаимоотношение с вмещающими породами. К этим структурам относятся бассейны вод или гидрогеологические бассейны.

Из приведенной на рис. 24 схемы видно, что гидрогеологические бассейны подразделяются на бассейны суши и бассейны морей и океанов.

Среди гидрогеологических бассейнов суши выделяются: бассейны пластовых вод (часто называемые артезианскими) и бассейны трещинных и жильно-трещинных вод (по терминологии ряда авторов – гидрогеологические массивы трещинных и жильно-трещинных вод).

Под бассейном пластовых вод (рис. 25) понимается крупная впадина (прогиб, синеклиза), выполненная преимущественно осадочными породами, залегающими на породах фундамента (ложе бассейна), в пределах которой имеются водоносные пласты (горизонты, комплексы с напорными водами) и водоупорные толщи. При наличии мощных региональных водоупоров, ограничивающих сверху и снизу водоносные комплексы, в разрезе бассейна пластовых вод могут быть выделены гидрогеологические этажи. В верхней части бассейна пластовых вод чаще всего расположен суббассейн грунтовых вод со свободной поверхностью (безнапорной), основную же часть занимают напорные воды. Бассейны пластовых вод характерны преимущественно для равнинно-платформенных условий, а также для предгорных и межгорных впадин.

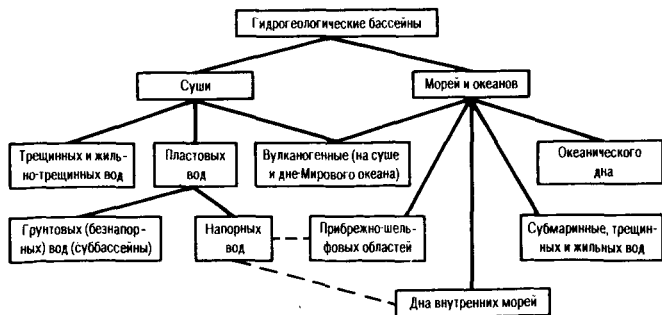


Рис. 24. Схема классификации гидрогеологических бассейнов

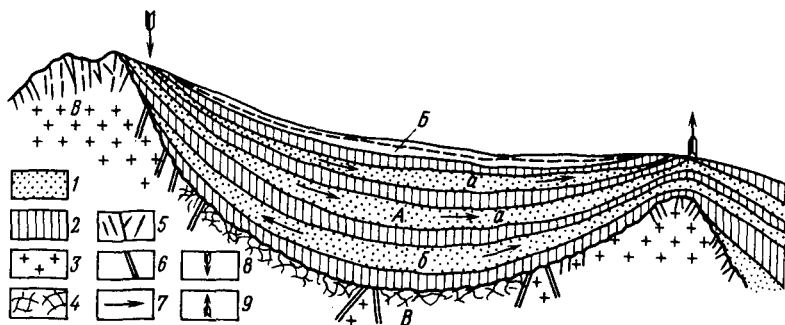


Рис. 25. Схема гидрогеологического бассейна.

Породы: 1 – коллекторы, 2 – водоупоры, 3 – магматические, 4 – метаморфические; 5 – система трещин в магматических породах; 6 – тектонические нарушения; 7 – направление движения пластовых вод; 8, 9 – области соответственно питания и разгрузки вод. А – бассейн пластовых вод; Б – суббассейн грунтовых вод; В – бассейн трещинных и жильно-трещинных вод; природные водоносные системы: а – инфильтрационные, б – элизионная

Бассейны трещинных и жильно-трещинных вод приурочены обычно к складчатым областям и кристаллическим щитам, где распространены изверженные, метаморфические и метаморфизованные уплотненные и часто смятые в складки породы. Скопления вод связаны с трещинными зонами, где распространены трещинно-жильные воды. Бассейны трещинных вод часто находятся и в фундаменте – ложе бассейнов пластовых вод.

В.А. Кирюхин и Н.И. Толстихин (1987 г.) выделяют особую группу – вулканогенные бассейны, характеризующиеся сложным и разнообразным строением. Верхне-, внутри- и межлавовые воды в них циркулируют в эффузивных образованиях в пределах распространения лавовых покровов, конусов вулканов, в трещиноватых и кавернозных толщах застывших лав. Вулканогенные бассейны суши известны в СССР (на Камчатке, Курильских островах, в Армении, Грузии, Закарпатье), в Западной Европе, Центральной и Южной Америке, на Африканском континенте и др. Промежуточное положение занимают вулканогенные бассейны островных дуг, образующие цепи вулканических островов, расположенных вдоль глубинных разломов земной коры и верхней мантии, и протягивающиеся на тысячи километров (Идзу-Марианская, Австралазийская системы островных дуг и др.); вулканогенные бассейны здесь находятся частью на суше, а частью (иногда большей) на дне морей и океанов. Выделяются и собственно субмаринные вулканогенные бассейны, приуроченные к дну Мирового океана, еще очень мало изученные.

Крупные гидрогеологические бассейны суши, которые занимают огромные территории и имеют сложное строение, следует именовать гидрогеологическими мегабассейнами. К их числу можно отнести Прикаспийский (свыше 500 тыс. км²), Западно-Сибирский (около 3 млн. км²), Восточно-Сибирский (свыше 10 млн. км²), включающий Ангаро-Ленс-



Рис. 26. Схема классификации геогидродинамических систем

кий, Тунгусский, Лено-Енисейский и Якутский гидрогеологические бассейны, характеризующиеся общими особенностями строения и сложной взаимосвязью друг с другом.

Условия движения вод в гидрогеологических бассейнах могут быть весьма различными и обусловлены типом геогидродинамических (водонапорных) систем (рис. 26). Под геогидродинамической системой понимают систему литосферных вод вместе с вмещающими их пластами и трещинными зонами, характеризующуюся общими (сходными) условиями возникновения движения вод. Среди геогидродинамических систем выделяют системы грунтовых (безнапорных) и напорных вод. Геогидродинамические системы напорных вод (водонапорные системы) подразделяют на инфильтрационные и эксфильтрационные.

Развитие представлений о природных водонапорных системах при некотором различии в терминологии отражено в работах В.Н. Щелкачева, Г.Б. Пыхачева, В.Н. Корценштейна, А.М. Овчинникова, А.А. Карцева, С.Б. Вагина и др.

В природной инфильтрационной водонапорной системе напор создается в результате инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы и действия образуемой этими водами нагрузки (гидростатической). Поэтому водонапорные системы этого типа могут быть названы также гидростатическими. В водоносных пластах, входящих в этот тип водонапорных систем, пластовые давления соответствуют гидростатическим (рис. 27).

Инфильтрационные водонапорные системы являются открытыми системами. Основная форма энергии – потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести. Для инфильтрационных водонапорных систем пластовое давление определяется формулой

$$p = H\rho g, \quad (V.1)$$

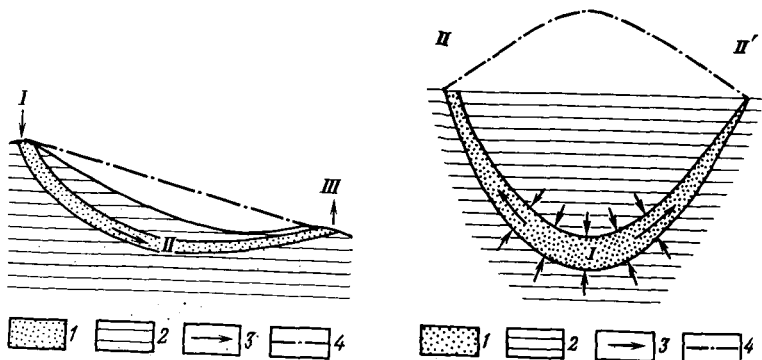


Рис. 27. Схема инфильтрационной водонапорной системы.

Породы: 1 – коллекторы, 2 – водоупоры; 3 – направление движения вод; 4 – пьезометрический уровень. Области: I – питания; II – напора и стока; III – разгрузки

Рис. 28. Схема элизионной геостатической водонапорной системы:

1 – породы-коллекторы; 2 – уплотняющиеся глины и глинистые породы; 3 – направление движения пластовых вод; 4 – пьезометрический уровень. Области: I – питания и напора; II и II' – соответственно открытой и скрытой разгрузки

где H – пьезометрический напор; ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения.

Природные эксфильтрационные водонапорные системы характеризуются созданием напоров в водоносных (нефтегазоводоносных) пластах (горизонтах, комплексах) вследствие перетока жидкости из одних пластов (или их частей) в другие пласты (или их части) без пополнения жидкостью извне. К эксфильтрационным относятся элизионная геостатическая (литостатическая), элизионная геодинамическая и термодегидратационная водонапорные системы.

В элизионной геостатической водонапорной системе напор создается при выжимании вод из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично при уплотнении самих коллекторов с выжиманием вод из одних их частей в другие (рис. 28). Элизионные геостатические водонапорные системы приурочены к прогибающимся участкам земной коры, выполненным достаточно мощным комплексом осадочных образований. Они представляют собой закрытые или полуоткрытые системы. Сообщения с земной поверхностью или совсем нет, или оно осуществляется только в зонах разгрузки. Основная форма энергии – потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения отложений и выжимания из них вод.

Вследствие процессов уплотнения осадков и пород в коллекторах образуется избыточное количество жидкости $Q_{изб}$. Приращение давления происходит в соответствии с законом

$$\Delta p = Q_{изб} / \beta * V_{общ}, \quad (V.2)$$

где Δp — приращение давления; β^* — коэффициент сжимаемости жидкости; $V_{\text{общ}}$ — общий объем жидкости в водонапорной системе.

В элизионной литостатической водонапорной системе пластовое давление

$$p_{\text{эл}} = (H\rho + \Delta p)g. \quad (\text{V.3})$$

Наиболее интенсивный процесс уплотнения отмечается обычно в самых погруженных частях впадин. В водонапорных системах этого типа пластовое давление может быть выше гидростатического — и истинного, и условного. При этом под условным гидростатическим давлением понимают давление столба воды (плотностью 1 г/см^3) от плоскости замера до земной поверхности над точкой замера. Если пластовое давление выше условного гидростатического ($p_{\text{пл}}/p_{\text{у.г}} > 1$), то его часто называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). На самом деле это давление нормальное, присущее развивающимся элизионным водонапорным системам, и должно быть названо супергидростатическим.

В элизионных геодинамических водонапорных системах, встречающихся преимущественно в областях интенсивной складчатости и повышенной сейсмичности, напор вод создается в результате геодинамического давления. Тектонические сжатия приводят к возникновению высоких пластовых давлений. В складчатых областях и в предгорных прогибах отношение пластового давления к условному гидростатическому нередко составляет 1,8–2. Подобные явления отмечены в Западно-Таджикской депрессии (А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, И.В. Яворчук), в Предкарпатском прогибе (А.А. Орловым) и в других районах.

В пределах некоторых водонапорных систем могут создаваться и зоны с пластовым давлением ниже условного гидростатического. Такое явление, в частности, может иметь место в областях развития тектонических растяжений — как в зоне интенсивной складчатости, так и на платформе. Ю.И. Яковлевым и Р.Г. Семашевым на материалах по Восточной Сибири выделены природные водонапорные системы, названные ими системами депрессионного типа. Механизм образования таких водонапорных систем заключается в частичном поглощении (засасывании) вод из осадочного чехла в раздробленные породы разломных зон верхней части фундамента. Тектонические движения приводят к появлению трещинной пористости. Отток вод в породы фундамента в свою очередь приводит к возникновению в осадочных отложениях депрессионных зон или пьезоминимумов, где пластовые давления ниже условных гидростатических. Для водонапорных систем подобного типа аномально низкие пластовые давления (АНПД), т.е. давления ниже условных гидростатических, естественны и поэтому их следует именовать субгидростатическими.

В термодегидратационных водонапорных системах напоры вод создаются вследствие появления избыточного количества жидкости при термической дегидратации минералов, т.е. контролируются геотемпературным полем. Термодегидратация минералов сопровождается выделением химически связанных вод в свободную фазу. Это приводит к опреснению подземных вод в глубокопогруженных частях гидрогеологического бассейна. Одним из признаков элизионных термодегидратационных водонапорных систем можно считать проявление на глу-

бинах вод относительно пониженной минерализации (см. табл. 7).

Геогидродинамические системы развиваются во времени и пространстве. Их эволюция определяется гидрогеологической историей бассейна пластовых вод. Одни и те же водоносные комплексы на протяжении времени своего существования могут попеременно входить в состав эксфильтрационных и инфильтрационных природных водонапорных систем. Тип водонапорной системы связан с характером текущего этапа гидрогеологической истории конкретного водоносного комплекса.

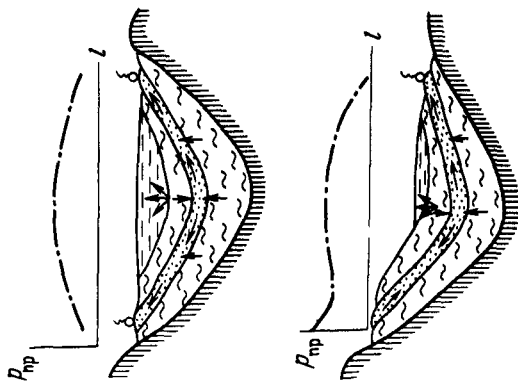
Если какой-либо водоносный комплекс перекрывается более молодыми осадками и для него начинается второй гидрогеологический цикл, то в нем происходит перераспределение давления вследствие возобновляющейся компрессии глинистых пород и поступления выжимаемых вод в коллектор. Таким образом совершается постепенный переход инфильтрационной водонапорной системы в элизионную. На инфильтрационном этапе второго гидрогеологического цикла вновь происходит перераспределение давления и т.д. Схема гидродинамического развития природных водонапорных систем при переходе от одного гидрогеологического цикла к другому была разработана В.А. Кудряковым (рис. 29). Она дает представление о том, как происходит перераспределение давления в коллекторах, с помощью кривых, отражающих изменение пьезометрических уровней. В дополнение к этой схеме следует добавить, что погружение водоносных комплексов на большие глубины может привести к переходу элизионной геостатической водонапорной системы в термодегидратационную. Это произойдет в том случае, если водоносные комплексы окажутся в зоне достаточно высоких температуры и давления. Поскольку процесс перераспределения давления в водонапорных комплексах идет продолжительное время и нередко неравномерно, в морфологически едином бассейне возможно наличие генетически разнородных водонапорных систем. Это могло быть и в геологическом прошлом бассейна пластовых вод, может быть и в современных гидрогеологических бассейнах.

На рис. 30 показано распространение в гидрогеологических бассейнах природных водонапорных систем гомогенных (однородных) и гетерогенных (разнородных). В простейшем случае в гидрогеологических бассейнах могут быть распространены только инфильтрационные или только эксфильтрационные системы. В последнее время все больше выявляется случаев сложного сочетания генетически разнородных природных водонапорных систем в морфологически единых бассейнах, особенно в бассейнах с мощным осадочным чехлом.

Примерами гидрогеологических бассейнов с гетерогенными водонапорными системами могут служить Азово-Кубанский, Каракумский, Прикаспийский. Так, в Каракумском гидрогеологическом бассейне элизионная геостатическая водонапорная система выявлена в центральной части Мургабской впадины и характерна для юрского и неокомско-аптского водоносного комплексов, в то время как к меловым и кайнозойским отложениям приурочены в основном инфильтрационные водонапорные системы.

Как отмечалось выше, в гидрогеологических бассейнах с большой мощностью осадочного чехла (или в глубокопогруженных частях про-

I гидрогеологический цикл



II гидрогеологический цикл

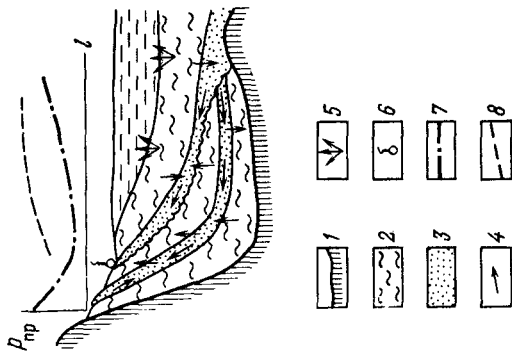
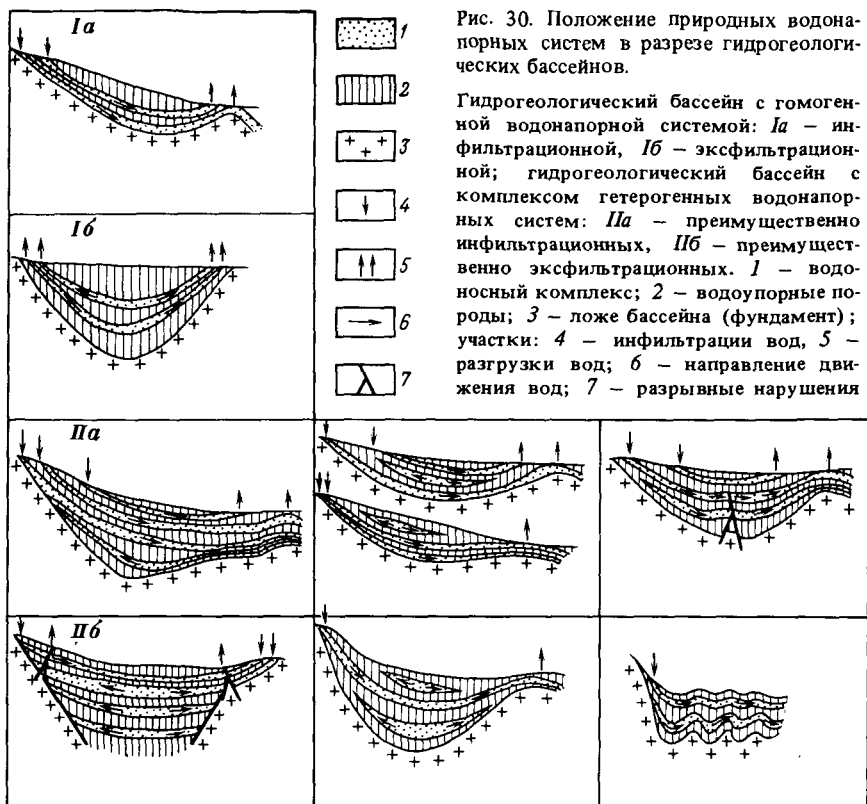


Рис. 29. Схема гидродинамического развития природных водонапорных систем (по В.А. Кудрякову) :

I — фундамент (ложе бассейна пластовых вод) ; 2 — глинистые породы ; 3 — породы-коллекторы ; направление : 4 — движения пластовых вод, 5 — распыленной разгрузки ; 6 — участки разгрузки ; 7 и 8 — пьезометрические линии соответственно нижнего и верхнего водоносных комплексов ; $P_{пр}$ — приведенное давление ; *l* — длина профиля



гибов) в нижнем этаже бассейна могут располагаться термодегидратационные природные водонапорные системы (рис. 31).

Гидрогеологические бассейны морей и океанов изучены крайне слабо. Их отличительными особенностями являются отсутствие зоны аэрации, наличие толщ, находящихся на различных стадиях литогенеза, преимущественное содержание талассогенных

Рис. 31. Схема гидродинамической зональности в бассейнах пластовых вод:

1 – кристаллический массив; 2 – водонапорная система; 3 – трещиноватость; 4 – направление: 4 – движения вод, 5 – инфильтрации метеогенных вод. Зоны: I – распространения грунтовых геогидродинамических систем, II – распространения инфильтрационных природных водонапорных систем, III – распространения элизионных природных водонапорных систем, IV – возможного распространения термогидратационных природных водонапорных систем; ЗГВ – зеркало грунтовых вод

вод, преобладание эксфильтрационных природных водонапорных систем. В бассейнах прибрежно-шельфовых областей возможно наличие как элизионных (литостатических), так и инфильтрационных природных водонапорных систем. В элизионных природных водонапорных системах, расположенных в основном под дном моря, движение вод направлено преимущественно в сторону континента. Разгрузка вод может осуществляться в виде субмаринных источников (см. рис. 6, а) и в пределах суши. В инфильтрационной водонапорной системе в случае, если область питания располагается на высоких гипсометрических отметках (в горных районах) и создается напор, величина которого выше гидростатического напора морской воды, происходит разгрузка вод в виде субмаринных источников (см. рис. 6, б). По А.И. Короткову и др. (1980 г.), это явление характерно для гидрогеологических бассейнов "дистального" типа, одно крыло которых высоко поднято, а другое — "дистальное" — опущено ниже уровня моря.

В бассейнах дна внутренних морей также отмечается гидродинамическая связь субазальной и субмаринной частей. Она характерна для Каспийского, Черного, Балтийского и Средиземного морей. В Каспийском море это проявляется в виде субмаринного грязевого вулканизма, связанного с тектонической зоной, часть которой находится на суше, часть в море, а также в виде субазальных источников, в которых разгружаются воды субмаринных частей гидрогеологических бассейнов. Свидетельством гидродинамической связи между субмаринной и субазальной частями верхнеюрского карбонатного комплекса в Сочи-Адлерском бассейне является разгрузка на суше сульфидных вод, широко известных под названием мацестинских. По данным Р.Р. Арутюнянц, В.В. Иванов, Ю.П. Пастушенко (1977 г.) величины приведенных напоров верхнеюрских вод в пределах разведанной части Сочинского месторождения сульфидных вод возрастают в сторону Черного моря. Это свидетельствует о миграции сульфидных вод из погруженных частей Причерноморской впадины в сторону суши и подтверждает мнение о наличии элизионной водонапорной системы литостатического типа. Не исключено, что сероводородное заражение Черного моря связано с проникновением сульфидных вод в морской бассейн из битуминозных карбонатных пород по разломам и зонам трещиноватости.

К гидрогеологическим бассейнам дна Мирового океана относятся субмаринные бассейны котловин, рифтов, желобов, прогибов, субмаринные бассейны трещинных и жильно-трещинных вод (по В.А. Кирюхину, Н.И. Толстихину — субмаринные гидрогеологические массивы), приуроченные к положительным формам рельефа дна океана.

Гидрогеологические бассейны могут содержать в своих недрах залежи нефти и газа. Если в гидрогеологическом бассейне имеются залежи нефти, газа, газоконденсата, то его следует относить к нефтегазоносным бассейнам.

Понятие о нефтегазоносном бассейне введено в литературу И.О. Бродом и его последователями В.Г. Васильевым, И.В. Высоцким, которые считали, что нефтегазоносный бассейн является частью артезианского (гидрогеологического) бассейна. При этом они исключали его краевые

зоны и прежде всего область питания и прилегающую зону активного водообмена, где условия для сохранения залежей УВ неблагоприятны. Расплывчатость границ нефтегазоносного бассейна (неясность — какую часть гидрогеологического бассейна в разрезе и в плане относить к собственно нефтегазоносному бассейну) при такой трактовке вызвала впоследствии появление других терминов, например "нефтегазоносный осадочный бассейн" (Н.Б. Вассоевич, 1970 г.), "осадочно-породный депрессионный гидрогеологический бассейн" (М.И. Суббота, А.Ф. Романюк, 1978 г.) и др.

Следует подчеркнуть, что границы нефтегазоносного бассейна должны совмещаться с границами гидрогеологического бассейна. Это положение вытекает из современных представлений о роли гидрогеологических условий в миграции, аккумуляции и консервации скоплений нефти и газа. Прежде всего следует отметить, что область раскрытого залегания водоносных комплексов (область питания) — это неотъемлемый элемент инфильтрационной водонапорной системы, определяющий величину напоров и гидродинамические условия во всей водонапорной системе, которая может включать и залежи УВ, поэтому исключать эту область из нефтегазоносного бассейна нельзя. Кроме того, палеогидрогеологические реконструкции показывают, что на элизионных этапах развития в некоторых бассейнах пластовых вод области питания современных инфильтрационных водонапорных систем были областями разгрузки и при наличии ловушек аккумулировали УВ. Впоследствии эти скопления могли быть разрушены.

При нефтегазогеологическом районировании широко используют понятия "нефтегазоносная провинция", "нефтегазоносная область", "нефтегазоносный район". Следует отметить, что в ряде случаев границы нефтегазоносных провинций и нефтегазоносных гидрогеологических бассейнов совпадают. Это относится к таким нефтегазоносным гидрогеологическим бассейнам, как Тимано-Печорский, Прикаспийский, Днепровско-Донецкий и др. В отдельных случаях в пределах нефтегазоносной провинции выделяют не один, а два и более бассейнов. Например, в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на Сибирской платформе располагаются два нефтегазоносных бассейна — Ангаро-Ленский и Тунгусский, в рамках Предкавказско-Крымской нефтегазоносной провинции, также выделяются два нефтегазоносных гидрогеологических бассейна — Западно-Предкавказский и Восточно-Предкавказский и т.д. Следовательно, характеризуя гидрогеологию нефтегазоносных бассейнов, мы получаем представление и о гидрогеологии нефтегазоносных провинций.

Контрольные вопросы

1. Что является основой гидрогеологического районирования?
2. Как классифицируются гидрогеологические бассейны?
3. Что следует понимать под геогидродинамической системой?
4. Каковы особенности инфильтрационных и эксфильтрационных природных водонапорных систем?
5. Как развиваются природные водонапорные системы во времени и пространстве?
6. Как происходит перераспределение давления при переходе элизионных водонапорных (геостатических) систем в инфильтрационные?

ГЛАВА VI

ОСНОВЫ ГИДРОГЕОТЕРМИИ

Гидрогеотермия — раздел гидрогеологии, посвященный изучению закономерностей теплопереноса и теплообмена в водоносных толщах литосферы. Гидрогеотермия, как научное направление, возникла на стыке с геотермией, предметом изучения которой является тепловое поле Земли. Гидрогеотермические исследования имеют большое теоретическое и практическое значение, так как позволяют оценить роль природных вод в формировании и распределении теплового поля, т.е. участие вод в термическом режиме Земли. В то же время знание температур водных растворов литосферы позволяет использовать воды в энергетических и лечебных целях, при оценке перспектив нефтегазоносности недр, а также при поисках, разведке и разработке залежей УВ.

§ 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Тепловой режим подземных вод зависит от распределения и интенсивности источников тепловой энергии и условий теплопереноса. Выделяются внешние и внутренние источники. К внешним (космическим) источникам тепловой энергии относится солнечная радиация. Поток солнечной радиации зависит от географической широты местности и изменяется во времени. Большая часть энергии этого потока поглощается Землей, что приводит к периодическому изменению температуры на ее поверхности и в прилегающих слоях. Глубина проникновения солнечной радиации увеличивается с возрастанием амплитуды и периода колебания температуры на земной поверхности. Н.М. Фроловым выделены суточные, годовые, вековые и геологические циклы продолжительностью от земных суток до галактического года.

К внутренним (планетарным) источникам тепловой энергии относится энергия, выделяющаяся в результате распада радиоактивных элементов (урана, тория и др.), — радиогенная. По мнению П.Н. Кропоткина и Е.А. Любимовой, основные источники глубинного тепла связаны с гравитационной энергией (упругой энергией сжатой планеты, энергией гравитационной дифференциации), а также с ротационной энергией (замедлением скорости вращения Земли, изменением колебаний скорости вращения Земли и т.п.). По расчетам названных исследователей количество тепловой энергии, выделяющейся при этих процессах, сопоставимо с количеством радиогенной теплоты. Кроме того, по В.Д. Косареву, тепловая энергия выделяется при геохимических реакциях, а также в результате физико-химических процессов, протекающих в ядре и мантии Земли.

Передача теплоты в пределах земной коры представляет собой сложный процесс распространения тепловой энергии в твердом породообразующем скелете и заполняющих поры породы жидкостях и газах. В литосфере теплоперенос осуществляется главным образом за счет теплопро-

водности и конвекции. Следовательно, общий тепловой поток q ($\text{Вт}/\text{м}^2$) представляет собой сумму кондуктивной $q_{\text{кд}}$ и конвективной $q_{\text{кв}}$ составляющих теплопереноса, т.е.

$$q = q_{\text{кд}} + q_{\text{кв}}. \quad (\text{VI.1})$$

Кондуктивная теплопроводность $q_{\text{кд}}$ горных пород имеет атомно-молекулярный характер, возникает в неравновесных системах при наличии градиента температур и описывается уравнением Фурье

$$q_{\text{кд}} = -\lambda \text{grad } T, \quad (\text{VI.2})$$

где λ — коэффициент теплопроводности среды, в которой распространяется тепло; $\text{grad } T = \Delta T / \Delta H$ — приращение температуры ΔT в интервале глубин ΔH .

Численно величина λ соответствует количеству теплоты, проходящему в единицу времени через единицу площади при снижении температуры на один градус на единице длины, и измеряется в $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$. Коэффициент теплопроводности пород зависит от состава пород, их петрофизических свойств, термодинамических условий и определяется по данным лабораторных исследований. Среди осадочных пород наибольшей теплопроводностью обладают каменная соль, ангидрит, наименьшей — глины. Песчаники, алевролиты, известняки и доломиты характеризуются средней теплопроводностью. Последняя зависит также от количества, состава и структуры цемента в породах. Минимальной теплопроводностью обладает глинистый цемент, максимальной — кварцевый. Существенное влияние на ее величину оказывает и влагонасыщенность: у сухих пород она ниже, чем у водонасыщенных. Понижается теплопроводность и в нефтенасыщенных породах.

Под конвекцией понимается передача теплоты в горных породах движущимся потоком подземных вод. Водные растворы являются важнейшим фактором перераспределения теплоты в недрах. Конвективная составляющая плотности теплового потока

$$q_{\text{кв}} = Cvt, \quad (\text{VI.3})$$

где C — удельная теплоемкость; v — скорость фильтрации; t — температура подземных вод.

Удельной теплоемкостью называется отношение теплоемкости к массе тела, измеряется она в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

Оценка роли конвективного теплопереноса осуществлялась Н.А. Огильви, Е.Н. Люстих, Н.М. Кругликовым и др. Для выявления возможного теплового эффекта, который создают воды, движущиеся из более погруженных участков гидрогеологического бассейна в приподнятые, Н.М. Кругликов провел расчеты, показавшие, что при увеличении скорости фильтрационного потока, тепловое воздействие вод пропорционально возрастает.

В пределах локальных структур определение зависимости величины температуры от скорости фильтрации проводилось М.М. Митником (1989 г.). Результаты гидрогеотермического моделирования показали, что величина температурной аномалии отражает влияние скорости движения подземных вод по наклонному пласту. При этом над крылом струк-

туры с движением вод вверх по восстановлению пласта формируются положительные тепловая и температурная аномалии, а над крылом структуры с нисходящим движением вод — отрицательные. Установлено, что величина теплового потока над структурой зависит от скорости фильтрации. Чем больше скорость фильтрации, тем больше плотность теплового потока в своде структуры.

А.А. Крупник, используя при диагностировании особенностей режима эксфильтрационных вод трансформанты геотермического поля, включающие первую и вторую производные температуры по глубине, отмечает, что доля конвективной составляющей в суммарном тепловом потоке может быть значительной, изменяясь от 25 до 50 %.

Основными геотермическими параметрами при изучении теплового режима литосферных вод являются геотермический градиент и геотермическая ступень.

Геотермический градиент — прирост температуры на единицу глубины:

$$\Gamma = (t_2 - t_1) / (h_2 - h_1), \quad (\text{VI.4})$$

где t_1, t_2 — температуры пород, определенные на глубинах соответственно h_1 и h_2 .

Обычно геотермический градиент относят к интервалу глубин 100 м, в этом случае он выражается в $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$.

Геотермическая ступень — расстояние по вертикали, на протяжении которого температура изменяется на 1°C :

$$G = (h_2 - h_1) / (t_2 - t_1). \quad (\text{VI.5})$$

Геотермический градиент, отнесенный к интервалу 100 м, и геотермическая ступень связаны соотношением:

$$\Gamma_{100} = 100/G. \quad (\text{VI.6})$$

В вертикальном разрезе земной коры имеет место геотермическая зональность. Большинство исследователей выделяют две зоны: гелиотермозону, включающую верхнюю оболочку земной коры, в пределах которой гидрогеотермический режим формируется под воздействием солнечной радиации, и геотермозону. Последняя включает нижние слои земной коры и верхнюю мантию. Гидрогеотермический режим в пределах геотермозоны зависит от эндогенных источников тепла. За нижнюю границу гелиотермозоны обычно принимают нейтральный слой. При этом под нейтральным слоем понимается слой годовых теплообменов, температура которого на его нижней границе относительно постоянная для каждой данной точки земной поверхности. Глубина залегания нейтрального слоя колеблется в широких пределах — от десятка до нескольких десятков метров. Для большей части территории нашей страны мощность слоя годовых теплообменов близка к 25 м. В геокриологии вместо термина "нейтральный слой" используется понятие "слой нулевых годовых амплитуд", глубина залегания которого в областях развития криолитозоны зависит от мощности сезонноталого или сезонно-мерзлого слоя.

Учитывая точку зрения Н.М. Фролова, доказывающего, что влияние солнечной радиации распространяется на всю земную кору и проявляется в многовековых и галактических циклах, Б.И. Писарский (1980 г.) предлагает выделять в разрезе три зоны: гелиотермозону, гелиогеотермозону и геотермозону. При этом предлагается глубину первой зоны ограничивать нейтральным слоем, в котором преобладает влияние инсоляции (зона развития преимущественно верховодки и грунтовых вод) и температура вод близка к среднегодовой температуре воздуха. К гелиогеотермозоне относится зона, располагающаяся между нейтральным слоем и границей многовековых колебаний температуры под влиянием климата (глубина 1–3 км). Ее гидрогеотермический режим находится под влиянием как солнечной радиации, так и внутренних источников тепловой энергии земных недр. В нижней зоне – геотермозоне – преобладает влияние внутриземной теплоты.

Температура подземных вод нефтегазоносных бассейнов изменяется в широких пределах: от отрицательных значений в области развития криолитозоны до нескольких сот градусов в наиболее погруженных частях осадочных бассейнов и прогибов.

Величины геотермического градиента в осадочном чехле разновозрастных структур изменяются в широком диапазоне. Наиболее полные сводки данных по изменению геотермических градиентов в осадочном чехле разновозрастных структур приведены Б.Ф. Маврицким (1971 г.) и в книге "Тепловой режим недр СССР" (1970 г.). На основании этих данных составлена табл. 10, из которой видно, что в областях докембрийской складчатости в чехле платформ средние значения геотермического градиента составляют 1,8–2,7 °C/100 м. В областях палеозойской складчатости на платформах геотермический градиент выше – 3–5 °C/100 м, в области развития кайнозойской складчатости – 3–4 °C/100 м, причем наиболее высокие его значения отмечены в межгорных впадинах и прогибах: так, в Куринской впадине он составляет в среднем 3,5 °C/100 м. Наибольшие величины геотермического градиента фиксируются в Восточном Предкавказье в Терско-Каспийском прогибе – до 5 °C/100 м.

Величины геотермических градиентов зависят от многих факторов, прежде всего от термических свойств горных пород (теплопроводности), а также от их состава, водонасыщенности и т.п. На рис. 32, а приведены сведения, полученные на основе замеров температур в скважинах, а на рис. 32, б – с учетом поправки на нестационарность современного геотермического поля Западно-Сибирского бассейна, обусловленную влиянием климата в позднечетвертичное время. Как видно из рис. 32, геотермические градиенты песчаных и глинистых пород различны. Причем в южных районах их величины в глинистых и песчаных породах возрастают с глубиной, что свидетельствует о росте теплового потока. По скважинам Широного Приобья и северной части бассейна фиксируется более сложное соотношение этих параметров. Обращает на себя внимание скачок геотермических градиентов в интервале глубин 1–1,2 км, который сохраняется и после введения поправки. Это свидетельствует о резком возрастании коэффициента теплопроводности на таких глубинах на одну и ту же величину по всем районам Широного Приобья и северной части бассейна. Ниже уровня 1,2 км отмечается тенденция снижения геотермического градиента. Знание величины геотермического

Таблица 10. Величины геотермических градиентов (числитель – пределы, знаменатель – среднее) в нефтегазоносных регионах нашей страны

Регион, структура	Интервал глубин, км	Γ , °C/100 м	Исследователи
Печорская синеклиза	0,5 – 2,5	$\frac{1,3 - 4,1}{2,7}$	Г.Н. Богданов, Д.И. Дьяконов и др.
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	0,5 – 2,5	$\frac{0,7 - 2,9}{1,8}$	Д.И. Дьяконов, Б.Г. Поляк, В.А. Покровский и др.
Днепровско-Донецкая впадина	0,5 – 3,5	$\frac{1,4 - 3,5}{2,7}$	М.Ф. Беляков, А.Е. Бабинец, Е.А. Любимова и др.
Припятский прогиб	0,5 – 3	$\frac{1 - 2,4}{1,4}$	М.Ф. Беляков, Г.В. Богомолов и др.
Прикаспийская мегасинеклиза	0,5 – 3	$\frac{0,5 - 3,7}{2}$	В.С. Жеваго и др.
Центральное Предкавказье	$\leq 3,5$	$\frac{3 - 4,4}{3,7}$	В.Н. Корценштейн, Ф.А. Макаренко, М.В. Мирошников, А.И. Хребтов
Восточное Предкавказье (Терско-Каспийский прогиб)	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 5}{4}$ (в аню-малых 8 ÷ ÷ 9)	Г.М. Сухарев, В.Н. Николаев
Бухаро-Хивинский район	≤ 2	$\frac{2 - 4}{3}$	В.Н. Корценштейн
Южно-Мангышлакская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 4,5}{3,75}$	В.Н. Корценштейн, В.С. Жеваго
Сурхан-Дарьинская впадина	$\leq 2,0$	$\frac{2 - 4}{3}$	Б.А. Бедер, В.Н. Крат и др.
Куринская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 4}{3,5}$	Д.В. Голубятников, М.А. Абрамович, С.А. Алиев и др.
Рионская впадина	$\leq 3,0$	$\frac{2,2 - 3}{2,6}$	Д.И. Дьяконов, И.М. Буачидзе и др.
Западно-Сибирская мегасинеклиза	$\leq 3,5$	$\frac{2,7 - 4}{3,4}$	Б.Ф. Маврицкий

градиента в районе исследования позволяет прогнозировать температуру на глубинах, где еще не было проведено замеров. Температура на заданной глубине t_H в однородных по теплофизическим свойствам породах определяется по формуле

$$t_H = t_1 + \Gamma_{cp}(H - H_0), \quad (VI.7)$$

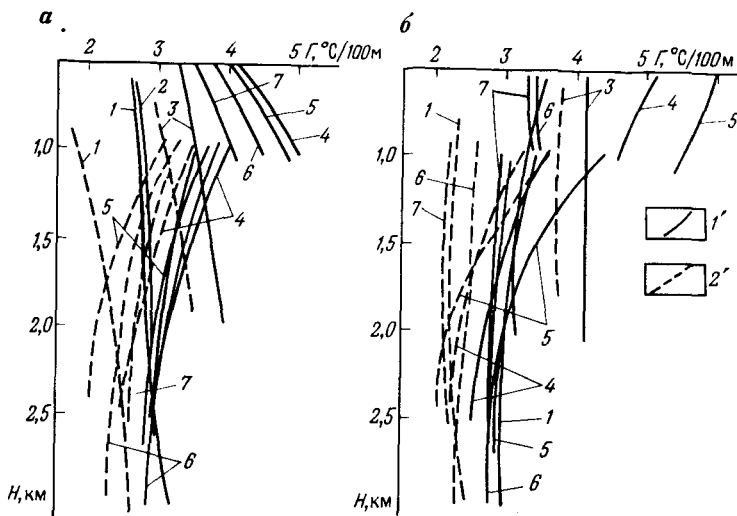


Рис. 32. Графики изменения с глубиной H геотермических градиентов G , замеренных в скважинах (а) и исправленных с учетом поправки (б), в Западно-Сибирском бассейне (по А.Р. Курчикову, Б.П. Ставицкому).

Породы: $1'$ – глинистые; $2'$ – песчаные. Скважины: 1 – Весенняя, 28; 2 – Нижнетабоганская, 28; 3 – Верхнекамбарская, 293; 4 – Самотлорская, 223; 5 – Среднебалыкская, 67; 6 – Уренгойская, 139; 7 – Западно-Таркосалинская, 94

где t_1 – фактическая температура на глубине замера H_0 ; H – заданная глубина экстраполяции; G_{cp} – среднее значение геотермического градиента.

Если в интервале экстраполяции залегают различные по теплофизическим свойствам породы, состоящие из n слоев, то температуру на заданной глубине С.И. Сергиенко (1984 г.) предлагает рассчитывать по формуле

$$t_H = t_1 + \sum_{i=1}^{i=n} \text{grad } T_i (H_i - H_{i-1}), \quad (\text{VI.8})$$

где $\text{grad } T_i$ – значение геотермического градиента для каждого из n слоев; $(H_i - H_{i-1})$ – мощность n -го слоя.

Уже отмечалось, что в перераспределении теплоты в нефтегазоводоносных комплексах пластовые воды играют существенную роль. При движении вод от областей питания через прогибы в направлении платформ, что наблюдается, например, в пределах Скифской и Туранской плит, в водоносных комплексах происходит перераспределение тепловой энергии. Наличие тектонических нарушений (преимущественно проводящих) способствует проникновению в вышезалегающие водоносные толщи вод с повышенной температурой и образованию гидрогеотерми-

ческих аномалий. Такие гидрогеотермические аномалии установлены на названных плитах на Зеагли-Дарвазинском поднятии, в пределах Сунженского и Терского антиклинориев, а также в Нижнем Поволжье и в других нефтегазоносных бассейнах.

Количество теплоты, привносимое водным потоком, ориентировочно оценивается исходя из уравнения теплового баланса (В.Н. Корценштейн, А.А. Карцев)

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \quad (\text{VI.9})$$

где Q — избыток тепловой энергии, привносимый подземным потоком; Q_1 , Q_2 — количество теплоты, соответственно приобретенное в зоне максимального прогрева и заключенное в потоке после прохождения им изучаемого участка; Q_3 — потеря тепловой энергии потоком за счет радиации при движении от зоны максимального прогрева до изучаемого участка:

$$Q_3 = [\lambda (t_2 - t_1) / l] S \tau, \quad (\text{VI.10})$$

$(t_2 - t_1)$ — перепад температур от нагретого слоя до поверхности; λ — коэффициент теплопроводности перекрывающей толщи; l — мощность перекрывающей толщи; S — площадь, для которой рассчитывается потеря теплоты; τ — время.

Исходным материалом для гидрогеотермических исследований служат замеры температуры в скважинах, проводимые электрическими и ртутными термометрами. Методика и техника термометрии скважин рассматривается в специальных руководствах. На основе обработки полученных данных строятся гидрогеотермические разрезы, отражающие закономерности распределения температур на нефтяных и газовых месторождениях (рис. 33). Составляются карты геоизотерм, карты-срезы, на которых показаны изменения температуры на определенных гипсометрических отметках (например, на глубинах -500 м, -1000 м и т.д.), карты геотермических параметров, гидрогеотермические профильные разрезы (рис. 34) и т.п. Методы обработки и интерпретации гидрогеологических, в том числе гидрогеотермических данных, рассмотрены в работах В.Н. Корценштейна (1976 г.), М.И. Субботы, В.Ф. Клейменова, Е.В. Стадника (1990 г.) и др.

Получаемые гидрогеотермические данные широко используются при решении вопросов нефтегазовой геологии. Так, сведения о геотермическом режиме недр позволяют судить о процессах нефтегазообразо-

Рис. 34. Кривые распределения температур горных пород в меридиональном геологическом разрезе Западно-Сибирского бассейна (по А.Р. Курчикову, Б.П. Ставицкому).

Границы: a — поверхности фундамента, b — разновозрастных отложений; v — линии равных температур, °С. Месторождения: 1 — Семаковское, 2 — Ямбургское, 3 — Северо-Уренгойское, 4 — Уренгойское, 5 — Губкинское, 6 — Вэнгяхинское, 7 — Вэнгапурское, 8 — Северо-Варьганское, 9 — Варьганское, 10 — Эй-Еганское, 11 — Черногорское, 12 — Самогторское, 13 — Вартовско-Соснинское, 14 — Ломовое, 15 — Ключевское, 16 — Лугинешское, 17 — Останинское, 18 — Казанское; разведочные площади; 19 — Олимпийская, 20 — Кенгская, 21 — Пихтовская

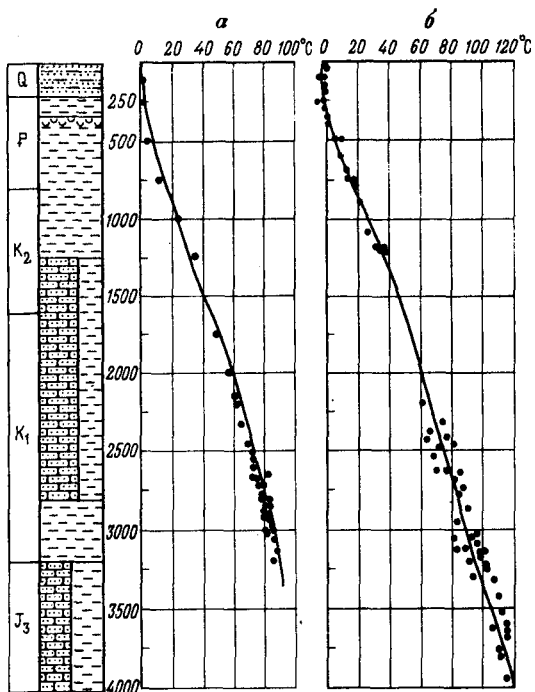
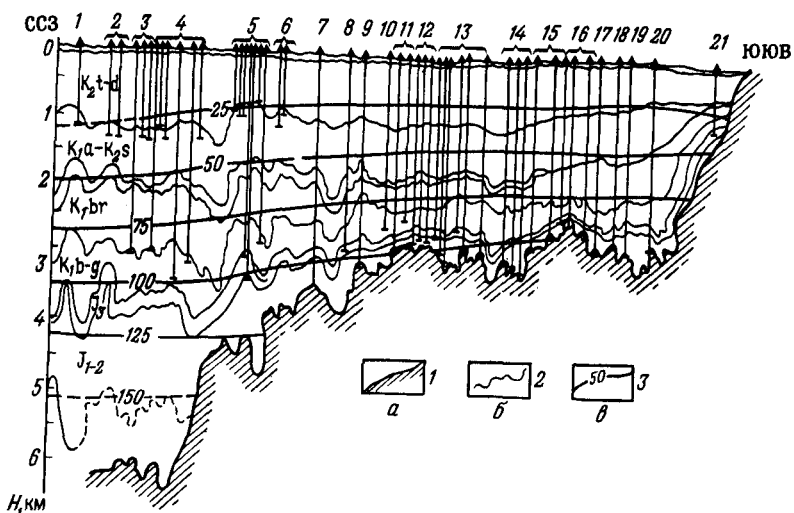


Рис. 33. Распределение температур в продуктивных частях разреза Уренгойского (а) и Медвежьего (б) месторождений (по В.Н. Корценштейну)



вания и нефтегазонакопления в оадочной толще земной коры, поскольку температурные условия оказывают решающее влияние на степень преобразования ОВ, на фазовое состояние УВ и их миграционные свойства.

Температура существенно влияет на свойства флюидов — воды, нефти, газа. Учет этих свойств, характерных для пластовых и поверхностных условий, необходим при подсчете запасов нефти и газа и при разработке нефтяных и газовых месторождений. В последнее время геотермические исследования проводятся при геологическом картировании и выявлении нефтегазоносных структур не только на континенте, но и в пределах шельфовых зон. В комплексе с электроразведочными, радиометрическими и геохимическими исследованиями геотермический метод позволяет существенно повысить эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.

Подземные воды с повышенной температурой, именуемые термальными, используются в бальнеологии. Все большее значение приобретают теплоэнергетические воды.

§ 2. ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ

К термальным обычно относят воды с температурой выше 20°C , которая составляет максимальную среднегодовую температуру воздуха на земном шаре. Существует несколько классификаций подземных вод по температуре (А.М. Овчинников, 1947 г.; Ф.А. Макаренко, 1960; И.К. Зайцев, 1961 г. и др.), которые отличаются друг от друга и по выделению числа групп вод и по градации температуры в пределах этих групп. В гидрогеологии широко распространена классификация К.Ф. Богородицкого, в которой выделяются три группы вод: холодные, низкотермальные и высокотермальные. В группе холодных вод выделяются воды с температурой, $^{\circ}\text{C}$: < 0 — переохлажденные, $0-10$ — очень холодные, $10-20$ — холодные; в группе низкотермальных вод: $20-37$ — теплые, $37-50$ — горячие; в группе высокотермальных вод: $50-100$ — очень горячие, > 100 — перегретые.

Термальные вод имеют как лечебное, так и энергетическое значение. Лечебные свойства термальных вод нефтяных и газовых месторождений определяются преимущественно высокой минерализацией, содержанием в них различных химических элементов и составом водорастворенных газов (углекислота, сероводород, азот и т.п.). В ряде случаев воды нефтяных и газовых месторождений обогащены иодом, бромом, железом и другими микроэлементами, имеющими бальнеологическое значение.

Нередко термальные воды содержат в достаточной концентрации различные элементы, например рубидий, мышьяк, цезий, и в ряде случаев могут рассматриваться как жидкие руды.

Наиболее полные сведения о закономерностях формирования и распространения термальных вод, их металлоносности и лечебных свойствах приведены в монографической сводке Е.А. Баскова и С.Н. Сурикова "Гидротермы Земли" (1989 г.). Отмечается, что запасы геотермальной энергии в пределах земного шара огромны и составляют в океанах и на континентах $2900 \cdot 10^{10}$ Вт. На Европейском и Азиатском континентах, представляющих для нас наибольший интерес, ресурсы геотер-

Таблица 11. Генетическая классификация термальных вод нефтегазоносных бассейнов (по Б.Ф. Маврицкому, с упрощением)

Бассейны	Минимальная температура (определена в скважинах), °С	Максимальная минерализация вод, г/л	Типичные месторождения
Межгорных впадин	До 100 в палеозое, до 200 в мезозое – кайнозое	350	Челекенское
Краевых прогибов	До 100 в палеозое, до 200 в мезозое – кайнозое	300	Махачкалинское Майкопское
Платформ	До 75 (реже более 75) в палеозое, до 180 в мезозое – кайнозое	450	Омское

651
 мальной энергии достаточно высоки. В Европе общие запасы геотермальной энергии составляют $55 \cdot 10^{10}$ Вт (на площади $10,5 \cdot 10^6$ км²), в Азии – $225 \cdot 10^{10}$ Вт (на площади $43,44 \cdot 10^6$ км²).

Для нефтегазовой гидрогеологии наибольший интерес представляют термальные воды гидрогеологических бассейнов, содержащих залежи УВ. Как отмечалось выше, диапазон изменения температуры в нефтегазоносных бассейнах очень велик. С теплоэнергетических позиций термальные воды подразделяются на низкопотенциальные, температура которых ниже 70 °С, среднепотенциальные – 70–100 °С и высокопотенциальные – выше 100 °С.

Б.Ф. Маврицкий предложил классификационную схему термальных вод, из которой в табл. 11 представлена только ее часть, относящаяся к нефтегазоносным бассейнам.

Для использования термальных вод в качестве источника тепловой энергии важно знание тепловой и энергетической мощности их месторождений, т.е. количества теплоты или электроэнергии, которое можно получить при их эксплуатации¹. Наибольшей тепловой и энергетической мощностью характеризуются месторождения термальных вод в районах современного вулканизма. Месторождения термальных вод пластового типа, преобладающие в нефтегазоносных бассейнах (в межгорных впадинах, краевых прогибах, на платформах), как правило, характеризуются очень большими размерами, но их полезная тепловая мощность лимитируется гидродинамическими особенностями. К наиболее перспективным месторождениям пластового типа следует относить такие, геотермический градиент которых не ниже 3 °С/100 м. В таких случаях можно получить воду с температурой 100 °С и выше с глубин менее 2,5–3 км. Подобные месторождения термальных вод могут обеспечивать потребность в теплоте нескольких микрорайонов крупных городов и населенных пунктов с числом жителей до 50 тыс. человек, крупные сельскохозяйственные объекты.

¹ Классификация эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод и перспективы их комплексного освоения недавно рассмотрены А.А. Шпаком, Н.В. Ефремочкиным, Л.В. Боревским (1989 г.).

Таблица 12. Потенциальные запасы термальных вод в нефтегазоносных бассейнах (по Б.Ф. Маврицкому и А.А. Шпаку)

Бассейны	Водоносные комплексы	Группа вод		Запасы вод м ³ /сут, при способе эксплуатации	
		по температуре, °С	по минерализации, г/л	фонтанном	насосном
Южно-Каспийский, западная часть (Азербайджан)	От майкопского до апшеронского	70	< 35	28	434
		70	> 35	—	18
		70–100	< 35	15,5	133
		70–100	> 35	41,5	319
		100	> 35	5	58
Среднекаспийский (западная часть)	Миоценовые и нижнемоелые	70	< 35	29	189
		70–100	< 35	27	285
		70–100	> 35	44	425
		100	> 35	129	707
Западно-Сибирский	Альб-сеноманский и неокомский	70	< 35	129	13500
		70–100	< 35	130	1867
Сахалинский	Неогеновый	60–70	< 20	9	335

К перспективным в гидрогеотермическом отношении районам принято относить те районы платформ, краевых прогибов и межгорных впадин, в пределах которых геотермический градиент превышает 3 °С/100 м, скважины вскрывают самоизливающиеся воды с дебитом не ниже 0,1 л/с и с минерализацией, не превышающей 100 г/л.

Б.Ф. Маврицким и А.А. Шпаком выполнена оценка потенциальных эксплуатационных запасов термальных вод по СССР применительно к двум методам эксплуатации скважин — фонтанному и насосному. Некоторые результаты этой оценки по нефтегазоносным бассейнам приведены в табл. 12. На основе этой оценки был сделан вывод о том, что на ближайшую перспективу освоение пластовых термальных вод нефтегазоносных бассейнов должно вестись в первую очередь в пределах южных районов Западной Сибири, Предкавказья, Азербайджана, Сахалина.

Контрольные вопросы

1. Какова роль подземных вод в формировании теплового режима Земли?
2. Каковы причины изменения геотермических градиентов в земной коре?
3. Что понимается под нейтральным слоем?
4. Каковы причины геотермической зональности и какие геотермические зоны выделяются в земной коре?
5. Знание каких факторов дает основание для экстраполяции температур на заданную глубину?
6. Как классифицируются термальные воды?
7. Каковы потенциальные запасы термальных вод в нефтегазоносных бассейнах СССР?

§ 1. ПОЛЕЗНЫЕ ВОДЫ И ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ В НЕДРАХ

В недрах содержатся следующие категории полезных вод, которые могут быть использованы в народном хозяйстве: 1) термальные воды; 2) минеральные воды и рассолы промышленного значения; 3) минеральные воды и рассолы лечебного значения; 4) пресные воды, пригодные для бытового, промышленного и сельскохозяйственного (в меньшей мере) водоснабжения; 5) воды, насыщенные углеводородными газами.

Все эти категории вод имеются в нефтегазоносных бассейнах.

Совершенно особое место среди пресных вод нефтегазоносных бассейнов занимают пластовые и техногенные конденсационные воды, получаемые из недр попутно с углеводородными газами.

Оценка масштабов переноса воды углеводородами свидетельствует о том, что при перемещении природного газа из зоны с температурой 200 – 250°C и давлением 80 – 100 МПа в зону с температурой 90 – 100°C и давлением 30 – 50 МПа из 1 м³ газа¹ выделится 28 – 53 г воды. При запасах газа в залежи 50·10⁹ м³, площади газоводяного контакта 1 км², пористости коллектора 15 % и остаточной водонасыщенности 20 % мощность формирующейся водяной оторочки может составить 11 – 22 м.

В случае растворения воды в природной нефти из 1 м³ смеси при тех же условиях выделится до 0,01 м³ воды. В отличие от конденсационных вод, выделяющихся из газового раствора, такие воды В. В. Колодием названы солюционными.

Согласно экспериментальным данным и натурным наблюдениям конденсационные и солюционные воды имеют низкую минерализацию — 1 г/л и менее, относительно обогащены гидрокарбонат-ионом, диоксидом углерода, летучими ОВ. Минерализация и состав конденсационных водных растворов определяются геотермобарическими условиями растворения подземных вод в углеводородах и последующей сегрегации газовых и жидких растворов, вследствие чего эти растворы характеризуются довольно пестрым химическим составом, хотя в общем из растворенных солей в них преобладают хлориды и бикарбонаты натрия. Исследования В.В. Колодия свидетельствуют о переходе в газовую фазу отдельных компонентов ОВ, например летучих фенолов, бензола. Абсолютная обогащенность пресных и солоноватых вод нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений типичными для углеводородных залежей компонентами водорастворенного ОВ является дополнительным свидетельством генетической связи этих вод с залежами.

Большое значение имеют и техногенные конденсационные воды, конденсирующиеся из паро-газовой смеси при эксплуатации сква-

¹ Здесь и далее имеется в виду объем газа, приведенный к нормальным условиям.

жин. Вынос этих вод на поверхность составляет, например, на Украине по Шебелинскому газовому месторождению $0,6 - 1,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$, по Западно-Сосновскому $8 - 13 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Учитывая, что добыча газа в стране в конце 11-й пятилетки составила примерно 630 млрд. м^3 в год, и принимая его влагосодержание в среднем $2 - 4 \text{ г}/\text{м}^3$, общее количество выносимой из газовых залежей конденсационной воды получим равным $(1,2 - 2,5) \cdot 10^6 \text{ т}/\text{год}$. Общие же потенциальные ресурсы конденсационных вод, например, по Украинской ССР составляют $17 - 35 \text{ млн. м}^3$. Таким образом, общее количество пресных и маломинерализованных вод весьма велико, причем они практически никак не используются. В общем балансе пресных подземных вод названные величины не так велики, однако следует учитывать, что кроме конденсационных вод газовых залежей в недрах имеются заметные количества пресных солюционных вод нефтяных залежей. Под нефтяной залежью с запасами 50 млн. м^3 нефти может быть сосредоточено до 50 тыс. м^3 пресной воды. Оценка практической значимости конденсационных и солюционных вод газовых и нефтяных месторождений требует специальных исследований.

Воды, о которых идет речь, возможно и непригодны для непосредственного использования в качестве пресных вод, так как в ряде случаев требуется очистка их, например, от фенолов (что в принципе вполне осуществимо). Однако их можно использовать в некоторых отраслях промышленности (каких — следует еще определить).

В пластовых водах нефтегазоносных бассейнов содержится очень много растворенных углеводородных газов. По данным Л. М. Зорькина, В. Н. Корценштейна, Е. В. Стадника и других исследователей, в 1 м^3 пластовой воды палеозойских отложений Волго-Уральского бассейна содержится до $1 - 1,3 \text{ м}^3$ углеводородного газа. Газонасыщенность пластовых вод Западно-Сибирского мегабассейна достигает $2 - 3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (иногда и более). Еще более высокую газонасыщенность имеют пластовые воды Среднекаспийского бассейна — до $4 - 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Максимальная газонасыщенность в Азово-Кубанском бассейне $8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Содержание растворенных газов в водах отдельных бассейнов изменяется в широких пределах. Оно зависит от мощности и коллекторских свойств водовмещающих толщ, интенсивности генерации и рассеяния УВ, газоемкости пластовых вод. Растворенные газы пластовых вод участвуют в формировании специфических геохимических полей в пределах бассейнов.

Вследствие большей деятельности процессов рассеяния древние бассейны по сравнению с молодыми характеризуются меньшей плотностью запасов водорастворенного газа на единицу объема пород (табл. 13). Это связано также со снижением интенсивности генерации УВ во времени.

Суммарные ресурсы растворенных углеводородных газов нефтегазоносных бассейнов согласно Л. М. Зорькину, В. Н. Корценштейну, Е. В. Стаднику и ряду других исследователей на несколько порядков больше промышленных запасов углеводородных газов (находящихся в залежах). Приведенные в табл. 13 данные по растворенным газам отдельных нефтегазоносных бассейнов учитывают их ресурсы до глубин $3 - 4 \text{ км}$ и лишь для Прикаспийского наложенного бассейна

Таблица 13. Объем растворенных газов в пластовых водах нефтегазоносных бассейнов (по Л.М. Зорькину, В.Н. Корценштейну, Е.В. Стаднику и др.)

Регион	Нефтегазоносные бассейны	Объем газов, трлн. м ³
Восточно-Европейская платформа	Прибалтийский	0,01
	Львовский	17
	Тимано-Печорский	280
	Прикаспийский	980
	Волго-Уральский	140
Сибирская платформа	Ангаро-Ленский	32
	Тунгусский	167
	Приверхожанско-Вилкойский	355
Западно-Сибирская плита Скифская и Туранская плиты	Западно-Сибирский	1000
	Азово-Кубанский	180
	Среднекаспийский	259
	Южно-Каспийский	120*
	Кызылкумский	44
Туранская плита	Каракумский (совместно с Устьюртским)	86

*Рассчитано только для продуктивной толщи.

расчеты выполнены до глубины 7 км. Следует иметь в виду, что с глубиной газоемкость пластовых вод может возрастать в связи со снижением их минерализации, ростом температуры и давления.

Так, по расчетным данным Е.С. Баркана и др. (1984 г.), если на глубине 1000 м при температуре 40 – 50°С, содержании хлорида натрия 200 г/л, $p_{пл}/p_{у.г.} = 1,5$ предельная газонасыщенность воды составляет 10 м³/м³, то на глубине 7000 м при температуре 200°С, содержании хлорида натрия 300 г/л, $p_{пл}/p_{у.г.} = 2$ газоемкость достигает уже 35 см³/см³.

Согласно расчетам американских исследователей (П. Джойс, Б. Хайс, Э. Гир и др.) экономически выгодна эксплуатация вод с газовым фактором не менее 5 м³/м³ и дебитами скважин не менее нескольких тысяч кубометров воды в сутки.

В настоящее время почти всеми исследователями признается тот факт, что растворенные газы могут быть источником углеводородного сырья, хотя практический опыт извлечения газов из вод незначителен и лишь в Японии доля растворенных газов в общей добыче горючих газов достигала 30%. Благоприятными здесь оказались гидродинамические условия водонапорных систем молодых нефтегазоносных бассейнов: самоизливы высокообогащенных метаном вод при значительных дебитах и устьевых давлениях.

Бесспорно, проблема добычи растворенных газов сопряжена с большими трудностями, но уже сейчас ставится вопрос об их использовании. Следует подчеркнуть, что бассейны вод с высокой насыщенностью углеводородными газами обычно совпадают с бассейнами термальных вод, обогащенных промышленно ценными химическими элемен-

тами и зачастую обладающих бальнеологическими свойствами. Это, в принципе, позволяет осуществлять эффективную комплексную эксплуатацию вод нефтегазоносных бассейнов, углеводородное сырье которых практически неисчерпаемо: по подсчетам отдельных исследователей глобальные ресурсы растворенных газов осадочной оболочки Земли составляют $10^{16} - 10^{18} \text{ м}^3$.

Металлоносные хлоридные рассолы нефтегазоносных бассейнов среди других видов литосферных водных растворов по концентрации и запасам ценных металлов (лития, цезия, стронция, рубидия) и других элементов (иода, брома, бора) имеют наибольшее значение.

Л.С. Балашов, Н.Ф. Ефремовичин и Г.К. Павленко указали следующие преимущества эксплуатации литосферных водных растворов (рассолов) как источников ряда металлов (в первую очередь в нефтегазоносных бассейнах):

большие запасы сырья;

отсутствие затрат на горные работы (часто используют уже пробуренные для других целей скважины);

возможность получения продукции с больших глубин и с большой площади;

комплексность полезного ископаемого (наличие одновременно ряда ценных элементов в высоких концентрациях);

возможность попутного получения ряда солей (хлориды натрия, калия, магния, кальция и др.);

возможность использования водных ресурсов — отходов действующих производств (нефтегазодобывающего, иодо-бромного, калийного и др.).

Как видно из табл. 14, концентрация семи элементов в водах бассейнов, по которым приведены данные, превышает кондиционные величины и, следовательно, можно говорить о наличии ресурсов этих веществ и о возможности их промышленного использования.

Промышленными принято считать такие воды и рассолы, которые содержат полезные компоненты в количестве, обеспечивающем с учетом гидрогеологических и технико-экономических показателей рентабельность их добычи и переработки.

Из табл. 14 видно также, что концентрация ряда ценных элементов в нефтегазоносных бассейнах Русской плиты далеко не достигает наибольших ее величин в литосферных водных растворах (калий, стронций, бром, иод). Максимальное содержание этих элементов известно в рассолах некоторых других бассейнов, в частности калий и бром в максимальных количествах отмечаются в рассолах Ангаро-Ленского бассейна.

Обширный материал по промышленным водам приведен в монографии С. С. Бондаренко и Г. В. Куликова "Подземные промышленные воды" (1984 г.).

Почти все воды и рассолы в нефтегазоносных пластах обладают целебными свойствами, подчас очень ценными. Большая часть суммарных статических ресурсов лечебных минеральных вод и рассолов сосредоточена именно в нефтегазоносных бассейнах, хотя в них представлены далеко не все типы этих вод. Для нефтяных и газовых месторождений характерны следующие типы лечебных минеральных вод

Таблица 14. Содержание некоторых ценных элементов, мг/кг, в подземных водах (по Л.С. Балашову, М.С. Галицыну, С.Р. Крайнову, 1977 г., а также С.С. Бондаренко, Л.А. Лубенскому, Г.В. Куликову, 1988 г., с изменениями)

Элемент	Содержание элементов в литосферных водных растворах		Наиболее распространенное содержание элементов в хлоридных рассолах нефтегазоносных бассейнов Русской плиты
	максимальное	минимальное, представляющее промышленный интерес	
Литий	500	10	5 – 20 (до 1000)
Калий	40000	1000	500 – 3000
Рубидий	200	3	1 – 5 (до 200)
Цезий	20	0,5	0,1 – 0,5 (до 20)
Стронций	30000	300	200 – 2000
Бром	10 000	300	150 – 2000
Иод	1 000	10	5 – 20

(по классификации В. В. Иванова, 1977 г.):

метановые и азотно-метановые минерализованные воды морских отложений (подтипы – нафталанский, охинский, майкопский); воды и рассолы засоленных осадочных пород (подтипы – ишимбайский, зевардинский);

сульфидные воды и рассолы (подтипы – кзылтумшукский, каякентский, краснокамский, балыхтинский).

Существуют также иодистые, бромистые (табл. 15) радиевые и некоторые другие специфические виды лечебных минеральных вод и

Таблица 15. Характеристика иодистых, иодисто-бромистых и бромистых минеральных вод и рассолов в нефтегазоносных районах (по И.С. Ломоносову, М.Х. Корольковой, Н.Г. Петровой, 1983 г., с сокращением и изменением)

Подгруппа	Тип	Содержание биоактивных компонентов, мг/л	Минерализация, г/л	Районы
Иодистая Иодисто-бромистая	Сызанский	25 – 55	5 – 35	Афруджа
	Нафталанский	10 – 15	10 – 12	Нафталан
		30 – 40		
	Тюменский	5 – 25	9 – 20	Тобольск
		25 – 80	10 – 15	Сургут
Хадыженский	10 – 50	Челекен		
	30 – 50	Хыдырлы		
Майкопский	10 – 25			
Бромистая	Устькачкинский	100 – 150	10 – 25	Краснокамск
		700 – 850	150	

рассолов, характерных для нефтяных и газовых месторождений. Важно подчеркнуть, что одна и та же вода может одновременно обладать несколькими различными целебными свойствами. Так, воды и рассолы засоленных осадочных пород могут в то же время в качестве целебных факторов иметь повышенные концентрации иода, брома и т. п. Более того, лечебная минеральная вода одновременно может быть и промышленной, термальной, может содержать большие количества растворенного метана. Это убеждает в необходимости оценки вод и рассолов в недрах как комплексных полезных ископаемых и именно с таких позиций вести их разведку и эксплуатацию.

Ценнейшим полезным ископаемым являются пресные воды, которые встречаются в разрезах нефтегазоносных бассейнов выше нефтяных и газовых горизонтов. Доля пресных вод, получаемых из земных недр, в общем водопотреблении в последнее время растет, и это при очень большом росте всего водопотребления. Такое положение в значительной мере объясняется опережающим загрязнением поверхностных — речных и озерных вод. В конце 80-х годов в нашей стране извлечение пресных вод из недр приблизилось к 100 млн. м³/сут (менее 10 % всех ресурсов). Примерно четвертая часть этого количества используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения, остальное — на нужды промышленности и сельского хозяйства. По прогнозам к 2000 г. количество добываемой из недр пресной воды почти удвоится. Более 60 % городов нашей страны в качестве основного источника водоснабжения используют подземную воду. Во многих других странах роль недр в водоснабжении еще больше (в Дании, например, 100 %).

Ввиду исключительной ценности пресных вод важной задачей является использование этих вод из верхних горизонтов нефтегазоносных бассейнов.

§ 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТЕХНОГЕНЕЗА

С точки зрения гидрогеологии, по Н. И. Плотникову и С. Краевскому (1984 г.), под техногенными процессами следует понимать совокупность тесно связанных между собой и обуславливающих друг друга гидрогеологических и инженерно-геологических процессов, проявляющихся особенно интенсивно при водохозяйственной деятельности человека и определяющих изменение геологической и окружающей среды в целом. По направленности и содержанию техногенные процессы могут оказывать позитивное и негативное (с точки зрения рационального природопользования) влияние на гидрогеологическую обстановку.

Наиболее интенсивно техногенные гидрогеологические процессы проявляются:

во-первых, при эксплуатации обводнительных объектов — на орошаемых землях, в сфере влияния ирригационных и транспортных каналов, равнинных водохранилищ, на нефтяных месторождениях при их заводнении и т. д.;

во-вторых, при эксплуатации осушительных объектов — на площади осушения заболоченных территорий, при горных разработках,

работе подземных городских сооружений, в сфере влияния водозаборов и т. п.

Весьма интенсивно техногенные процессы развиваются при одновременной эксплуатации обводнительных и осушительных объектов, когда создаются весьма сложные условия взаимодействия различных объектов, а следовательно, весьма сложные условия тепломассообмена этих объектов с геологической и вообще с окружающей средой.

Поскольку водные растворы служат главными агентами тепломассопереноса в литосфере, деление геологических процессов по их отношению к тепломассообмену имеет важнейшее значение для гидрогеологии. По условиям формирования тепломассообмена можно выделить три типа техногенных процессов (такое разделение особенно существенно с точки зрения влияния техногенеза на гидрогеологическую обстановку):

инжекционные — привнос вещества в литосферу; вещество представлено в основном водными растворами;

эжекционные — изъятие вещества из литосферы; вещество представлено водными растворами, твердым веществом пород, газами, нефтью, однако важно, что при изъятии других веществ практически всегда происходит и извлечение вод;

сложные техногенные процессы, совмещающие привнос и изъятие вещества литосферы, в том числе вод; разделение массопереноса по направлениям происходит в условиях взаимодействия обводнительных и осушительных объектов.

Инжекционные процессы возникают при эксплуатации обводнительных водохозяйственных объектов, когда изменение геологической среды происходит под влиянием тепломассопереноса, направленного в сторону литосферы. Привнос вещества в литосферу с влиянием на гидрогеологическую обстановку может происходить при: орошении земель; фильтрации по трассе ирригационных или транспортных каналов, при эксплуатации водохранилищ и т. п.; искусственном пополнении запасов литосферных вод; закачке вод в нефте-, серо-, соленосные породы с целью интенсификации добычи этих полезных ископаемых; захоронении промышленных стоков в поглощающие горизонты литосферы и т. д.

Влияние инъекционных техногенных процессов на гидрогеологические условия проявляется в виде: заболачивания и подтопления территорий, прилегающих к ирригационным и гидротехническим сооружениям; опреснения минерализованных литосферных вод; загрязнения литосферных вод; межпластовых перетоков и грифонообразования; землетрясений.

Опреснение водных растворов в глубоких горизонтах может происходить при закачке пресных вод в нефте-, серо-, соленосные пласты. При участии межпластовых перетоков опреснение может распространяться не только на те горизонты, в которые производится закачка, но и на другие, главным образом, вышележащие.

Загрязнение литосферных вод возможно в результате проявления всех перечисленных разновидностей техногенных процессов инъекционного типа.

Межпластовые перетоки, возникающие в результате естественного соотношения пластовых давлений или перераспределения последних вследствие техногенных изменений, могут идти при всех названных процессах и, в свою очередь, способствовать развитию таких явлений, как опреснение (иногда и осолонение), загрязнение, а при достижении водами приповерхностной зоны — подтопление и грифонообразование.

Эжекционные техногенные процессы формируются при эксплуатации осушительных водохозяйственных объектов и устройств, тогда обычно происходит извлечение из недр не только вод, но и других веществ. Тепломассоперенос при этом направлен в сторону внешней среды.

Изъятие вещества из литосферы постоянно влияет на гидрогеологические условия и имеет место при: эксплуатации (в том числе попутном извлечении) различного вида литосферных вод; осушении горных выработок при эксплуатации месторождений полезных ископаемых; осушении подземных сооружений (тоннелей, метрополитена, подземных хранилищ и т. п.); осушении заболоченных земель в сельскохозяйственных и других целях.

Влияние эжекционных техногенных процессов проявляется в форме: истощения запасов литосферных вод; просядков и провалов земной поверхности; засоления и опреснения (вод, почв и т. п.), межпластовых перетоков и т. д.

Истощение запасов литосферных вод происходит как непосредственно в результате их эксплуатации, так и при извлечении вод попутно с другими полезными ископаемыми (нефтью, газом), при работе специальных осушительных устройств на площади горных разработок и др. Проседания и провалы земной поверхности возникают вследствие снижения пластового давления в водоносных горизонтах и осушения рыхлых пород. Осолонение пресных вод может происходить вследствие подтягивания к водозабору соленых вод ("интрузия" морских вод или перетекание из других водоносных пластов), а также при мелиорации земель. Следствием интенсивного отбора минеральных вод и рассолов, истощения горизонтов и зон, содержащих минеральные воды и рассолы, может быть и опреснение некоторых участков за счет подтока менее минерализованных вод, залегающих выше, ниже или в стороне от участков эксплуатации.

В общем, если при проявлении инъекционных техногенных процессов в качестве важнейшего последствия их негативного влияния на гидрогеологическую обстановку можно назвать загрязнение литосферных вод, то для эжекционных техногенных процессов таким последствием надо считать истощение запасов вод в литосфере. Кроме того, существенное негативное влияние оказывают техногенные гидрогеологические процессы на геологическую и окружающую среду в целом (ухудшение общих ландшафтных условий, засоление почв, деформация поверхности, подтопление и т. д.).

В связи со сказанным большое значение приобретает прогнозная оценка возможного развития техногенных процессов и на ее основе — проектирование профилактических мер.

Контрольные вопросы

1. Какие полезные по своим качествам воды характерны для глубоких горизонтов осадочной толщи?
2. Какое значение имеют воды, насыщенные метаном?
3. Какие химические элементы могут извлекаться из водных растворов в земной коре?
4. Как техногенез отражается на водных растворах в земной коре?
5. Как может отразиться эксплуатация водоносных горизонтов на прилегающих участках земной коры и земной поверхности?

Глава VIII

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Гидрогеологические изыскания и исследования проводятся с целью изучения природных вод в качестве как объекта поисков, т.е. своеобразного жидкого полезного ископаемого, так и геологического явления для получения полной геологической характеристики исследуемой территории. Кроме того, подземные воды могут оказывать весьма вредное влияние, например, при обводнении различных горных выработок, при бурении скважин и т.д. Химический состав природных вод может использоваться в качестве своеобразного индикатора наличия залежей различных полезных ископаемых.

В задачу поисков и разведки подземных вод входит выяснение вопросов наличия их в недрах, качества, условий залегания, движения, режима, запасов и т.д. В этих целях применяются геологические и гидрогеологические съемки, сопровождаемые геоботаническими и геофизическими исследованиями, разведочным бурением, наблюдениями за скважинами и т.д. Особое место занимают такие виды работ, как оценка запасов вод, проектирование водозаборов и гидрорежимные наблюдения.

В СССР государственные гидрогеологические съемки, разведка подземных вод, изучение их режима и другие прикладные гидрогеологические исследования проводились главным образом экспедициями Мингео.

§ 1. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЪЕМКИ

Ввиду неразрывной связи гидрогеологии с геологией гидрогеологические исследования зачастую ведутся в ходе проведения геологосъемочных работ. При изучении естественных и искусственных во-

доисточников (водопунктов) необходимо регистрировать и описывать все имеющиеся водопроявления, устанавливать приуроченность водоносных и водоупорных пластов к определенным стратиграфическим толщам, выяснять степень водообильности пород, определять химический состав и качество подземных вод. Обработка материалов исследований позволяет дать гидрогеологическую оценку исследуемой территории в соответствии с поставленной целью.

Под гидрогеологическими съемками понимаются научно-производственные исследования, как полевые, так и камеральные, с целью составления гидрогеологических карт, представляющих собой отражение естественных гидрогеологических структур на исследуемой территории.

В соответствии с поставленными задачами различают государственную съемку и специализированную (ведомственную).

В зависимости от масштаба составления карт различают съемки: мелкомасштабную (1:1 000 000 – 1:500 000), среднемасштабную (1:200 000 – 1:100 000), крупномасштабную (1:50 000 – 1:25 000), детальную (крупнее 1:25 000).

Гидрогеологическая съемка в масштабе 1:1 000 000 – 1:500 000 (обзорная) проводится в неизученных или слабо изученных районах с целью выяснения общих гидрогеологических условий и составления гидрогеологической карты того же масштаба. Составленная карта является обзорной и отражает в общих чертах гидрогеологические условия района. На основании этой карты планируются более детальные работы по изучению подземных вод с целью их использования в народном хозяйстве. В настоящее время мелкомасштабные съемки практически не проводятся.

Съемка в масштабе 1:200 000 – 1:100 000 преследует практические те же цели, что и съемка в масштабе 1:500 000. Она является основной при гидрогеологическом изучении территории. Гидрогеологические съемки более крупных масштабов – площадные (масштаб 1:50 000) и детальные (масштаб 1:25 000 и крупнее) – имеют специальное назначение (изыскания для водоснабжения, строительства и т.п.).

Подготовка к гидрогеологическим съемочным работам по существу не отличается от подготовки к геологосъемочным работам. В качестве специфических черт следует отметить особо тщательный подбор картографического материала, так как только достаточно крупный масштаб карт хорошо передает черты рельефа, что особенно важно при привязке водопунктов и прослеживании водоносных горизонтов. Весьма важны и данные о высотном положении наиболее характерных точек района.

При производстве гидрогеологических исследований учитываются природно-геологические условия изучаемого региона. Особое значение при этом имеет степень гидрогеологической открытости. По степени открытости А.С. Рябченков выделяет районы открытые, полузакрытые и закрытые. **О т к р ы т ы м и** именуются районы, тяготеющие к горным массивам, где эродирована значительная часть разреза и возможно прямое гидрогеологическое изучение водонемещающих и водоупорных горизонтов по их выходам на земную

поверхность. П о л у з а к р ы т ы е районы характеризуются эрозией покровных образований и частично подстилающих их пород. К ним относятся предгорья, лавовые нагорья, антеклизы, где прямое гидрогеологическое изучение по обнажениям и водопроявлениям весьма ограничено. В з а к р ы т ы х районах эродированы в основном покровные образования (предгорные и межгорные впадины, краевые прогибы, синеклизы). Здесь для съемки применяются главным образом геофизические методы и картировочное бурение.

В результате проведения государственной гидрогеологической съемки (среднемасштабной) составляется гидрогеологическая карта, отражающая гидрогеологические условия. Она дополняется специальными картами, гидрогеологическими разрезами, пояснительной запиской и другой дополнительной графикой, фотографиями, рисунками. В пояснительной записке кроме введения и заключения дается физико-географический очерк района, описываются климатические условия, геолого-гидравлическая изученность, геоморфологическое и геологическое строение и, наконец, подземные воды.

При описании подземных вод дается характеристика водоносных горизонтов или комплексов в соответствии с гидрогеологической стратификацией, позволяющей выделить в геологическом разрезе толщи с различной степенью водоносности. Описание производится примерно в такой последовательности: распространение водовмещающих пород, их литологические и фациальные изменения, мощность и характер залегания; глубина залегания кровли и подошвы водовмещающих пород; водообильность водоносных пластов по измерению дебитов в естественных и искусственных выработках; ионно-солевой и газовый состав и оценка качества воды; области питания, создания напора и разгрузки; взаимосвязь с другими водоносными пластами и водами земной поверхности; возможности использования водоносных пластов в народном хозяйстве. Описание заканчивается гидрогеологическим районированием.

Непосредственно гидрогеологические съемочные исследования состоят в описании и нанесении на карты всех водопроявлений (источников, скважин, колодцев, горных выработок и т.д.). Кроме того, обследуются поверхностные водоемы, изучаются различные физико-геологические явления, связанные с деятельностью подземных вод (оползни, карст), производятся наблюдения за растительностью.

При исследовании источника определяется его приуроченность к тем или иным геологическим горизонтам и структурам, замеряются дебит воды, температура воды и воздуха, отбираются пробы для химического анализа, частично производимого на месте. Определение дебита источников осуществляют при помощи мерных сосудов или водосливов.

При обследовании колодцев и скважин замеряются уровни воды. Для поисков подземных вод особенно успешно используются геоботанические методы, в аридных областях эти методы основаны на изучении распространения растений-гидроиндикаторов и растительных сообществ.

Для поисков и разведки подземных вод, особенно в закрытых районах, применяются геофизические методы, главным образом элект-

розраведка (электрондирование и электропрофилирование), которая позволяет определять глубины залегания минерализованных и пресных вод на основе различия электрического сопротивления вод с разной минерализацией. Для изучения строения гидрогеологических бассейнов применяются сейсморазведка, гравиметрия и магнитометрия.

При поисках и разведке высокотемпературных (термальных) вод проводятся геотермические исследования, а для поисков радиоактивных вод – радиометрические.

По итогам обзорных и региональных съемок выделяются водоносные комплексы и горизонты, определяются площади развития, мощность и характер как водоносных, так и водоупорных толщ, глубины залегания и напоры вод, условия их движения, производится гидрогеологическое районирование.

В результате гидрогеологических съемок составляются различные гидрогеологические карты. Принято составлять карты фактического материала, карты общей водоносности, карты водоносности отдельных горизонтов, карты гидроизогипс для грунтовых вод, карты гидроизопьез для напорных вод, различные гидрохимические карты (рис. 35) и т.д. На карты фактического материала наносятся все водопункты (источники, колодцы, скважины) с указанием дебитов в виде кружков разного диаметра, температуры и других данных. На картах водо-

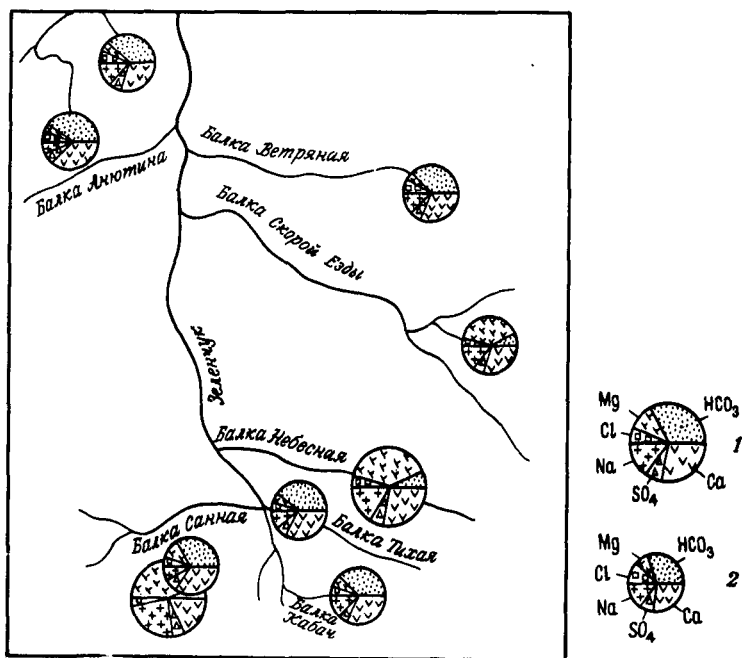


Рис. 35. Схематическая гидрохимическая карта долины р. Зеленчук.

Изображение источника: 1 – с $M > 1$ г/л; 2 – с $M < 1$ г/л

обильности показываются участки с преобладающими дебитами той или иной величины.

Одной из главных проблем при составлении гидрогеологических карт является многообразие показателей, которые следует наносить на них. Сложность связана также с наличием нескольких водоносных комплексов и горизонтов. Вследствие этого гидрогеологи составляют серии параллельных карт. Для отражения многоярусности водоносных комплексов и горизонтов предложены методы просвечивания, или карт-срезов для различных гипсометрических отметок.

Если каждый залегающий ниже горизонт имеет большую площадь развития, М.Е.Альтовский, М.В.Чуринова и другие исследователи предложили закрашивать участки, на которых одновременно развиты эти водоносные горизонты, цветом, присвоенным самому молодому из них. В случае, когда площадь развития нижних горизонтов меньше, чем верхних, на карте соответствующим цветом закрашивают площадь распространения верхнего горизонта, а внутри нее показывают распространение нижних горизонтов цветными контурами со стрелками, направленными внутрь. Для полноты гидрогеологической характеристики водоносных горизонтов или комплексов желательно составление альбома параллельных карт, отображающих те или иные параметры.

Гидрогеологические исследования, проводимые в процессе поисков, разведки и разработки залежей нефти, имеют свою специфику, в частности, четко подразделяются на нефтегазопромысловые и нефтегазопромысловые исследования. При поисках нефти и газа на отдельных этапах поисковых работ могут применяться гидрогеохимические съемки и тематические работы по изучению имеющихся гидрогеологических материалов.

Нефтегазопромысловые гидрогеологические исследования должны иметь обоснование в виде гидрогеологического районирования, т.е. выделения бассейнов подземных вод. Районирование опирается как на гидрогеологические, так и на геологические, орографические данные.

Определяя перспективы нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям, следует брать их (показатели) по всему гидрогеологическому бассейну с целью выявления нефтегазоносных пластов, зон сохранности УВ и оконтуривания залежей.

Применение гидрогеохимических съемок позволяет выявлять гидрогеохимические аномалии, т.е. наличие ловушек УВ. Гидрогеохимические съемки, в частности по грунтовым водам, рекомендуется проводить в районах с влажным климатом, при глубокой эрозии разреза, при несовпадении тектонических планов.

При изучении гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений обычно составляется ряд гидрогеологических карт для различных водоносных горизонтов и комплексов. При этом для каждого из указанных объектов составляются карты гидроизопъез и различные гидрогеохимические карты (минерализации, различных классификационных характеристик, распределения основных ионов, их соотношений, газонасыщенности, газового состава и т.д.). Обычно все параметры наносятся на карту в виде изолиний (изохимы, изоминеры, изохлоры,

изоконы и т.д.). Зоны между определенными изолиниями для большей наглядности рекомендуется закрашивать или выделять различной штриховкой.

§ 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Бурение скважин с последующим опробованием водоносных горизонтов является основным способом разведки. Пробуренные скважины служат для эксплуатации вод. Естественно, что при бурении на неглубокозалегающие горизонты (грунтовых вод) используют различные способы мелкого бурения, а при поисках глубокозалегающих горизонтов напорных вод применяют глубокое бурение, осуществляемое тяжелыми буровыми установками. Используются скважины, пробуренные для других целей, например, для разведки на нефть и газ.

При разведочном бурении на грунтовые воды в скважинах проводят замеры уровней, по данным которых строятся карты гидроизогипс, отражающие рельеф урвонной поверхности грунтовых вод. Ведутся наблюдения за направлением и скоростями грунтовых потоков. Для этого применяют индикаторы, которые загружаются в специальные загрузочные скважины и затем фиксируются в соседних наблюдательных скважинах. В качестве индикаторов используют красители, электролиты, радиоактивные изотопы.

Разведочное бурение на напорные воды проводится по большей части вращательным способом. Для получения гидрогеологических данных наиболее удобно бурение без промывки, но по технико-экономическим причинам глубокое бурение обычно ведется с промывкой водой или, в крайнем случае, глинистым раствором.

По данным бурения составляется геологический разрез, определяются глубины залегания и мощность водоносных горизонтов. Весьма важное значение имеют геофизические измерения в скважинах. Электрометрия помимо литологии разреза позволяет определять наличие и положение в разрезе горизонтов с пресной и минерализованной водой: горизонты пресных вод отбиваются максимумами на кривых сопротивлений и естественных потенциалов, горизонты с соленой водой или рассолом дают минимумы на кривой сопротивлений и максимумы на кривой естественных потенциалов. Полезно применение термометрии и гамма-метода.

Для определения химического состава вод в скважинах в последнее время применяется также нейтронно-активационный метод. Ориентированное определение эффективной пористости и проницаемости водоносных пород может производиться с помощью метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР).

В разведочных скважинах на напорные воды необходимо замерять статические уровни, давления на устье, температуры и отбирать пробы вод на анализ.

В самоизливающихся артезианских скважинах уровень определяется путем наращивания труб, либо путем замера давления на устье. Исходя из высоты фонтана и диаметра труб определяется дебит.

При отсутствии самоизлива в скважинах, бурившихся с глинистым раствором, перед замером статического уровня производятся промывка и прокачка воды. Уровень воды в скважине измеряется с помощью различных систем уровнемеров.

По данным бурения создается представление о гидрогеологическом разрезе, определяются водоносные комплексы и горизонты, глубина их залегания и мощность, литологический состав.

При бурении ведется наблюдение за водопроявлениями, причем основным его видом является контроль за промывочной жидкостью. Определение вязкости жидкости на устье скважины и наблюдение за ее изменением во времени наряду с анализом фильтрата промывочного раствора позволяет установить наличие водоносных горизонтов.

§ 3. ОПРОБОВАНИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Опробование водоносных горизонтов в скважинах составляет важнейшее звено гидрогеологических изысканий. Оно заключается в определении статических уровней и пластовых давлений дебитов, производительности водоносного горизонта, взятии проб на определение ионно-солевого и газового составов, температурных замерах для определения необходимых гидродинамических параметров пласта.

Особый интерес для гидродинамических исследований представляют пьезометрические скважины. Скважины-пьезометры должны обладать постоянством состава воды и хорошей сообщаемостью с пластом, только тогда изменения пластового давления будут фиксироваться изменением уровня, наблюдение за которым ведется постоянно.

Гидрогеологические исследования следует проводить и в простаивающих скважинах. Исследования в длительно простаивающих скважинах начинаются с определения уровня и отбора пробы воды из приуровненного слоя. Затем проверяются постоянство плотности воды по всему стволу и характер сообщаемости пласта со скважиной.

С помощью глубинного пробоотборника в 4—5 точках ствола скважины, расположенных на равном расстоянии друг от друга, производится отбор воды и с помощью ареометра или лучше пикнометра устанавливается ее плотность.

В случае смешения пластовой воды с технической вследствие плохой откачки состав будет изменяться и статический уровень не будет являться истинным ввиду различия плотностей. Для определения истинного статического уровня пластовых вод определяется изменение плотности воды по стволу скважины.

Опробование необходимо для оценки запасов вод, проектирования их эксплуатации и решения других задач.

Комплекс перечисленных операций и задач называется исследованием скважин и осуществляется различными аппаратами, как правило, спускаемыми в скважину. Спуск и подъем различных приборов осуществляется при помощи лебедок, одной из разновидностей которых являются аппараты В.П.Яковлева.

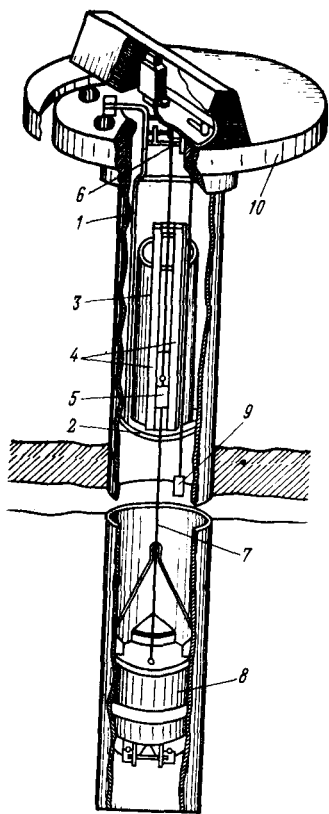


Рис. 36. Пьезограф В.П. Яковлева, установленный на устье скважины:

1 — подвесная рама; 2 — основание; 3 — барабан; 4 — стойки; 5 — перо; 6 — шкиф; 7 — проволока; 8 — поплавок; 9 — контргруз; 10 — устьевая крышка

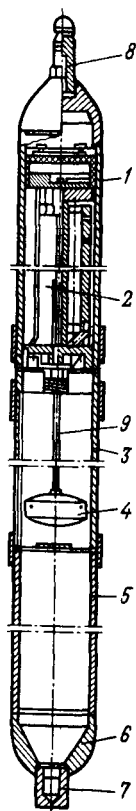


Рис. 37. Пьезограф ППИ-2 И.М. Иванова:

1 — колак; 2 — каретка со штифтом; 3 — цилиндр; 4 — поплавок; 5 — дополнительная камера; 6 — наконечник; 7 — фильтр; 8 — ловильная головка; 9 — трубчатый шток

Для измерения уровня воды в скважинах глубиной до 300 м применяются приспособления типа хлопушек, свистков, поплавков и др. Для больших глубин желательно пользоваться электроуровнем, представляющим собой два изолированных контакта двужильного кабеля. При достижении поверхности воды в стволе скважины контакты замыкают электрическую цепь и вверх передается сигнал (лампочка, звонок). В скважинах, обсаженных колонной, последняя выполняет роль одного из контактов.

Для постоянной записи колебаний уровня воды в скважинах применяются пьезографы и лимниграфы.

Широко распространенный пьезограф В.П. Яковлева (рис. 36) закрепляется в устьевой части скважины. В случае скважин с диаметром обсадных колонн менее 150 мм пьезограф помещается над устьем. Описанный прибор автоматически записывает колебания уровня с большой точностью. При изменении передаточного числа от ведущего шкива к ведомому масштаб записи колебаний уровня может меняться от 1:1 до 1:100.

Лимниграф Б.П.Остроумова схож с описанным выше пьезографом.

В нефтяной гидрогеологии используются и погружные пьезографы ППИ-2 И.М. Иванова. Они опускаются в скважину на глубину от 5 до 20 м ниже статического уровня воды. Аппарат (рис. 37) состоит из корпуса, поплавка и записывающего устройства. Принцип действия пьезографа заключается в том, что при спуске в скважину вода через фильтр заполняет часть его корпуса. Тогда поплавок поднимается на высоту, на которой давление сжатого воздуха внутри прибора уравновешивает давление наружного столба воды. При изменении уровня воды в скважине уровень воды в приборе также изменится. Вертикальные перемещения поплавка регистрируются на записывающем устройстве.

Наибольшую точность замера колебаний уровня (0,02–0,5 мм) дает прецизионный электроуровнемер П.И. Косолапова. В нем движение поплавка на уровне передается к перу не механически, а электрически, при помощи электромоторчика. Этот аппарат позволяет записывать микроколебания уровня под влиянием колебаний атмосферного давления.

В переливающих скважинах избыточное устьевое давление замеряют образцовыми манометрами. Для автоматической регистрации изменений устьевого давления применяют устьевой манометр Корнилюка — Яковлева (Якор-II).

Для отбора проб из скважины в простейшем случае используется желонка. Глубинные пробы воды с сохранением пластового давления отбирают при помощи глубинных пробоотборников. Наиболее известны пробоотборники ПД-03, ПД-3М, ПРИЗ-2, ГПВ-4-700 (В.С. Вещезерова).

Пробоотборник ПД-03 (рис. 38) представляет собой металлический цилиндр длиной 2,6 м, массой 10,5 км, емкостью 0,8 л. Одним из основных недостатков конструкции является плохая промываемость при производстве отбора проб. Для ее устранения приходится "расхаживать" прибор несколько раз на 50–100 м от исследуемого интервала, что приводит к уменьшению величины газонасыщенности пробы, т.е. к снижению качества пробы. Весьма ответственной операцией наряду с отбором пробы является извлечение жидкости из пробоотборника и перевод растворенного газа через переходник в бутылку.

Пробоотборник ПРИЗ-2 (рис. 39), предложенный Б.А. Роговым и И.К. Зерчаниновым, представляет собой цилиндр длиной 1,8 м с наружным диаметром 35 мм и рабочим объемом 1000 см³. ПРИЗ-2 не имеет часового механизма и герметизация пробы осуществляется путем спуска по тросу груза, который, ударяя по стакану запорного механизма, отсекает пробу в рабочей камере. Одним из преимуществ данного прибора является относительно хорошая промываемость, что позволяет исключить "расхаживание" пробоотборника при спуске в скважину. Пе-

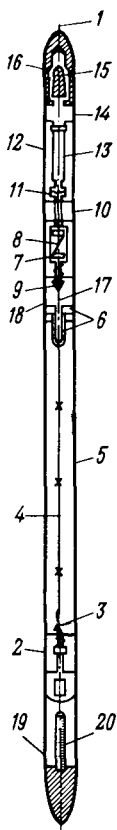
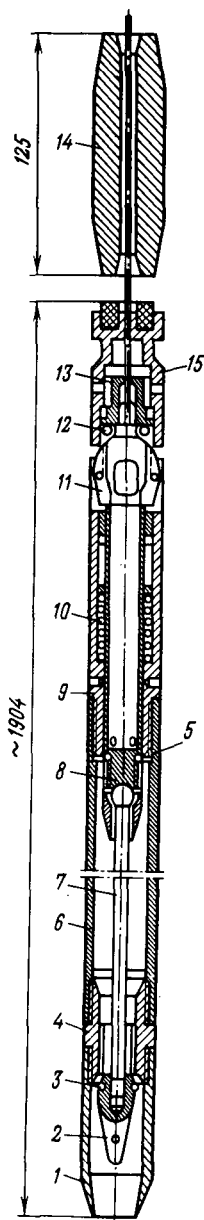


Рис. 38. Принципиальная схема пробоотборника ПД-03:

1 — проволока; 2, 18 — переходники; 3 — нижний клапан; 4 — тяга; 5, 12 — трубы; 6, 15 — замки; 7 — стакан; 8 — спусковой рычаг; 9 — верхний клапан; 10, 14 — муфты; 11 — фрикцион; 13 — часовой механизм; 16 — хвостовик; 17 — шток; 19 — кожух; 20 — термометр

Рис. 39. Пробоотборник ПРИЗ-2 Б.А. Рогова и И.К. Зерчанинова:

1 — насадка; 2 — нижний клапан; 3, 5 — резиновые кольца; 4, 9 — посадочные цилиндры; 6 — корпус; 7 — шток; 8 — верхний клапан; 10 — рабочая пружина; 11 — защелка; 12 — пружина; 13 — корпус запорного механизма; 14 — груз; 15 — стакан



ревод растворенного газа в бутылку производится также при помощи переводника.

Пластовое давление в водяных скважинах определяется расчетным путем по положению статического уровня и плотности воды. Прямое определение пластовых давлений производится глубинными манометрами. Наиболее распространены манометры с непрерывной регистрацией показаний (самопишущие глубинные манометры МГГ-1 и МГГ-2У). Основным рабочим элементом данных приборов является пустотелая многовитковая пружина — геликс. При повышении давления, действующего на внутреннюю полость геликса, пружина разворачивается, причем угол раскручивания пропорционален передаваемому давлению (рис. 40).

Для снятия кривых восстановления забойного давления после остановки скважины при изучении взаимодействия скважин, когда применяются глубинный самопишущий дифференциальный манометр ДГМ-4 И.М. Иванова (рис. 41).

Температура в скважине измеряется максимальными термометрами: их действие основано на изменении объема ртути, заключенной в камере, под влиянием температуры. Для спуска термометра в скважину применяются специальные изолирующие гильзы. Глубинные манометры и пробоотборники ПД-03 и ПД-3М снабжены камерами для термометров. В настоящее время используются и различные термографы с автоматизированной записью.

При отборе проб растворенного газа для определения температуры воздуха и барометрического давления применяются термометры и барометры-анероиды. Изменения атмосферного давления регистрируются барографами-самописцами.

Опробование пластов, вскрытых при бурении, производится в необсаженных и обсаженных скважинах. В необсаженных скважинах предварительное опробование производится с помощью испытателей пластов. Наиболее распространены пластоиспытатели, опускаемые в скважину на бурильных трубах и известные под названием комплекта испытательных инструментов (КИИ). Преимущество применения КИИ заключается в небольших затратах времени на производство работ и отсутствии необходимости крепления скважины обсадными трубами и удаления из нее глинистого раствора. Однако испытатель пластов позволяет получить в основном качественную характеристику пласта, а именно: выяснить, насыщен ли пласт газом, нефтью, водой.

Наиболее полные сведения получают в результате исследований обсаженных скважин. В обсаженных скважинах опробуются пласты, перекрытые цементом при затрубной цементации обсадной колонны. Для вскрытия такого пласта обсадную колонну и цементное кольцо простреливают с помощью перфораторов. Очистка ствола скважины от глинистого раствора производится промывкой скважины водой через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб.

Для возбуждения пласта с целью вызова притока пластовой жидкости давление столба жидкости в скважине уменьшают с таким расчетом, чтобы пластовое давление превышало противодействие.

Обычно уровень воды в скважине снижают свабированием или компрессорным способом. При свабировании используют поршень с обратным клапаном (сваб). При погружении сваба ниже уровня жидкости

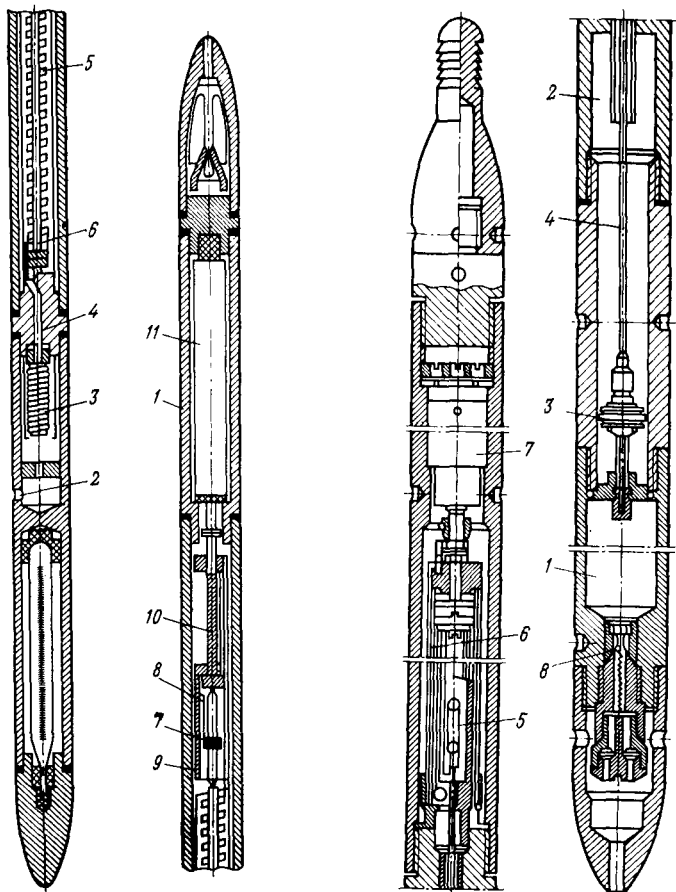


Рис. 40. Самопищущий глубинный геликсный манометр МГГ-1:

1 – корпус; 2 – отверстие; 3 – сифон; 4 – капилляр; 5 – геликсная пружина; 6 – стержень; 7 – ось; 8 – стрелка с пером; 9 – каретка; 10 – ходовой винт; 11 – часовой механизм

Рис. 41. Самопищущий глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4 конструкции И.М. Иванова:

1,2 – воздушные камеры; 3 – поршень; 4 – штанга; 5 – регистрирующее устройство; 6 – барабан; 7 – часовой механизм; 8 – клапан

клапан открыт и жидкость свободно заполняет пространство над поршнем. Во время подъема сваба клапан закрывается, и на поверхность извлекается столб жидкости, находящейся выше поршня. При компрессионном способе жидкость из скважины извлекается под действием сжа-

того воздуха. Для предотвращения дегазации пластовой воды в скважине оставляют столб воды, обеспечивающий большее противодавление по сравнению с давлением насыщения растворенных газов.

Пласт считают неводоносным, если притоки из него составляют до $3 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Откачка воды из пласта производится до установления постоянства ионно-солевого состава. Практически о постоянстве состава судят по содержанию ионов хлора, величине плотности и рН. Эти определения производятся непосредственно на скважине. Состав воды считается постоянным, если в трех последовательно отобранных пробах воды значения плотности, рН и содержания хлора одинаковы. Между последовательными отборами проб производят откачку жидкости в количестве не менее одной третьей части объема ствола скважины.

Производительность водоносного пласта ориентировочно определяется в период возбуждения пласта по темпу понижения уровня в процессе откачки или по скорости восстановления уровня во время остановки скважины.

Для определения установившегося притока производят откачку воды при постоянном динамическом уровне в течение нескольких суток. Зная объем мерной емкости и время ее заполнения, определяют дебит воды. В переливающих скважинах дебит замеряется мерной емкостью или с помощью расходомеров. Переливающие скважины обычно исследуются методом установившихся отборов на нескольких режимах. Режим истечения регулируют с помощью шайб либо задвижкой на устье скважины. На каждом режиме скважина работает не менее двух суток. Устьевое избыточное давление замеряется образцовым манометром. Если температура выходящей воды более $30-35^\circ \text{C}$, то применение метода установившихся отборов требует замеров давления на забое скважины в процессе работы на каждом режиме. При небольших депрессиях пользуются дифференциальным манометром ЛГМ-4. После замера установившегося притока скважину останавливают для определения статического уровня и пластового давления воды.

За восстановлением уровня можно наблюдать с помощью поплавка, уровнемера, пьезографа, эхолота и глубинных манометров, в частности, поршневых манометров МГП, обладающих растянутым бланком записи давления. При очень медленном подъеме уровня его восстановление ускоряют с помощью долива идентичной по составу воды в скважину. Количество доливаемой воды рассчитывается исходя из положения статического уровня в соседних скважинах.

По полученным замерам восстановления уровня во времени строится кривая восстановления уровня (рис. 42). По этим кривым определяют статическое положение уровня и оценивают коэффициент продуктивности.

В переливающих скважинах измеряется восстановление устьевого избыточного давления или восстановление уровня путем навинчивания труб над устьем скважин. Для замеров давления на устье пользуются образцовыми манометрами. При этих замерах необходимо учитывать, что на устье переливающих закрытых скважин зачастую скапливается газ, выделяющийся из воды. Его необходимо периодически удалять из-под манометра через выпускной вентиль. Кроме того, если температура из-

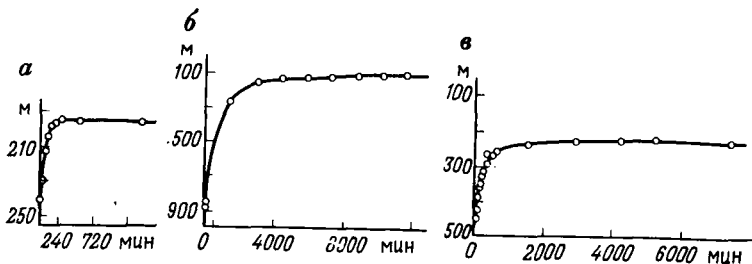


Рис. 42. Кривые восстановления уровня водяных скважин месторождения Узень (по Ю.П. Гаттенбергеру).
 Восстановление уровня до статического положения: а — быстрое, б — медленное, в — уровень не восстановлен до статического положения

ливающейся воды выше $25-30^{\circ}\text{C}$, то в остановленной скважине устьевое давление поднимается выше статического и лишь затем, снижаясь, подходит к уровню статического. В переливающих скважинах период восстановления давления используется для исследований методом восстановления забойного давления. Обычно на забой спускается дифференциальный манометр ДГМ-4 и затем скважина закрывается.

Пластовое давление в водяных скважинах не измеряют в тех случаях, когда наблюдается изменение плотности по стволу скважины. Использование манометров необходимо как при отсутствии таких изменений, так и при получении притока воды вместе с нефтью.

После выравнивания уровня замеряется газонасыщенность пластовой воды и отбираются пробы воды с растворенным газом с помощью пробоотборников. Перевод газа, выделившегося из воды в пробоотборнике после снижения давления до атмосферного, можно производить по способу "поджима", предложенному И.К. Зерчаниновым.

Геотермические условия наблюдаются в скважинах, находящихся в покое не менее 15 сут. Замер температуры производится максимальными термометрами через равные интервалы по всему стволу скважины. В зонах залегания литологически однородных пород делают не менее двух замеров на разной глубине. Следует измерять температуру у подошвы и кровли толщ, различных по литологическому составу.

На основе замеров температуры строится кривая ее изменения с глубиной, подсчитываются величины геотермических ступеней и геотермических градиентов интервалов литологически однородных пород. Определение пластовой температуры производится с помощью ртутных термометров, опускаемых в герметичных камерах на нужную глубину. Термометр помещается в герметичную гильзу ртутным шариком вверх. Во избежание стряхивания ртути из капилляра при ударах о стыки колонны во время подъема его следует производить медленно. Пробоотборники ПД и глубинные манометры снабжены термометрами, поэтому пластовая температура измеряется одновременно с отбором глубинных проб и замером давления.

Результаты анализов пластовых вод зависят от способов и места отбора. Особо изменчивы количество и состав растворенных газов. Сравнительно близкий к истинному состав растворенных газов получается в пробах, отобранных у забоя скважины. В приустьевой части скважины

большая часть растворенных газов удаляется из воды во время ее движения от забоя к устью, что приводит к изменению первоначального состава газов. Процесс дегазации активизируется и соответственно увеличивается изменение химического состава растворенных газов при наличии в стволе скважины свободного газа, причем, чем больше газосодержание, тем глубже дегазация вод.

Определение сульфидов и сероводорода является надежным только при его проведении непосредственно на месте отбора пробы (определение ведется окислением иодом). Причем и в этом случае значительная часть сероводорода переходит из воды в газовую фазу. Разделение серы при определении общей щелочности на сульфидную и сероводородную мало надежно и им следует пренебречь.

Уменьшение щелочности в процессе дегазации вод особенно заметно для жестких (хлоридно-кальциевых) вод. В щелочных (гидрокарбонатно-натриевых) водах колебания в величине щелочности менее заметны, но зато существенно изменяется содержание кальция. По мере уменьшения щелочности в воде снижается содержание кальция, а так как оно вообще незначительное, уменьшение его будет ощутимым (на 1—3 мгэкв/л).

Помимо дегазации при снижении давления на состав вод может влиять и наличие цемента, особенно если вода отобрана из скважины вскоре после ее цементирования. В цементе содержится большой избыток гидроксида кальция, который с анионами слабых кислот образует ряд нерастворимых солей кальция: карбонат, фосфат, силикат и т.д. В результате величина щелочности уменьшается. Кроме того, гидроксид кальция может реагировать с магнезиом вод, при этом образуется осадок гидроксида магния. В результате в отдельных скважинах разные анализы вод существенно различаются по содержанию магния, причем обычно с уменьшением содержания магния уменьшается и величина щелочности. Заметное воздействие цемент оказывает на сравнительно маломинерализованные гидрокарбонатно-натриевые и хлоридно-магниевые воды. В случае хлоридно-кальциевых рассолов влияние его на солевой состав несущественное.

С качеством цементирования связана и возможность смешивания вод разных пластов при наличии затрубной циркуляции. Если смешиваются воды разных типов, то в смешанной воде часто уменьшаются щелочность и жесткость вследствие выпадания в осадок карбоната кальция. В результате в смешанной воде содержание хлоридов и сульфатов натрия приближается к 100 % и превышает их содержание в аналогичных по минерализации пластовых водах. Труднее определить факт смешивания однотипных пластовых вод. Смешивание различных по минерализации гидрокарбонатно-натриевых или хлоридно-магниевых вод обычно приводит к уменьшению щелочности, характерной для пластовых вод аналогичной минерализации и состава. В водах с высоким газосодержанием возможно и изменение общей минерализации воды вследствие ее испарения или конденсации. Однако учесть это очень трудно, так как снижение давления способствует испарению воды, а снижение температуры — ее конденсации из газовой фазы. В скважинах действуют оба фактора и какой когда превалирует, трудно установить.

При эксплуатации скважин эрлифтом воздух окисляет все легко-

окисляемые компоненты ионно-солевого состава вод. В первую очередь окисляется двухвалентное железо до гидроксида. Сульфидная сера и сероводород окисляются преимущественно до серы, но в некоторой степени и до сульфатов. В результате этого в бессульфатных водах при окислении сульфидов могут появиться сульфаты. В водах гидрокарбонатно-нитриевого типа иод не окисляется воздухом, но в хлоридно-кальциевых рассолах такое окисление имеет место, вследствие чего содержание иода в них может уменьшиться. Все эти процессы окисления могут протекать и в пробе воды при ее хранении с доступом воздуха, но скорость их в этом случае будет медленнее и только через несколько недель возможен такой же эффект, как при эрлифте. Из-за возможности окисления определение железа в водах мало надежно, а имеющиеся данные трудно сопоставимы.

Таким образом, в зависимости от места отбора, состояния скважины и способа ее эксплуатации результаты анализа пластовых вод могут существенно различаться. Точность определения ионно-солевого состава вод зависит и от методики анализа (см. стр. 53).

Кроме определения главных ионов в водах нефтяных и газовых месторождений часто дополнительно определяют содержания брома, иода, бора, а иногда и сульфидной серы. Определения железа и марганца мало надежны вследствие легкости их окисления воздухом, а также из-за их поступления в воды при коррозии обсадных колонн. Определение органических веществ в водах отличается рядом недостатков, что приводит к погрешностям.

Для прямого определения давления насыщенности (упругости) $p_{\text{нас}}$ водорастворенных газов¹ используется метод, предложенный И.К. Зерчаниновым. Для этого в 4–5 точках ствола скважины с помощью глубинных пробоотборников определяется газонасыщенность воды. По полученным данным строятся графики изменения газонасыщенности с глубиной. Графики могут быть двух типов (рис. 43).

График типа I показывает, что газонасыщенность воды в стволе скважины все время увеличивается, т.е. давление насыщения равно давлению на забое скважины или превышает его. Следовательно, пластовая вода насыщена или перенасыщена растворенным газом.

График типа II показывает, что газонасыщенность увеличивается до определенной глубины, а ниже является величиной постоянной. Точка перегиба кривой соответствует давлению столба воды в скважине, равному давлению насыщения водорастворенного газа. Определив эту глубину по графику и зная статический уровень и плотность воды в скважине, можно рассчитать давление насыщения:

$$p_{\text{нас}} = (H_{\text{нас}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{в}} / 100, \quad (\text{VIII.1})$$

где $H_{\text{ст}}$ — глубина статического уровня; $H_{\text{нас}}$ — глубина точки перегиба кривой; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды в скважине.

О степени сжимаемости пластов можно судить, сравнивая микроколебания уровня с колебаниями атмосферного давления. Наблюдения об изменении величины сжимаемости пластов, позволяют делать вывод о наличии залежей газа.

¹ См. главу XI.

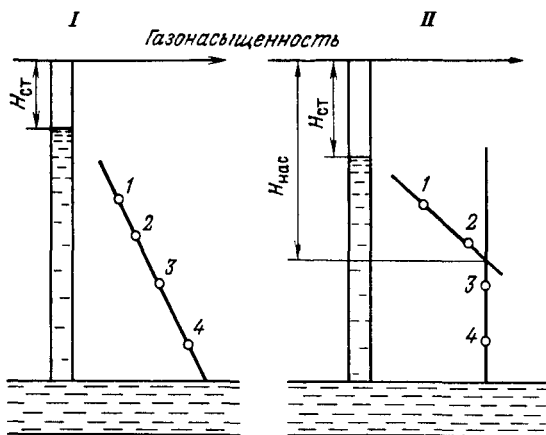


Рис. 43. График изменения газонасыщенности воды по глубине скважины (по И.К. Зерчанинову)

§ 4. ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ВОД В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Целесообразность использования вод земной коры, как и других полезных ископаемых, может быть определена на основании данных о величине их запасов. Под запасами полезного ископаемого обычно понимается массовое его количество, заключенное в недрах. Но воды в отличие от других полезных ископаемых (твердых, нефти и газа) имеют особенности, не позволяющие оценивать целесообразность их использования по величине запасов в указанном понимании.

Главной особенностью запасов литосферных вод (преимущественно пресных) по сравнению с запасами других полезных ископаемых является частичная возобновляемость, обусловленная их подвижностью.

В отличие от всех других полезных ископаемых эксплуатация пресных вод во многих случаях является фактором, вызывающим не только их расходование, но и пополнение, связанное с изменением условий водообмена. Так, эксплуатация вод и соответственно понижение их уровней могут вызвать возникновение или увеличение фильтрации из рек, уменьшение или прекращение естественной разгрузки, возникновение или усиление перетоков из смежных горизонтов.

Дополнительное питание вод земной коры возможно в результате водохозяйственных мероприятий (гидротехническое строительство, орошение), а также искусственного пополнения (магасинирование). В этих случаях может происходить формирование новых водоносных горизонтов и усиливается питание существующих.

Другой особенностью вод как полезного ископаемого является непрерывность их потребления, что вызывает необходимость постоянного отбора воды из недр в заданном количестве. Отбор воды из недр может

осуществляться водозаборными сооружениями (в основном скважинами), производительность которых определяется фильтрационными свойствами пород, глубиной уровня, а также техническими условиями эксплуатации.

В настоящее время известно много классификаций запасов литосферных вод, различия между которыми носят преимущественно терминологический характер. В нашей стране наибольшее употребление получила классификация Н.Н. Биндемана (1970 г.), по которой запасы и ресурсы вод в недрах подразделяются на: 1) естественные, 2) искусственные, 3) привлекаемые, 4) эксплуатационные.

Под естественными (емкостными) запасами понимается объем гравитационной воды, заключенной в порах и трещинах водонасыщенных пород. Для напорных вод к естественным запасам относятся также упругие запасы. Под последними понимается объем воды, который может быть извлечен из пластов при снижении уровня вод за счет упругих свойств воды и горных пород (см. главу XII). Естественные запасы литосферных вод имеют размерность объема.

Естественные ресурсы¹ — это количество вод, поступающих в водоносный горизонт в естественных условиях путем инфильтрации атмосферных осадков, фильтрации из рек, перетекания из выше- и нижерасположенных водоносных горизонтов, притока со смежных территорий. Они равны сумме всех приходных элементов баланса данного горизонта, выражаются в единицах расхода и могут быть определены также по сумме расходных элементов баланса (испарение, транспирация растительностью, родниковый сток, фильтрация в поверхностные водоотoki и водоемы, перетекание в смежные горизонты и т.д.).

Искусственные запасы — это объем вод в пласте, сформировавшийся в результате орошения, фильтрации из водохранилищ, искусственного пополнения вод.

Искусственные ресурсы — это расход воды, поступающей в водоносный горизонт при фильтрации из каналов и водохранилищ, на орошаемых площадях.

Привлекаемые ресурсы — это расход воды, поступающей в водоносный пласт при усилении его питания, вызванном эксплуатацией водозаборных сооружений (возникновение или усиление фильтрации из рек, озер, перетекание из смежных, обычно расположенных выше водоносных горизонтов, и т.п.).

Понятие "эксплуатационные запасы" и "эксплуатационные ресурсы" вод являются в сущности синонимами. Под ними понимается то количество вод, которое может быть получено рациональными в технико-экономическом отношении водозаборными сооружениями при заданном режиме эксплуатации и при качестве воды, удовлетворяющем требованиям в течение всего расчетного срока водопотребления. Эта величина, таким образом, представляет собой производительность водозабора и выражается в единицах расхода (обычно в тыс. м³/сут).

¹ В ряде работ термину "естественные запасы" отвечают термины "статические", "вековые", "геологические запасы", а термину "естественные ресурсы" — термин "динамические запасы".

При решении народнохозяйственных проблем первостепенное значение имеет оценка эксплуатационных запасов (ресурсов) вод, так как только ее результаты могут служить основанием для строительства водозаборов. В то же время оценка естественных запасов (ресурсов) подземных вод может иметь и самостоятельное значение для решения ряда общих геологических задач (определение скорости водообмена, возраста вод и т.д.) и специальных задач (оценка подземного стока в реки, моря, океаны и т.д.).

Для понимания структуры эксплуатационных запасов литосферных вод используется балансовое уравнение

$$Q_3 = a_1 Q_e + a_2 (V_e/t) + a_3 Q_n + a_4 (V_n/t) + Q_{пр}, \quad (\text{VIII.2})$$

где Q_3 — эксплуатационные запасы (ресурсы); Q_e , Q_n — соответственно естественные и искусственные ресурсы; V_e , V_n — соответственно естественные и искусственные запасы; $Q_{пр}$ — привлекаемые ресурсы; t — время, на которое рассчитываются эксплуатационные запасы подземных вод; a_1 , a_2 , a_3 , a_4 — коэффициенты использования соответственно естественных ресурсов, естественных запасов, искусственных ресурсов и искусственных запасов.

Как следует из уравнения (VIII.2), эксплуатационные запасы вод могут быть обеспечены источниками формирования или на определенный период эксплуатации, или на неограниченное время. В последнем случае источниками формирования эксплуатационных запасов являются естественные и искусственные ресурсы, а также привлекаемые ресурсы (если они в свою очередь обеспечены на неограниченный срок эксплуатации), так как при $t \rightarrow \infty$ второй и четвертый члены правой части уравнения (VIII.2) превращаются в нуль.

Структура эксплуатационных запасов определяется гидрогеологической и гидрологической обстановкой, характерной для каждого типа месторождений вод в земной коре.

Эксплуатация месторождений вод в недрах всегда приводит к изменению условий водообмена. Это в свою очередь может привести к изменению качества извлекаемых вод в связи с притоком к водозабору поверхностных вод, подземных вод других горизонтов, а также с изменением физико-химического режима в системе вода — порода. В большинстве случаев эти изменения носят отрицательный характер, ухудшая качество вод. Однако известны случаи, когда в процессе эксплуатации происходило и улучшение их качества (например, их обезжелезивание), связанное с подтоком поверхностных вод.

Как сказано выше, оценка эксплуатационных запасов вод заключается в определении возможной производительности водозаборного сооружения при заданном понижении уровня вод или в прогнозе понижения уровня в них при заданной производительности. При этом предполагается эксплуатация вод наиболее рациональной системой водозаборных сооружений при расчетной величине водоотбора в течение определенного расчетного срока или неограниченно долгого времени и при условии удовлетворения качества вод заданному назначению в течение всего этого периода.

Следовательно, при оценке эксплуатационных запасов вод в недрах решаются следующие основные задачи:

1) определение возможной производительности водозабора при заданном понижении уровня и заданном режиме эксплуатации;

2) выбор наиболее рациональных схемы, типа водозабора (количество водозаборных сооружений — в основном скважин, система их размещения, расстояния между ними, расходы отдельных сооружений, максимальная глубина динамического уровня);

3) обоснование того, что в процессе эксплуатации качество вод будет отвечать установленным требованиям.

Оценка эксплуатационных запасов вод для конкретных объектов проводится применительно к наиболее рациональной схеме водозаборного сооружения.

Когда основным источником формирования эксплуатационных запасов вод являются естественные (в том числе и упругие) запасы водоносных горизонтов и эксплуатация водозаборов предполагается при неустановившемся режиме, должен быть определен расчетный срок эксплуатации. Если расчетный срок не оговаривается, а работа водозабора предполагается неопределенно длительное время, то срок действия водозабора для целей подсчета запасов обычно условно принимается равным 25 годам.

Для оценки эксплуатационных запасов вод в недрах устанавливается величина допустимого понижения уровня в водозаборных сооружениях, которая определяется гидрогеологическими и технико-экономическими факторами. Допустимое понижение должно быть установлено таким образом, чтобы остаточный столб воды в скважине обеспечивал получение проектируемого расхода и нормальную работу насосного оборудования. Для глубокозалегающих водоносных горизонтов должна также учитываться максимальная величина возможного подъема воды насосным оборудованием. Во всех случаях выбор допустимого понижения уровня должен производиться с учетом возможных изменений общих природных условий (осушение вышележащих горизонтов, приводящее к гибели растительности, и т.д.) и необходимости охраны окружающей среды.

Оценка эксплуатационных запасов вод в земной коре проводится специально разработанными для этих целей гидродинамическими (в том числе и методами математического моделирования), гидравлическими, балансовыми методами, методом гидрогеологических аналогов или путем совместного применения перечисленных методов. Подробная характеристика этих методов и условий их применения приведена в специальных работах.

§ 5. ПОНЯТИЕ О РЕЖИМЕ ВОД В НЕДРАХ И ГИДРОРЕЖИМНЫХ НАБЛЮДЕНИЯХ

Под режимом вод обычно понимают изменчивость во времени их химического состава, температуры, уровней, напоров. Факторы, определяющие режим вод, могут быть экзогенными (метеорологические, гид-

рологические), эндогенными (геодинамические), техногенными (или антропогенными).

К метеорологическим режимообразующим факторам относятся атмосферные осадки, температура воздуха, колебания атмосферного давления, обычно сюда же причисляют космогенные факторы – солнечную активность, приливную силу Луны.

Метеорологические и гидрологические факторы влияют в первую очередь на грунтовые воды и в значительно меньшей мере на напорные (преимущественно в верхних горизонтах и недалеко от зон инфильтрации). Колебания атмосферного давления сказываются на уровнях вод в скважинах, вскрывающих любые горизонты.

К гидрологическим режимообразующим факторам относятся колебания уровней водоемов и водотоков, изменения состава их вод (например, при загрязнении, наличии связей их с водоносными горизонтами литосферы, субаквальной инфильтрации и т.п.).

Чем слабее влияние атмосферы и гидросферы, тем устойчивее режим. На глубокозалегающие водоносные (в том числе нефтегазоводоносные) горизонты земной коры из естественных режимообразующих факторов влияют главным образом эндогенные факторы, действие которых, как правило, проявляется очень медленно. Исключение составляет воздействие сейсмических колебаний, которое сказывается на громадных расстояниях. Так, во время землетрясения 1964 г. на Аляске колебания уровней вод (до десятков сантиметров) наблюдались и в Европе, и на юге Африки.

Рассмотренные выше режимообразующие факторы сказываются в первую очередь на гидродинамическом (а также температурном) режиме вод в недрах. Однако происходящие при этом изменения условий водообмена могут вызывать перетоки вод из одних горизонтов в другие и т.п., что влечет за собой и изменения химического состава водных растворов.

Громадное влияние на режим вод могут оказывать техногенные факторы (см. главу VII).

Наблюдения за режимом вод и их скоплений (гидрорежимные наблюдения) необходимы для уточнения проектов и рационализации водозаборов, уточнения запасов вод и рассолов, обоснования мер по охране вод, геологической и окружающей среды. Гидрорежимные наблюдения (главным образом для неглубоких горизонтов) проводятся сетью режимных гидрогеологических (гидрорежимных) станций и пунктов.

Контрольные вопросы

1. Какие виды гидрогеологических съемок Вы знаете?
2. В чем заключается гидрогеологическое изучение разрезов скважин?
3. В чем заключается опробование водоносных горизонтов?
4. Как оцениваются запасы и ресурсы вод и рассолов в недрах?
5. Что понимается под водозабором?
6. Какие гидрорежимные наблюдения Вы знаете?

Палеогидрогеология — отрасль геологических знаний, изучающих древние гидрогеологические условия и их развитие в течение геологического времени. Задачи палеогидрогеологии заключаются в реконструкции гидрогеологических условий минувших геологических эпох, изучении геологической деятельности литосферных вод, выявлении их роли в формировании, сохранении и разрушении различных полезных ископаемых.

В настоящее время палеогидрогеологические реконструкции используются при поисках месторождений металлических руд, пресных и минерализованных вод, рассолов, а также скоплений УВ.

Изучение палеогидрогеологических условий, существовавших на различных этапах гидрогеологической истории осадочных бассейнов, позволяет воссоздать гидрогеодинамические, гидрогеохимические и гидрогеотермические условия, в которых происходили процессы нефтегазообразования, нефтегазонакопления и нефтегазоразрушения.

§ 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

О роли подземных вод в историческом аспекте высказывались еще в конце XIX в А. Добре (1887 г.) и С.Н. Никитин (1895 г.). Однако зарождение палеогидрогеологии как отрасли научных знаний связано с именем П.Н. Червинского. В 1929 г. он ввел в литературу и обосновал понятие исторической гидрогеологии, или палеогидрогеологии.

Большой вклад в развитие палеогидрогеологии внесли К.И. Маков, А.Н. Семихатов, А.М. Овчинников, М.А. Гатальский, А.А. Карцев, Е.А. Басков, Я.А. Ходжакулиев, Е.А. Барс, Г.П. Якобсон, А.М. Никаноров, Е.В. Пиннекер, Г.П. Волобуев, Л.А. Абукова и др.

В 1969 г. А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным и Е.А. Басковым была опубликована первая монография по палеогидрогеологии. Развитию этой отрасли знаний способствовала организация в Ашхабаде двух научных конференций (1966, 1978 гг.), определивших направления и пути развития палеогидрогеологии.

Палеогидрогеологические исследования базируются на представлениях о тесной взаимосвязи геологических и гидрогеологических факторов и выявлении их роли в формировании водных растворов осадочных бассейнов земной коры. Исходным материалом для изучения ретроспективной роли геологических и гидрогеологических факторов служат

данные о геологическом строении исследуемого осадочного бассейна и прилегающих к нему идентичных бассейнов, кристаллических массивов или орогенных сооружений. Взаимовлияние этих геолого-гидрогеологических структур наблюдается в современных условиях и прослеживается в геологическом прошлом. Важное значение при палеогидрогеологических исследованиях имеет и анализ материалов по современной гидрогеологии, позволяющий судить о выявленных гидрогеохимических, гидродинамических и гидрогеотермических закономерностях, которые являются следствием совокупности всех процессов, протекавших в различные периоды развития осадочного бассейна.

В этих процессах играет определенную роль ряд геологических факторов, среди которых доминирует тектонический фактор. Характер тектонических движений предопределяет пространственное распределение бассейнов седиментации и областей сноса в регионе, положение геоструктурных элементов различного порядка и знака, условия осадконакопления. Поэтому изучение направленности тектонических движений, периодичности и величины их амплитуды в течение геологического времени дает основание для выделения главнейших этапов развития осадочных бассейнов, с которыми тесно связаны условия формирования подземных вод в гидрогеологических структурах. К важным геологическим факторам относится и литологический. Литогенетические преобразования в осадочных породах бассейна оказывают существенное влияние на гидрогеологические процессы. В свою очередь гидрогеологические процессы проявляются на всех стадиях литогенеза и приводят к новообразованиям в породах. Изменения емкостных и фильтрационных свойств как флюидопроводящих, так и флюидоупорных толщ в течение геологического времени, связанные с уплотнением осадков или их разуплотнением, влияют на условия миграции флюидов в водоносных комплексах. Рассмотренные факторы являются универсальными, роль других геологических факторов проявляется не во всех случаях. Анализ действия всех факторов в геологическом прошлом осадочного бассейна и изучение общих вопросов палеогидрогеологии (структурно-палеогидрологический анализ, по Е.А. Баскову) позволяет проводить детальные палеогидрогеологические реконструкции. Они подразделяются на палеогидродинамические, палеогидрогеохимические и палеогидротермические.

На рис. 44 показана взаимосвязь всех исходных данных для проведения палеогидрогеологических исследований и та историко-геологическая основа, на которой они базируются.

В развитии гидрогеологических процессов в пределах комплекса осадков какого-либо района наблюдается определенная цикличность. Впервые в 1947 г. на это обратил внимание А.Н. Семихатов, который ввел в литературу понятие о гидрогеологических циклах. Позднее А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным (1962 г.) было уточнено понятие "гидрогеологический цикл" и обосновано выделение в цикле двух этапов: элизионного (седиментационного) и инфильтрационного.

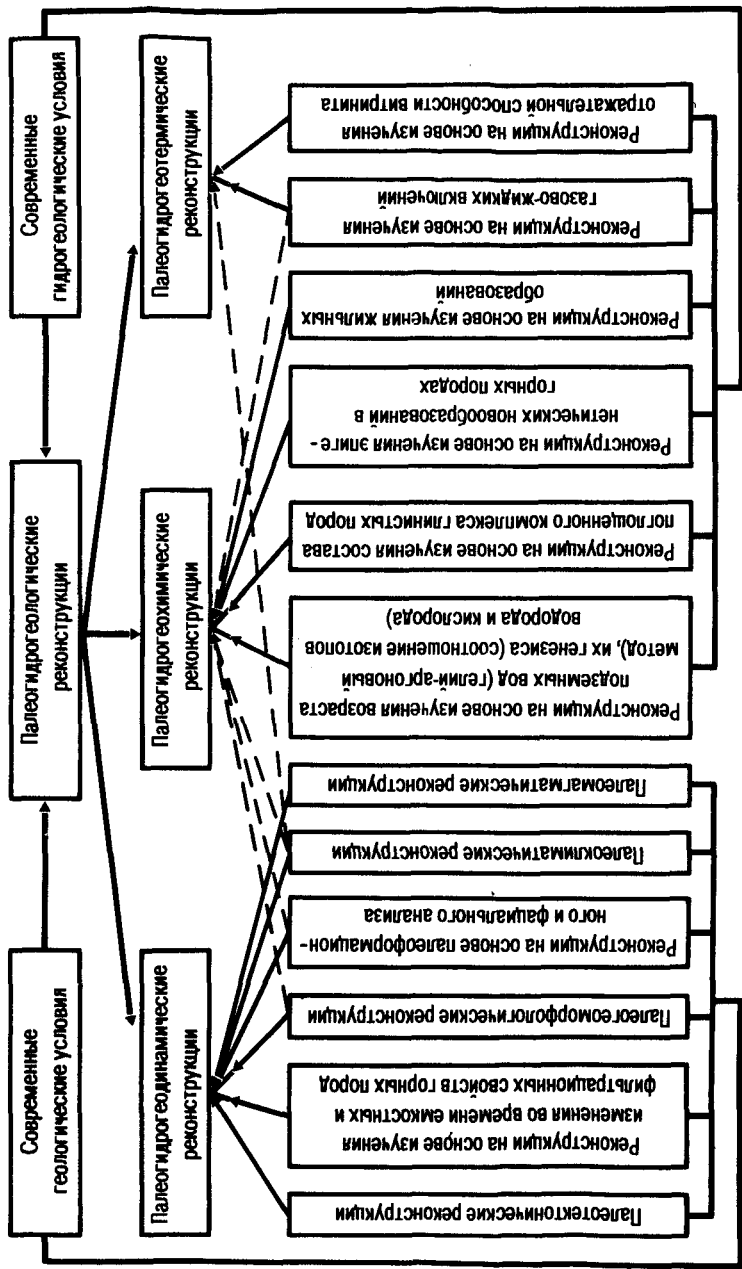


Рис. 44. Схема взаимосвязи историко-геологических и гидрогеологических данных при палеогидрогеологических реконструкциях

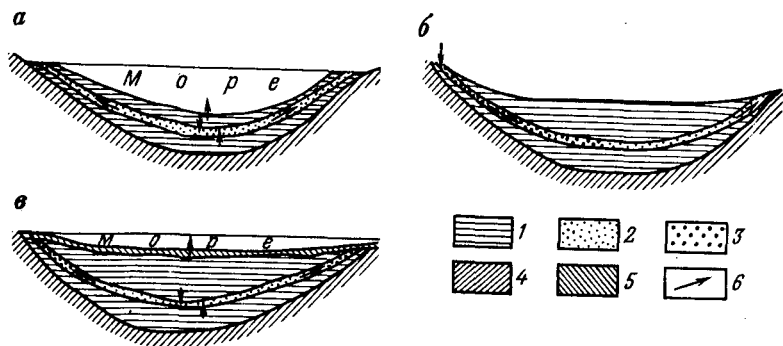


Рис. 45. Схема гидрогеологического цикла (по А.А. Карцеву).

Этапы: а, в – элизионный; б – инфильтрационный. 1 – илы и глины, образовавшиеся на элизионном этапе (а) и содержащие седиментогенные воды; коллекторы, содержащие воды: 2 – седиментогенные, 3 – инфильтрационные; 4 – ложе бассейна; 5 – илы и глины, образовавшиеся на вновь начавшемся элизионном этапе (в); б – направление движения вод

Под гидрогеологическим циклом (рис. 45) понимается период гидрогеологической истории водоносного комплекса или района, охватывающий элизионный и инфильтрационный этапы его развития. При этом элизионный этап гидрогеологического цикла – это отрезок гидрогеологической истории, начинающийся с осадконакопления и формирования пластовых вод в условиях уплотнения вмещающих и перекрывающих пород. Элизионный этап заканчивается с подъемом территории, регрессией и началом денудации пород. Под инфильтрационным этапом гидрогеологического цикла понимается отрезок гидрогеологической истории водоносного комплекса, на котором вследствие инверсии тектонических движений возникают условия, способствующие проникновению в него атмосферных и поверхностных вод. В зависимости от условий тектонического развития региона в гидрогеологической истории водоносных комплексов могут иметь место один или несколько гидрогеологических циклов. При палеогидрогеологических исследованиях нефтегазоносных бассейнов важное место занимает периодизация гидрогеологической истории, заключающаяся в выделении гидрогеологических циклов и этапов.

Исходным материалом для периодизации гидрогеологической истории служит сводный геологический разрез. В первом приближении время осадконакопления отвечает элизионным этапам, а перерывы в седиментации – инфильтрационным. Е.В. Пиннекер, кроме того, выделяет магматические этапы – отрезки времени проявления магматизма в гидрогеологической истории водоносного комплекса.

Большой объем информации для периодизации дают палеогеографические, литолого-фациальные, палеотектонические карты и графики, сведения о палеокарсте.

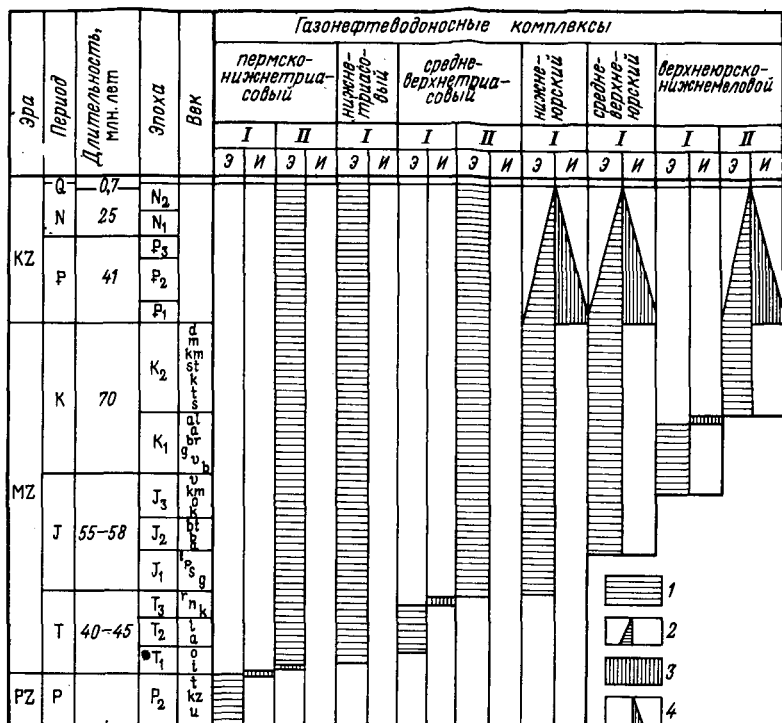


Рис. 46. Схема периодизации гидрогеологической истории Лено-Виллойского бассейна:

1, 2 – развитие элизионного этапа соответственно на всей и на части территории нефтегазоносного бассейна; 3, 4 – то же, для инфильтрационного этапа; I, II – гидрогеологические циклы; этапы: Э – элизионный, И – инфильтрационный

На основе геологического разреза и всей совокупности историко-геологических данных строится историко-гидрогеологический график (схема периодизации) для отдельного водоносного комплекса, района или для всего бассейна (рис. 46).

Периодизация гидрогеологической истории позволяет перейти к реконструкции гидрогеологических условий дифференцированно для отдельных (элизионных и инфильтрационных) этапов.

§ 2. ПАЛЕОГИДРОГЕОДИНАМИКА

Важнейшим фактором при формировании литосферных вод является гидрогеодинамика. Гидрогеодинамические условия в водоносных комплексах на элизионных и инфильтрационных этапах различны: на

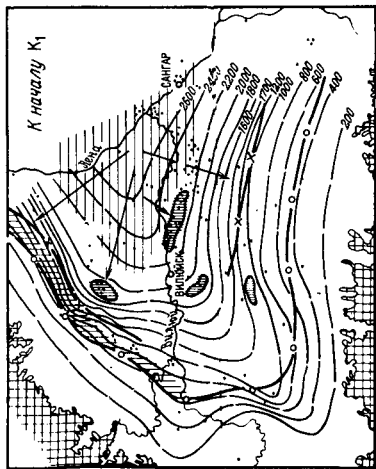
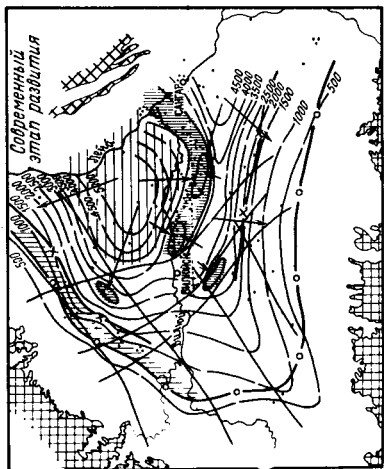
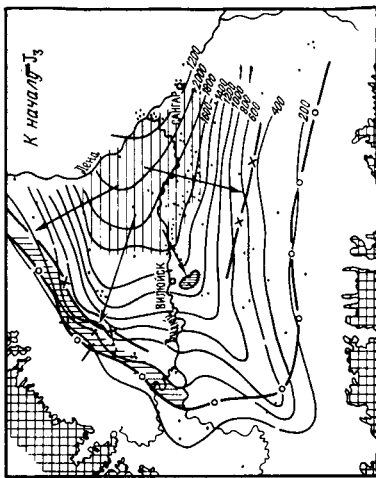
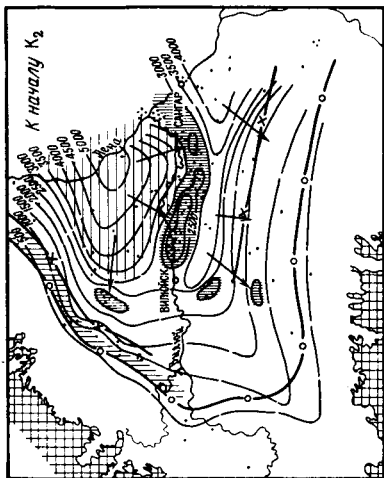
элизионных этапах движение вод зависит в первую очередь от градиентов геостатического давления и упругой деформации флюидов в разных точках пласта, на инфильтрационных — от разности градиентов гидростатического давления, создаваемого в области питания и зоне разгрузки.

Методика построения простейших палеогидрогеодинамических схем основана на анализе распределения мощностей осадков. Она заключается в том, что для характеристики каждого последующего элизионного этапа строится карта наращенных мощностей покрывающих отложений. Предполагается, что градиенты напоров перпендикулярны к изолиниям мощностей и направлены от зон максимального прогибания, рассматриваемых как палеопьезомаксимумы, к зонам с минимальными мощностями осадков, относимых к палеопьезоминимумам. Серия таких карт дает возможность судить о последовательном изменении условий миграции флюидов (в том числе и УВ) в водоносном комплексе во времени или о совпадении гидрогеодинамических условий в нем при унаследованном тектоническом развитии района или бассейна. Такие построения были выполнены, например, для мезозойско-кайнозойских отложений Предкавказья М.С. Бурштаром и И.В. Машковым, для Лено-Вилуйского бассейна С.Б. Вагиным, Ю.В. Самсоновым, Л.Ш. Дангарян и др. Примером подобных построений могут служить схемы на рис. 47.

Существуют также методы построения палеогидрогеодинамических карт для элизионных этапов, которые основаны на использовании рассчитываемых палеонапоров и палеодавлений.

Общепринятой методики расчета палеонапоров или палеодавлений нет. Впервые карты палеонапоров пластовых вод были построены Г.П. Якобсоном, Ф.П. Самсоновым и Ю.М. Качаловым в 1968 г. для неокомско-аптского нефтегазоводоносного комплекса Каракумского бассейна. Расчет древних напоров вод был основан на применении уравнения неустановившегося движения пластовых вод в конечных разностях, предложенного Г.Н. Каменским и преобразованного для условий элизионного напорного потока.

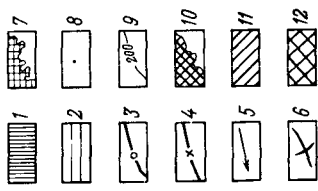
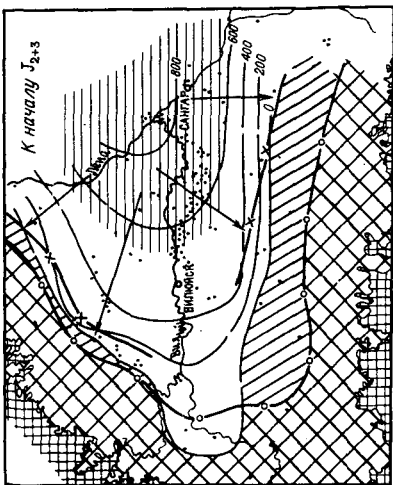
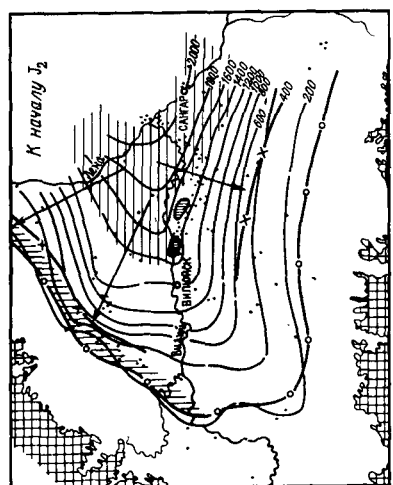
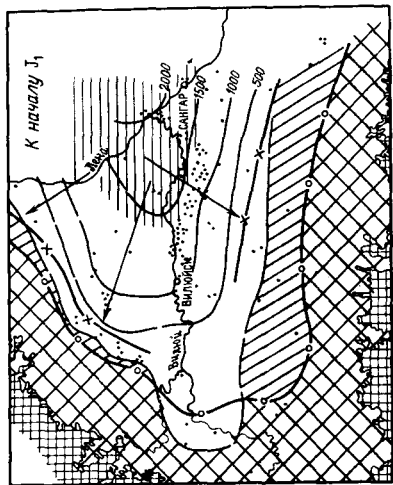
О.Б. Барцев предложил способ расчета палеодавлений, базирующийся на актуалистическом подходе. В его основе лежит предположение о том, что градиент изменения пластового давления, названный коэффициентом напряженности $K_{\Pi} = 10p_{\text{пл}}/H$ ($p_{\text{пл}}$ — современное пластовое давление; H — глубина залегания водоносного горизонта), в одних и тех же частях разреза в течение длительного геологического времени остается неизменным. В конечном итоге реконструкция палеогидрогеодинамических обстановок сводится к построению карт градиентов пластовых давлений и палеоглубин и их совмещению. Предположение о том, что градиенты давлений во времени не изменились, вряд ли обоснованно. По мнению В.А. Кузмичева, А.С. Артеменко, О.В. Зехова и других исследователей, вообще можно задаться величиной превышения пластового давления над условным гидростатическим, равной, например, 1,8, и рассматривать ее как коэффициент напряженности современных



139

Рис. 47. Схема палеотектонических и палеогидрогеодинамических реконструкций пермско-нижнетриасового нефтегазосного комплекса Лено-Вилуйского бассейна (по С.Б. Вагину, Л.Ш. Донгарян, Ю.В. Самсонову)

Области: 1 — пьезоминимумов, 2 — пьезомаксимумов; линии выклинивания: 3 — коллекторской части комплекса, 4 — флюидоупорной части комплекса; 5 — направление миграции флюидов; 6 — глубинные разломы; 7 — выход допермско-триасовых отложений на земную поверхность; 8 — глубокие скважины; 9 — изопахиты, м; 10 — выход отложенный комплекса на земную поверхность; области: 11 — древней инфильтрации, 12 — отсутствия отложений под покровом более молодых пород



элизионных водонапорных систем. Этот коэффициент используют также для определения древних палеодавлений, в частности он был применен при построении карт палеодавлений рифейско-вендского терригенного комплекса юга Сибирской платформы.

Воссоздание гидрогеодинамических условий на инфильтрационных этапах требует иного подхода. Основой для построения гидрогеодинамических схем могут служить палеогеологические карты, составленные к концу денудационного этапа, по которым можно выделить зоны инфильтрации и возможные области разгрузки. Существенное значение при этом имеют сведения о палеорельефе и палеоклимате, позволяющие подойти к определению возможных гидростатических напоров, создающихся в областях питания водоносных горизонтов. Палеогеологические разрезы дают возможность выявить направление подземного стока и наметить предполагаемые зоны разгрузки и дренажа. О продолжительности и масштабах инфильтрации можно судить по материалам о палеокарсте. Так, исследования, проведенные М.А. Гатальским в северных районах Восточно-Европейской платформы, позволили по мощности развития палеокарста, которая в отдельных случаях превышала 200 м, определить глубину "промыва" пород инфильтрационными водами. О внедрении больших объемов инфильтрованных вод свидетельствует широкое развитие карстовых процессов в среднекембрийское время на юге Сибирской платформы. Глубина развития карста дает представление о мощности зоны интенсивного водообмена и масштабах инфильтрации, а также об интенсивности процесса выщелачивания карбонатных отложений.

При палеогидрогеологических реконструкциях существенное значение имеет определение интенсивности водообмена на элизионных и инфильтрационных этапах гидрогеологической истории. Расчет показателей интенсивности водообмена на этих этапах может быть произведен по формулам, предложенным А.А. Карцевым.

На элизионном этапе гидрогеологической истории показатель интенсивности элизионного водообмена (ПИЭВ) определяют по формуле

$$\text{ПИЭВ} = V_{\Gamma} \Delta m_{\Gamma} / (V_{\Pi} m_{\Pi}), \quad (\text{IX. 1})$$

где V_{Γ} — первоначальный объем глин данного водоносного комплекса (произведение площади распространения глинистой толщи на ее мощность); Δm_{Γ} — величина изменения пористости глин в течение данного этапа; V_{Π} — объем песчаных коллекторов данного водоносного комплекса; m_{Π} — пористость песчаников (с учетом изменения во времени).

Для определения показателя интенсивности инфильтрационного водообмена (ПИИВ) используется формула

$$\text{ПИИВ} = Fu\tau_i / (V_{\Pi} m_{\Pi}), \quad (\text{IX. 2})$$

где F — поперечное сечение древнего потока литосферных вод; u —

скорость этого потока: τ_i — длительность инфильтрационного этапа (по данным абсолютной геохронологии).

Ориентировочная скорость древнего потока литосферных вод может быть определена на основе анализа перепада напоров, выявленных по данным о гипсометрическом положении области питания и зоны разгрузки, которые показаны на схеме гидрогеодинамических условий, составленной для инфильтрационного этапа, на палеогидродинамических профильных разрезах и т.п. При отсутствии этих материалов можно воспользоваться величинами скоростей движения в аналогичных современных гидрогеологических бассейнах, исходя из принципа актуализма.

В последнее время палеогидродинамические реконструкции с помощью математического моделирования широко проводятся А.А. Аванесовым на территории Каракумского осадочного бассейна. Они позволяют воспроизводить положение палеопьезометрических поверхностей на элизионных и инфильтрационных этапах гидрогеологической истории водоносных комплексов.

Определение интенсивности водообмена на элизионных и инфильтрационных этапах и последовательности этих этапов во времени имеет существенное значение для понимания процессов нефтегазообразования. На элизионных этапах гидрогеологической истории в результате уплотнения осадков вместе с седиментогенными, а также (при термодегидратации минералов) с возрожденными водами в коллектор поступают и УВ.

Немаловажное значение при палеогидрогеологических реконструкциях имеет определение интенсивности разгрузки пластовых вод в течение геологического времени. Разгрузка пластовых вод осуществляется и на элизионных, и на инфильтрационных этапах гидрогеологической истории бассейна. Масштабы разгрузки в течение гидрогеологической истории бассейна могут меняться и зависят от режима и типа природных водонапорных систем, пространственного положения зон пьезомаксимумов и пьезоминимумов, типа разломов (проводящие сквозные, проводящие затухающие и др.), магматической деятельности, палеорельефа, палеоклимата и т.д.

С целью реконструкции условий палеоразгрузки рекомендуется составлять специальные карты, позволяющие судить о ее характере и масштабах, пространственном положении очагов разгрузки, зон перетоков и т.п. Серия таких карт, составленная Р.И. Быковым, С.Б. Вагиным и В.П. Гавриловым для мезозойских отложений Туранской плиты, дала возможность проследить за изменением интенсивности разгрузки на различных этапах гидрогеологической истории водоносных комплексов (рис. 48). Если данные о разгрузке пластовых вод малочисленны и строить специальные карты по ним нецелесообразно, то их можно наносить на палеогидрогеологические схемы и карты, палеогидрогеологические профильные разрезы.

Специальные исследования позволяют проводить периодизацию разгрузки литосферных вод, выделяя гидрогеодинамические циклы.

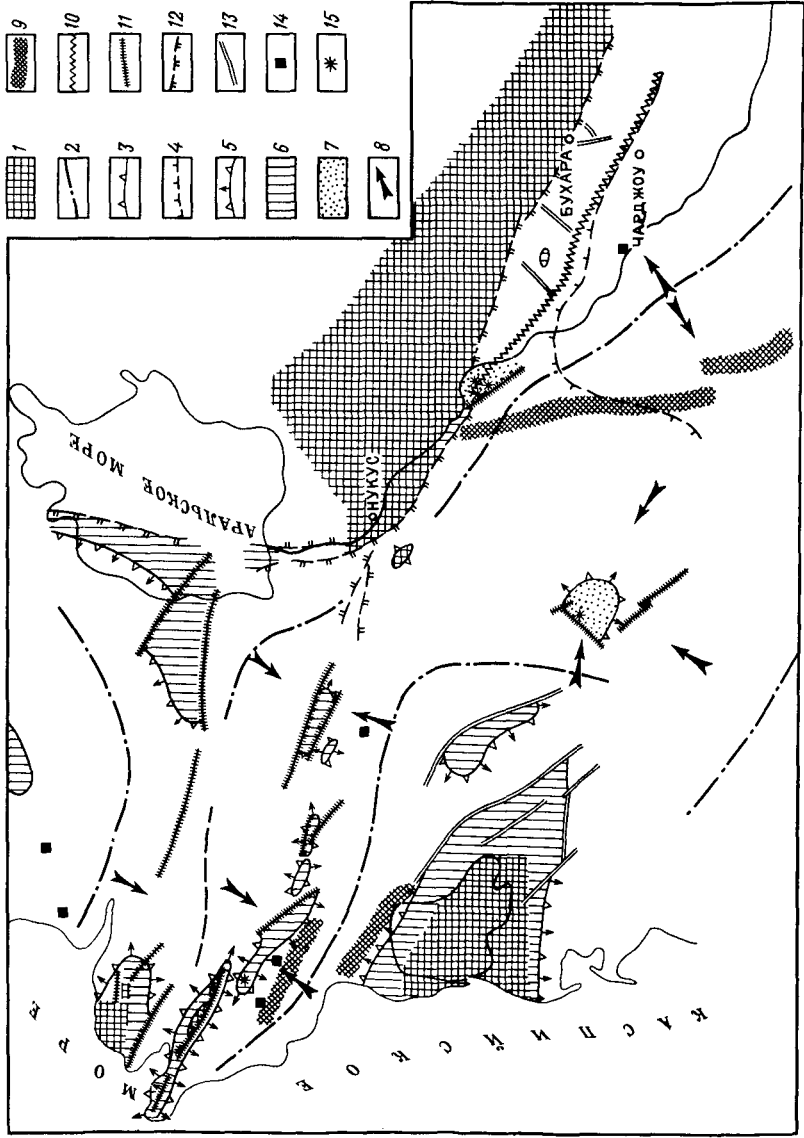


Рис. 48. Палеогидрогеологическая схема Туранской плиты к началу раннего мела (составили Р.И. Быков, С.Б. Вагин, В.П. Гаврилов) :

1 – области отсутствия юрских отложений; 2 – оси областей максимального прогибания к началу раннего мела; 3 – контуры выходов юрских отложений на предмеловую поверхность, которые соответствовали наиболее приподнятым областям к началу раннего мела; 4 – границы распространения эвапоритов гаурдакской свиты; 5 – направление движения инфильтрационных вод; области: 6 – возможной инфильтрации атмосферных и поверхностных вод, 7 – возможной смены гидрогеологический условий; 8 – направление движения подземных вод (и УВ) на седиментационном этапе, предшествовавшем рассматриваемому времени гидрогеологической истории; 9 – флексурно-разрывные зоны, к которым предположительно были направлены потоки подземных вод (с растворенными УВ); 10 – сдвиго-сбросовые зоны, с которыми могли быть связаны перетоки подземных вод; 11 – разломы, возможно, являвшиеся областями проявления скрытой или открытой разгрузки подземных вод; 12 – разломы, являвшиеся тектоническим экраном для юрских отложений и служившие барьером на пути движения подземных вод; 13 – разломы, роль которых в палеогидрогеологии не рассматривалась; 14 – структуры, в пределах которых могли сформироваться скопления УВ к началу раннего мела; 15 – структуры, в пределах которых, возможно, происходило разрушение скоплений УВ в эпоху преднижнемелового размыва

Такая работа выполнена А.А. Дзюбой по Сибирской платформе. Рассматривая эволюцию темпов разгрузки рессолов, он выделил следующие гидрогеодинамические циклы: вендско-силурийский, среднепалеозойско-раннемезозойский, средне-позднемезозойский и кайнозойский (рис. 49). Каждый цикл подразделяется на этапы активизации разгрузки и этапы ее затухания. К этапам тектоно-магмогидродинамической активизации, например, относятся позднекембрийско-силурийский, девонско-турнейский, а к этапам весьма слабых темпов или отсутствия разгрузки, названным А.А. Дзюбой гидрогеодинамическими паузами, – такие, как раннесреднеюрский, позднемеловой – раннекайнозойский.

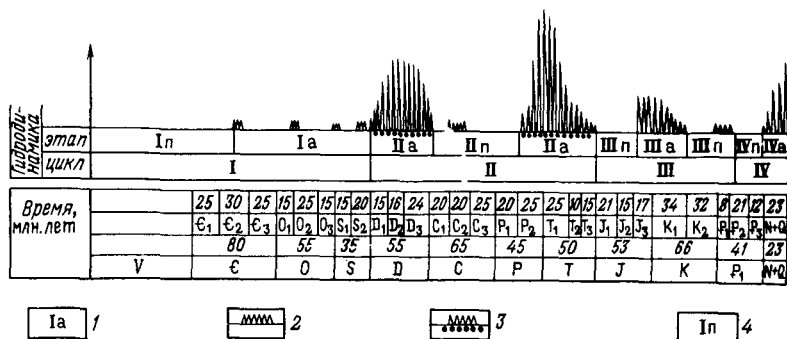


Рис. 49. Схема гидрогеодинамической цикличности развития Сибирской платформы (по А.А. Дзюбе) :

Этапы: 1 – гидрогеодинамической активизации, 2 – тектоно-гидродинамический, 3 – тектоно-магмогидродинамический; 4 – гидрогеодинамическая пауза

§ 3. ПАЛЕОГИДРОГЕОХИМИЯ

Палеогидрогеохимические реконструкции заключаются в выявлении первичного состава вод бассейна осадконакопления, их минерализации и последующих изменений в результате элизионных и инфильтрационных водообменов, а также связанных с ними физико-химических процессов. Первые опыты восстановления палеогидрогеохимических условий были основаны на выделении зон формирования атмогенных и талассогенных вод. На палеогидрогеохимических картах, построенных в 1949 г. С.А. Шагоянцем, а позднее Г.В. Богомоловым, Б.Ф. Маврицким и др., области суши выделяются как территории развития пресных вод, а в пределах распространения морских бассейнов — как области развития соленых вод. Сведения о палеогеографических условиях позволяют воспроизвести возможные минерализацию и состав литосферных вод. На основе палеогеографических и литолого-фациальных карт строятся палеогеографические схемы, отражающие условия формирования пластовых вод в различных палеогеографических обстановках. На таких схемах отражаются первоначальные условия формирования водных растворов при седиментогенезе и диагенезе. Дальнейшие изменения в условиях формирования вод могут рассматриваться на основе расчетов показателей элизионного и инфильтрационного водообменов.

Палеогидрогеохимические реконструкции, базирующиеся на изучении состава поглощенного комплекса глинистых пород, были проведены И.С. Грамбергом, количественные палеогидрогеохимические реконструкции — А.М. Никаноровым и Г.П. Волобуевым, а также Я.А. Ходжакулиевым и Л.А. Абуковой.

Методика восстановления палеоминерализации, предложенная Я.А. Ходжакулиевым и Л.А. Абуковой, основана на учете группы природных факторов, влияющих на процесс формирования подземных вод. К группе основных факторов, обуславливающих формирование химического состава литосферных водных растворов, ими отнесены литолого-фациальный, палеогеографический, палеоклиматический факторы. Они являются определяющими при выделении объекта исследования, названного авторами методики расчетным объемом. Под расчетным объемом понимается геологическое тело, охватывающее водоносный горизонт (комплекс) или его часть, характеризующееся однородными литолого-фациальными, палеоклиматическими и палеогеографическими условиями. Основанием для выделения расчетных объемов на изучаемой территории служат палеотектонические, палеогеографические, палеогидродинамические карты, сведения о палеоклимате и карты современной гидрогеодинамики. При изучении неокомского водоносного горизонта в пределах Каракумского гидрогеологического бассейна авторами выделено три расчетных объема — *А, Б, В* (рис. 50).

Предполагается, что изменения состава и минерализации водных

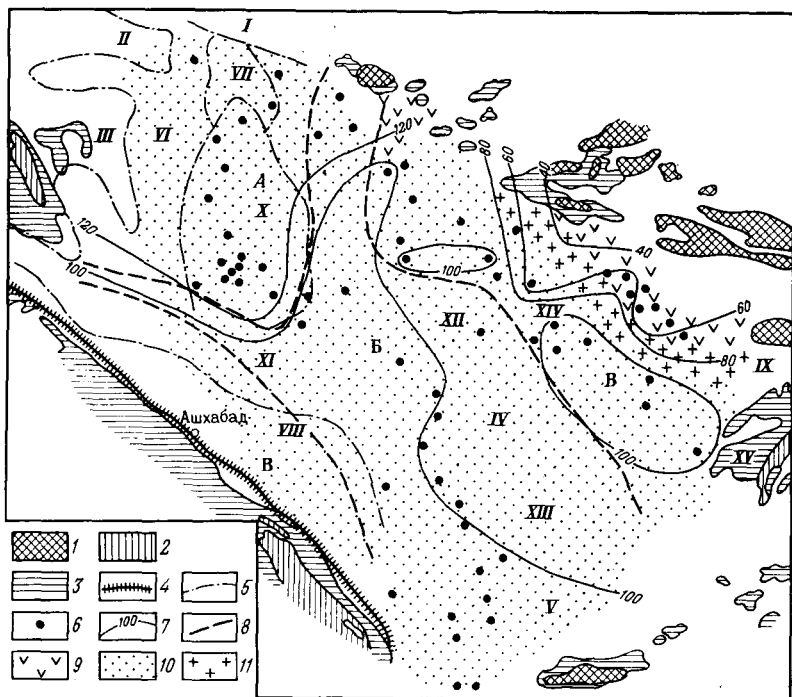


Рис. 50. Палеогидрогеохимическая карта неокомского водоносного горизонта Каракумского бассейна на конец элизионного этапа палеогенового гидрогеологического цикла (по Я.А. Хожакулеву, Л.А. Абкуковой).

Выходы на поверхность отложений: 1 – доюрских, 2 – юрских, 3 – меловых; 4 – тектоническое нарушение; 5 – границы структурных элементов; 6 – разведочные площади; 7 – изоминеры, г/л; 8 – границы расчетных объемов; зоны распространения вод разного типа (по В.А. Сулину): 9 – гидрокарбонатно-натриевого, 10 – хлоридно-кальциевого, 11 – хлоридно-магниевого. Зоны поднятий: I – Центральноустюртская, II – Южно-Мангышлакско-Устюртская, III – Туаркырская, IV – Репетек-Келифская, V – Карабиль-Бадхызская; прогибы: VI – Верхнеузбойский, VII – Дарьялык-Дауданский, VIII – Предкопетдагский краевой, IX – Бешкенстский; X – Центральнокаракумский свод; XI – Бахардокская моноклиналь; впадины: XII – Заунгузская, XIII – Мургабская; XIV – Чарджуоская ступень; XV – магантиклиналь Юго-Западного Гиссара

растворов в литосфере контролируются такими факторами, как температура, давление и инфильтрационный водообмен.

Для каждого из выделенных расчетных объемов по современным параметрам вод составляют зависимости $M = f(T)$, $M = f(p)$, $M = f(y)$, где M – минерализация воды, T – температура, p – давление, y – компонент вод (хлор, кальций, магний и т.д.).

В результате математической обработки данных по современному

химическому составу определяют расчетные зависимости для конкретного горизонта и расчетного объема. В данном случае (рис. 50) для *A*

$$M = 75,34 + 0,2419T + 0,0023T^2 + 0,0101p; \quad (\text{IX. 3})$$

для *B*

$$M = 39,82 + 0,2423T + 0,0051p; \quad (\text{IX. 4})$$

для *B*

$$M = 40,99 + T + 0,0172p. \quad (\text{IX. 5})$$

Подставляя в формулы значения температуры и давления, характеризующие какой-либо интервал времени, можно получить основные параметры палеогидрохимических условий. В данном случае (рис. 50) при соответствующих давлении и температуре определяют значения минерализации, которая характерна для конца элизионного этапа палеогенового гидрогеологического цикла.

При палеогидрогеологических реконструкциях, особенно с целью оценки перспектив газонасыщенности бассейна, существенное значение имеет определение палеогазонасыщенности литосферных вод. Решение этой задачи осуществлялось Я.А. Ходжакулиевым и Л.А. Абуковой с помощью аппарата математической статистики. Был выбран метод множественной регрессии. При этом указанные авторы исходили из того, что количественный и качественный состав водорастворенных газов зависит от ряда факторов: литолого-фациальных характеристик, гидродинамических условий среды и времени захоронения продуцирующих газы органических веществ, термобарических условий, определявших перестройку газогеохимического поля во времени и т.д. С целью определения палеогазонасыщенности использовалось уравнение множественной регрессии в виде

$$|V| = a_0 + a_1M + a_2p + a_3T, \quad (\text{IX. 6})$$

где $|V|$ – математическое ожидание значения газонасыщенности подземных вод на расчетный период геологического времени; M – значение минерализации вод на этот период в молях NaCl на 1 л; p – геостатическое давление на этот период; T – температура на этот период; a_0 – свободный член уравнения; a_1 , a_2 , a_3 – коэффициенты регрессии.

Для мезозойских отложений платформенной части Туркменистана была получена следующая зависимость газонасыщенности от температуры, давления и минерализации: $V = 348,171 - 181,64M + 0,9759T + 60,9711p$. Подставляя в эту формулу значения минерализации, температуры и давления, характерные для изучаемого отрезка геологического времени, можно получить величины газонасыщенности для каждой площади. Так была построена серия карт, примером которой является схе-

ма палеогазонасыщенности юрского водоносного комплекса, отражающая газогеохимическую обстановку к концу элизионного этапа палеогенового гидрогеологического цикла (рис. 51).

При изучении условий формирования литосферных вод существенное значение имеет также установление их абсолютного возраста. Существующие методы его определения базируются на изучении содержания в водах в первую очередь гелия и аргона. Поскольку гелий является продуктом радиоактивного распада, его количество обуславливается временем нахождения подземных вод в породе. При определении абсолютного возраста подземных вод наиболее широко используются следующие формулы:

для свободного газа, по В.П. Савченко,

$$\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 77,1 \cdot 10^6 \text{ лет}; \quad (\text{IX. 7})$$

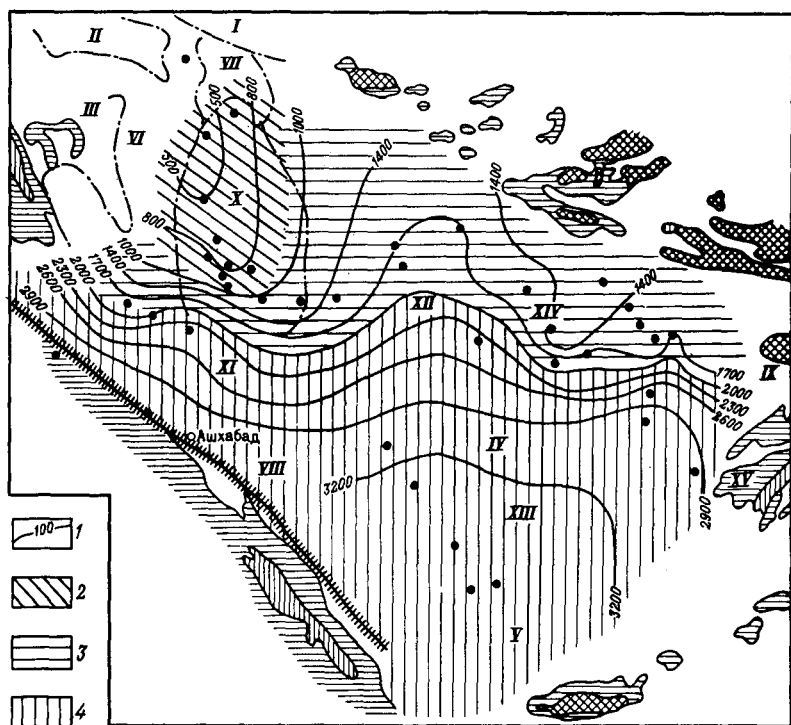


Рис. 51. Карта палеогазонасыщенности юрского водоносного комплекса Каракумского бассейна к концу элизионного этапа палеогенового гидрогеологического цикла (по Я.А. Ходжакулиеву, Л.А. Абуковой):

1 — изолинии газонасыщенности, $\text{см}^3/\text{л}$; зоны распространения вод с газонасыщенностью, $\text{см}^3/\text{л}$: 2 — меньше 1000, 3 — 1000 — 2000, 4 — > 2000 ; остальные условные обозначения см. на рис. 50

для свободного газа, по А.Л. Козлову,

$$\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 25 \cdot 10^6 \text{ лет}; \quad (\text{IX. 8})$$

для растворенного газа по А.Л. Козлову,

$$\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 115 \cdot 10^6 \text{ лет}. \quad (\text{IX. 9})$$

В приведенных формулах используется общее содержание аргона без учета доли радиогенного аргона, что может вызвать значительные погрешности в расчетах. Методика определения содержания радиогенного аргона в общем его объеме разработана З.Н. Несмеловой, К.С. Солдатовой; М.Н. Митиным и другими исследователями и имеется в специальных руководствах.

Л.В. Горбушина и В.Г. Тыминский для определения возраста газовых ассоциаций и содержащих их литосферных водных растворов предложили следующие формулы:

$$\tau = \text{He} / [(11 \cdot 10^{-8} \text{U} + 2,4 \cdot 10^{-8} \text{Th}) (1 - D) K_{\text{отд}} \rho / p], \quad (\text{IX. 10})$$

где He — концентрация гелия, $\text{см}^3/\text{см}^3$ воды; U, Th — содержание урана и тория в породе, г/г; $K_{\text{отд}}$ — коэффициент отделения гелия из твердых компонентов породы; D — параметр, определяющий потерю гелия водным раствором; ρ — плотность пород, $\text{г}/\text{см}^3$; p — пористость пород;

$$\tau = (3,9 \cdot 10^{-4} / N) (\text{He}/\text{Ar}), \quad (\text{IX. 11})$$

где $N = (12 \cdot 10^{-8} K_p + 3,13 \cdot 10^{-8}) K_{\text{отд}} \rho / p$; K_p — коэффициент радиоактивного равновесия урана и тория в породах; $3,9 \cdot 10^{-4}$ — концентрация атмосферного аргона, $\text{см}^3/\text{см}^3$ воды; $12 \cdot 10^{-8}$ — количество гелия, образующееся из 1 г урана за 1 год; $3,13 \cdot 10^{-8}$ — то же, из тория.

При палеогидрогеологических реконструкциях этот метод дает дополнительный параметр для определения в сравнительных целях времени циркуляции вод в гидрогеологических бассейнах.

§ 4. ПАЛЕОГИДРОГЕОТЕРМИЯ

Процессы формирования химического состава водных растворов во многом определяются температурным режимом недр. Знание геотермических условий, существовавших на отдельных этапах геологической истории района, имеет существенное значение для нефтегазовой геологии, в первую очередь для выявления зон нефтегазообразования и определения направления миграции флюидов, в том числе УВ. Методы расчета палеотемпературы предложены М.С. Бурштаром, И.В. Машковым, А.М. Никаноровым, Г.П. Волобуевым, В.Ф. Борзасековым и Я.А. Ходжакулиевым.

Метод В.Ф. Борзасекова и Я.А. Ходжакулиева учитывает особенности палеотектонических условий изучаемых отрезков времени, изменение мощностей отложений при уплотнении пород, а также изменение геотермических градиентов в зависимости от глубины погружения стратиграфических комплексов.

Расчет палеотемпературы на глубину H для пласта i при n -слойной толще для рассматриваемого отрезка времени предлагается вести по формуле

$$T = t_{\text{ср}} + \sum_{i=1}^{i=n} \Gamma_i h_i, \quad (\text{IX. 12})$$

где $t_{\text{ср}}$ — среднегодовая температура воздуха в рассматриваемый период времени (по данным палеоклиматологии); h_i — мощность стратиграфического комплекса в рассматриваемый период времени, определяемая с учетом изменения пористости пород под воздействием их уплотнения во времени; Γ_i — геотермический градиент стратиграфического комплекса в рассматриваемый период времени с учетом зависимости градиентов от плотности пород.

Для нефтегазовой геологии важное значение имеют данные о максимальных температурах, существовавших на различных этапах развития изучаемого комплекса, позволяющие судить о степени преобразования ОВ и фазовом состоянии УВ. Реконструкция поля максимальных температур для ряда нефтегазоводоносных комплексов Западно-Сибирского бассейна, проведенная А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким (1987 г.), основана на учете данных по современным температурам и степени охлаждения пород в результате влияния следующих факторов: регионального уменьшения плотности теплового потока в геологической истории бассейна, изменения климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время; воздымания и размыва части ранее накопленных осадков на севере бассейна; резкого похолодания климата в позднечетвертичное время. Учитывая степень влияния каждого фактора, а также современные геотермические условия, эти авторы составили карты максимальных палеотемператур (рис. 52).

Ю.А. Висковским (1984 г.) в основу палеогеотермических реконструкций в осадочных бассейнах положены выявленные закономерности распределения температуры в разновозрастных регионах, рассматриваемые на фоне особенностей геологического развития. Исходя из того, что геотермические параметры в осадочном бассейне зависят от глубины залегания фундамента, времени его консолидации, а также времени завершения основного прогибания и осадконакопления в бассейне, выделены четыре группы регионов, для которых характерны общие закономерности в распределении температур, отраженные на типовых графиках зависимости температуры поверхности фундамента от глубины его залегания. Полученные зависимости используются для воссоздания палеотемператур конкретного осадочного бассейна, а также конкретной осадочной толщи к концу ее формирования.

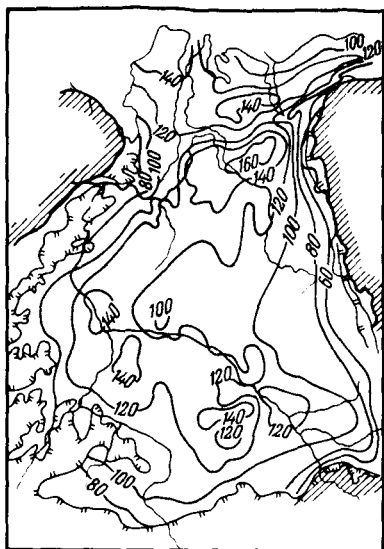
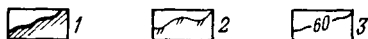


Рис. 52. Схема распределения максимальных палеотемператур в кровле нижне-среднеюрских отложений (по А.Р. Курчикову, Б.П. Ставицкому).

Границы: 1 — Западно-Сибирской плиты, 2 — распространения нижне-среднеюрских отложений; 3 — изотермы, °С



А.М. Никаноров и Э.С. Сианнисян проводили палеогидрогеотермические и палеогидрогеохимические реконструкции по материалам состава газовой-жидких включений. Сведения о их составе позволяют судить о температуре и минерализации водных растворов. Однако следует учитывать, что нередко диапазон изменения как минерализации, так и температуры вод при образовании газовой-жидких включений бывает очень велик. Это снижает эффективность использования данного метода.

Существуют и другие методы определения палеотемпературы: метод И.И. Амосова, базирующийся на зависимости отражающей способности витринита от температуры; метод В. Дислера, основанный на определении температуры древних водных растворов по составу травертинов, и т.д.

§ 5. ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Процессы генерации и аккумуляции УВ в осадочных бассейнах земной коры контролируются комплексом геологических и палеогидрогеологических факторов. На элизионных этапах гидрогеологической истории в природных водонапорных системах геостатического типа под действием неравномерного прогибания и уплотнения осадков движение флюидов происходит с относительно небольшими скоростями при низ-

кой окисляющей активности литосферных вод. Компрессия осадков, сопровождающаяся элизионным водообменом, обуславливает эмиграцию УВ из нефтегазопроизводящих толщ и поступление их в коллекторы. Восстановительный характер водных растворов препятствует химической деструкции УВ и способствует продолжению процессов их генерации. На инфильтрационных этапах в результате инфильтрации атмосферных вод в нефтегазоводоносные толщи в последних происходит деструкция УВ или переформирование залежей как следствие изменения структурного плана и гидродинамических условий. Поэтому при сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать интенсивность водообмена на всех этапах. Интенсивность элизионного водообмена особенно важно учитывать после времени формирования ловушки. В этом случае, чем больше величина ПИЭВ, тем выше следует оценивать перспективы нефтегазоносности изучаемого комплекса. Необходимо также учитывать абсолютную и относительную длительность инфильтрационных этапов в гидрогеологической истории района или комплекса после образования залежей, а также показатель интенсивности инфильтрационного водообмена на этапах, следовавших за временем образования залежей.

В качестве ориентировочного критерия для сравнения различных районов может служить коэффициент, представляющий собой отношение суммы времени элизионных этапов к сумме времени инфильтрационных этапов в истории изучаемого комплекса осадков. Чем продолжительнее элизионные и более кратковременны инфильтрационные этапы, тем этот коэффициент больше по своему числовому значению, а следовательно, и более благоприятны (при прочих равных факторах) условия для формирования и консервации залежей нефти и газа.

При оценке перспектив нефтегазоносности существенное значение имеет определение масштабов разгрузки вод во времени. Это позволяет судить о гидрогеологической раскрытости недр, возможной утечке УВ из нефтегазоводоносных комплексов, о переформировании залежей, а также о степени сохранности залежей нефти и газа на различных этапах гидрогеологической истории.

Палеогидрогеодинамические реконструкции на элизионных этапах гидрогеологической истории позволяют воссоздавать пространственное положение зон генерации и аккумуляции нефти и газов. При этом в осадочном бассейне области прогибания и накопления осадков (палеопьезомаксимумы) рассматриваются как зоны нефтегазообразования, в которых происходит генерация УВ, а области относительных поднятий, где давление ниже и куда вследствие этого направлено движение флюидов (палеопьезоминимумы), относятся к зонам нефтегазоаккумуляции.

Воссоздание гидрогеодинамических условий для каждого этапа развития комплекса на основе периодизации гидрогеологической истории позволяет установить унаследованность пространственного положения

зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления или определить их смещение в плане и во времени.

Палеогидрогеологические реконструкции, являясь составной частью комплекса геологических и гидрогеологических исследований осадочных бассейнов, дают возможность сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных частей изучаемой территории (акватории). Такой подход был осуществлен, например, Ю.В. Самсоновым, С.Б. Вагиным и др. (1986 г.) при оценке перспектив нефтегазоносности вендско-кембрийских отложений в пределах юга Сибирской платформы. Этими исследователями выполнен анализ развития палеоструктурного плана и на его основе реконструировано изменение палеогидрогеодина-

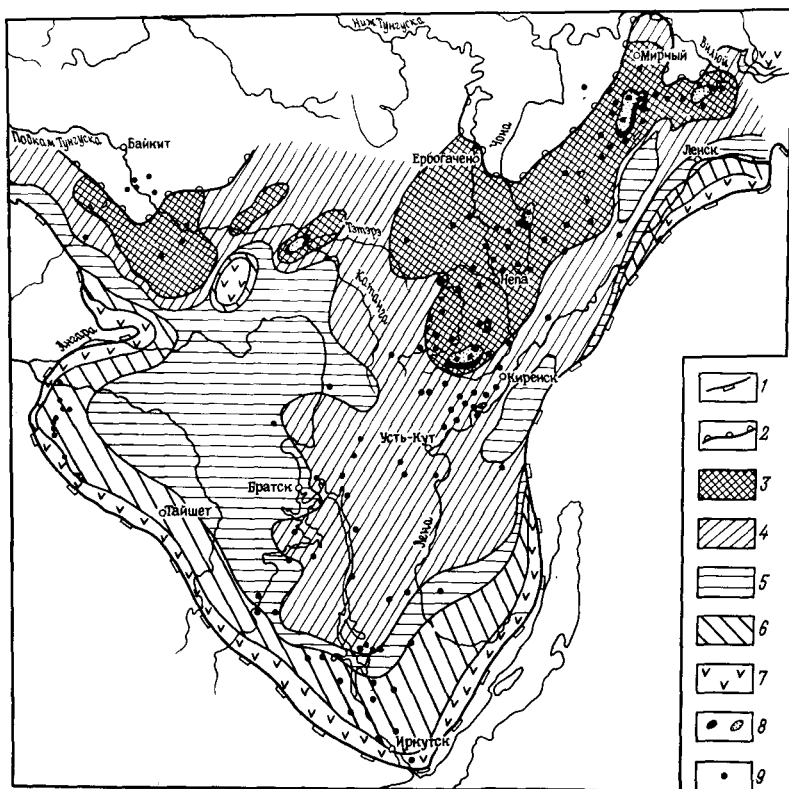


Рис. 53. Карта перспектив нефтегазоносности непско-тирского комплекса по палеотектоническим и палеогидродинамическим критериям (по Ю.В. Самсонову, С.Б. Вагину, С.А. Миллер, Л.Н. Фомичевой).

Границы: 1 – современного распространения отложений, 2 – распространения пластов-коллекторов; перспективные территории: 3 – первой степени, 4 – второй степени, 5 – третьей степени, 6 – малоперспективные, 7 – бесперспективные; 8 – месторождения нефти и газа; 9 – скважины

мических условий в неперспективном нефтегазоносном комплексе. В пределах распространения пластов-коллекторов выделены территории различной степени перспективности: первой, второй, третьей, а также мало-перспективные и бесперспективные (рис. 53). При этом к перспективным территориям первой степени отнесены области полного совпадения замкнутых контуров положительных современных и палеоструктур, унаследованно развивавшихся в течение элизионного этапа и не расформировавшихся в послекембрийское время на инфильтрационном этапе. Это области устойчивых пьезоминимумов. К перспективным территориям второй степени отнесены промежуточные зоны между областями устойчивых палеопьезоминимумов и палеопьезомаксимумов. Перспективные территории третьей степени выделены в зонах устойчивого литогенного режима на элизионных этапах. Они соответствуют участкам унаследованно развивавшихся палеопьезомаксимумов, не испытывавших на инфильтрационных этапах существенного влияния гипергенных процессов. Малоперспективные территории совпадают с участками значительных структурных перестроек и примыкают непосредственно к бесперспективным. Бесперспективные участки приурочены к зонам интенсивного древнего инфильтрационного водообмена и принадлежат окраинным частям платформ.

Основные этапы палеогеогеологических исследований при поисках скоплений УВ представлены в табл. 16.

Таблица 16. Схема палеогеогеологических реконструкций при поисках залежей УВ

Основные этапы исследований	Выявление условий формирования и сохранения залежей нефти и газа	Качественная оценка перспектив нефтегазоносности	Количественная оценка перспектив нефтегазоносности
Периодизация гидрогеологической истории	Определение гидрогеологических циклов, длительности элизионных и инфильтрационных этапов	Определение соотношения продолжительности элизионных и инфильтрационных этапов геологических циклов	—
Палеогеогеодинамические реконструкции	Выделение типов природных водонапорных систем и анализ их развития в осадочном бассейне	Выделение палеопьезомаксимумов и палеопьезоминимумов на элизионных этапах. Восстановление условий миграции флюидов на элизионных и инфильтрационных этапах. Оценка масштабов разгрузки вод	Расчет ПИЭВ, ПИИВ

Основные этапы исследований	Выявление условий формирования и сохранения залежей нефти и газа	Качественная оценка перспектив нефтегазоносности	Количественная оценка перспектив нефтегазоносности
Палеогидрогеохимические реконструкции	Определение изменения минерализации, состава вод, водорастворенных газов и т.д.	Определение соотношения седиментогенных и инфильтрационных вод в водоносных комплексах	Определение содержания в водах УВ и окислителей
Палеогидрогеотермические реконструкции	Определение изменения температуры, геотермического градиента и т.д.	Прогнозирование фазового состояния УВ	
Обобщение палеогидрогеологических данных и выводы		Соотношение зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции (во времени и пространстве). Оценка перспектив нефтегазоносности, выделение территорий различной степени перспективности. Рекомендации объектов для поисково-разведочных работ	Расчет балансов нефтегазообразования и нефтегазоразрушения

Контрольные вопросы

1. На какие этапы подразделяются гидрогеологические циклы и в чем состоят их особенности?
2. Какие историко-геологические и гидрогеологические данные лежат в основе палеогидрогеологических реконструкций?
3. Чем различаются элизионный и инфильтрационный водообмены и какова их роль в формировании литосферных вод?
4. Какое значение имеет выделение при палеогидрогеодинамических реконструкциях палеопьезоминимумов и палеопьезомаксимумов с позиций оценки нефтегазоносности комплексов?
5. Какое значение имеют палеогидрогеологические реконструкции при оценке нефтегазоносности недр?
6. Какое значение имеют палеогидрогеотермические реконструкции при выявлении зон генерации УВ? Какие методы воссоздания геотемпературного режима подземных вод Вы знаете?
7. Какие палеогидрогеологические критерии могут быть положены в основу оценки перспектив нефтегазоносности комплекса или района?

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ, КОНСЕРВАЦИИ И ДЕСТРУКЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Процессы генерации, миграции, аккумуляции, рассеяния и деструкции УВ от начала до конца происходят в среде, весьма важным компонентом которой являются литосферные водные растворы. Роль последних как фактора, создающего и разрушающего скопления нефти и газа, чрезвычайно велика и иногда может считаться решающей. Продукты разрушения скоплений нефти и газа становятся компонентами литосферных водных растворов. При их взаимодействии с другими ингредиентами последних может происходить деструкция и самого вещества УВ (а также некоторых других газов, образующих скопления, например, сероводорода). Иногда гидрогеологические (гидрогеодинамические) условия приобретают главенствующее значение в процессах аккумуляции нефти и газа. В таких случаях говорят о гидродинамических ловушках и гидродинамически экранированных залежах нефти и газа.

§ 1. УСЛОВИЯ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

При рассмотрении гидрогеологических условий миграции и аккумуляции нефти и газа следует выделять активную и пассивную роль этих условий, точнее литосферных растворов, в данных процессах. Пассивная роль гидрогеологических условий заключается в том, что литосферные водные растворы являются средой, в которой протекают процессы миграции и аккумуляции УВ и других веществ. Надо, однако, отметить, что рассматривать среду пассивной можно только условно, так как она может действовать и в качестве, например, химического реагента. Активная роль гидрогеологических условий в нефтегазонакоплении заключается в том, что литосферные воды (растворы) выступают как транспортирующий агент (иногда удерживающий), определяющий миграцию нефти и газа, а следовательно, и их аккумуляцию.

В табл. 17 приведены взгляды разных авторов на роль вод в миграции УВ.

Практически всеобщее признание сейчас имеет представление о седиментогенности (талассогенности) литосферных водных растворов, образующих среду нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Причем к седиментогенным растворам примыкают также литогенные, возникающие главным образом при дегидрации глинистых минералов.

Таблица 17. Представления о механизме миграции УВ в водонасыщенных толщах пород (по С.П. Максимову, Н.А. Еременко, В.Ф. Симоненко, 1988 г., с изменениями)

Авторы	Состояние вещества	Энергия, обуславливающая миграцию	Механизм первичной аккумуляции
Г.И. Адамс, 1903 г.; И.О. Брод, Н.А. Еременко, 1947 г.; В.А. Соколов, 1948 г.; Н.Б. Вассоевич, 1954 г.; У.Б. Рассел, 1958 г.; А.А. Карцев, 1963 г.; Л.А. Польстер, Е.И. Парнов и др., 1967 г.; А.Е. Гуревич, 1969 г.; С.Г. Неручев, 1969 г.; А.Э. Конторович, 1970 г.; И.В. Высокский, 1984 г.	Истинные растворы в седиментогенных водах	Гравитационная при седиментационном уплотнении	Выделение в свободную фазу при изменении термобарической и гидрохимической обстановок
Э. Бейкер, 1959 г.	Коллоидные растворы в седиментогенных водах	Гравитационная, молекулярная	То же
К.Э. Уивер, 1960 г.; М.С. Пауэрс, 1967 г.; Дж. Берст, 1969 г.; А.А. Карцев, 1971 г.; Р.А. Прайс, 1976 г.	Растворы в возрожденных кристаллогидратных водах	Тепловая	То же
А.Г. Каретников, Г.Ю. Валукунис, 1973 г.; А.М. Блох, 1969 г.	Раствор в полислое связанной воды	Поверхностных сил минеральных систем	Гидрохимическое экранирование
В.Ф. Симоненко, 1973 г.; А.А. Карцев, 1979 г.	Истинный раствор во временно модифицированной воде	Тепловая, гравитационная и поверхностных сил минеральных систем	Структурные изменения воды, перепад давления (ситовой эффект)
Дж. М. Мунн, 1909 г.; Дж. Рич, 1921 г.; И.М. Губкин, 1937 г.; Ван-Тайл и др., 1948 г.; А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, 1977 г.	Водонефтяные эмульсии	Поверхностных сил минеральных систем	Эффект гравитации, всплывание к водоупору

Авторы	Состояние вещества	Энергия, обуславливающая миграцию	Механизм первичной аккумуляции
А. Мак-Кой, Р. Росс-Кейт, 1934 г.; П.А. Дикки, 1975 г.; К. Магара, 1978 г.; Х. Тагучи, 1983 г.; Л.Н. Капченко, 1983 г.; А.А. Карцев, 1986 г.	В свободной фазе вместе с водой	Гравитационная, поверхностных сил минеральных систем	То же

В качестве вместилищ представляются в основном эксфильтрационные гидрогеодинамические системы, включая также термодегидратационные системы, в которых создание напора в водоносных коллекторах обуславливается преимущественно проявлением дегидратационных вод выделяющихся из минералов под влиянием повышенной температуры (100 – 150 °С).

Значительно сложнее обстоит дело с проблемой активной, т.е. транспортирующей функции водных растворов при миграции УВ. Активная транспортирующая роль водных растворов проявляется при миграции УВ в виде растворов, эмульсий и, наконец, в составе двух- или трехфазного потока, где главной фазой и (или) определяющим фактором потока являются водные массы вследствие преобладания над другими жидкими и газовыми фазами в бассейне.

Нет оснований считать водорастворенную форму миграции, особенно для нефтяных УВ, единственной или даже основной формой переноса. Количество нефтяных УВ, выносимое в растворенном состоянии водами в коллекторы, весьма велико, но все же недостаточное для того, чтобы на его счет отнести образование всех известных, еще не открытых и ранее исчезнувших залежей нефти.

Следует обратить внимание на специфическое значение возрожденных из дегидратирующихся глинистых минералов вод, данные по которым имеются в работах В.Ф. Симоненко, А.М. Блоха, У. Джонса, Дж. Перри, Дж. Хауэра и др. Данные В.Ф. Симоненко и некоторых других исследователей свидетельствуют о том, что вода, высвобождающаяся при перестройке структуры глинистых минералов, обладает аномально высокой растворяющей способностью, в том числе по отношению к неполярным неорганическим соединениям, и может "эвакуировать" из нефтепроизводящих пород значительное количество нефтяных УВ. Вода указанного генезиса появляется в существенных объемах при погружении осадочных толщ уже на глубину 2 – 3 км. Количество ее, как показывают подсчеты, таково, что на целый порядок может превосходить имеющиеся объемы пористого пространства коллекторов.

Состав УВ в так называемых аквабитумоидах (т.е. веществах, извлекаемых органическими растворителями из воды), изученный А.Э. Конторовичем, как оказалось, весьма схож с составом нефти. Этот факт имеет принципиальное значение для выяснения роли водных форм миграции нефти. Обнаружение в пластовых водах также нефтяных и метановых УВ при соотношениях между тремя основными их классами, аналогичных наблюдаемым в нефти, служит подтверждением высказанных ранее прогнозов об открытии этих веществ в водах. Правда, не ясны физико-химические формы всех этих веществ в водах. Но форма нахождения (истинный, коллоидный растворы, эмульсия) имеет для миграции второстепенное значение.

Таким образом, с учетом ряда рассмотренных выше фактов и представлений можно считать, что первичная миграция нефтяных УВ (и тем более простейших — метана, этана) вместе с водными растворами имеет масштабы, достаточные для формирования в некоторых случаях промышленных скоплений.

Несколько сложнее вопрос о роли вод в миграции нефти по коллекторам. Воды, переходящие в коллекторы из глин, по-видимому, должны терять свои аномальные растворяющие свойства, а содержащиеся в них в растворе УВ в значительной, если не в основной своей части, должны выделяться, высаливаться. Поэтому в любом случае нужно констатировать следующее: водная миграция УВ по коллекторам (вторичная миграция) играет относительно меньшую роль, чем водная эвакуация УВ из нефтепроизводящих пород (первичная миграция); в коллекторах относительно большее значение должно иметь перемещение УВ в свободной фазе в составе много (двух) фазных потоков, а также путем всплывания.

Однако это не означает, что водорастворенная форма миграции нефтяных УВ (не говоря о метане) по коллекторам не играет никакой роли. Выше указывалось на выявление в пластовых водах вполне ощутимых концентраций углеводородов всех основных классов, представленных в нефти. Как было показано подсчетами, наблюдаемых в пластовых водах концентраций бензола и его гомологов в общем достаточно для того, чтобы могли сформироваться средние по запасам нефтяные залежи. Можно основывать такие расчеты и на данных по другим нефтяным УВ.

Тем не менее масштабы миграции, определенные на основе установленных концентраций, не могут идти в сравнение с теми масштабами, которые вырисовываются в свете данных по аномальной растворяющей способности практически всех вод в глинах для предыдущей стадии миграции — первичной. Но имеются некоторые факторы, которые позволяют предполагать, что и при миграции по коллекторам роль водной формы переноса для нефти остается значительной. К числу этих факторов нужно отнести, во-первых, наличие и в породах-коллекторах "микроропор", т.е. поровых каналов с малым диаметром (менее 1 мкм), в пределах которых воды, имеющие свойства "микроропоровых растворов", обладают аномально высокой растворяющей способностью; так, при

общей пористости песчаников около 20 % радиусы поровых каналов обычно менее 1 мкм. Во-вторых, как уже говорилось, существует возможность переноса нефти водами в виде микроэмульсий, т.е. эмульсий с размерами капле-шариков того же порядка, что и неионные мицеллы, которые могут свободно перемещаться даже в "микропористой" среде.

Вопросы переноса УВ в виде микроэмульсий изучались Т.П. Жузе, Т.Т. Сафроновой, В.И. Сергеевич, П. Дикки и др.

Н.М. Кругликовым, В.И. Сергеевич, Т.Т. Сафроновой развиваются представления о квазистационарном эмульгировании УВ при наличии двух фаз и перемещении их в виде тонкодисперсных эмульсий в воде. Такие эмульсии характеризуются предельно низким поверхностным натяжением, высокой дисперсностью, устойчивостью. Предполагается, что нефти диспергируются в воде до частиц размером $10^{-5} - 10^{-6}$ мм (диаметр пор в глинистых породах от 10^{-3} до 10^{-5} мм).

Наконец, нужно еще раз указать на миграцию УВ в составе двух- и трехфазных потоков, где также активной следует считать водную фазу, так как именно она, резко преобладая по массе, определяет характеристику гидродинамического поля. Важная роль этой формы миграции хорошо показана Л.Н. Капченко (1983 г.).

Аккумуляция УВ происходит преимущественно (во всяком случае, при первичной миграции) в эксфильтрационных водонапорных системах. В главе III говорилось об ограниченных расстояниях, локальности латеральных эксфильтрационных потоков и о важной роли в эксфильтрационных системах межпластовых вертикальных перетоков. Большое значение при этом имеют, по-видимому, локальные конседиментационные поднятия как участки пьезоминимумов, зон разгрузки, и, следовательно, как участки нахождения ловушек. Отдельные участки бассейна в периоды общего прогибания испытывают относительное поднятие (замедленное прогибание); там происходит формирование конседиментационных положительных тектонических форм, которые могут служить ловушками воды, нефти и газа. Вследствие меньшей геостатической нагрузки на этих участках давление относительно уменьшается и возникают пьезоминимумы. Седиментогенные воды направляются к таким локальным участкам, где образуются очаги очень медленной скрытой разгрузки через водоупорную кровлю. Вследствие широко распространенной унаследованности тектонического развития подобные гидрогеологические особенности могут существовать (иногда с перерывами) в течение ряда длительных исторических этапов.

Многочисленные случаи закономерного смещения водных ореолов рассеяния газовых и нефтяных залежей находятся в достаточно хорошем соответствии с определенными направлениями и скоростями латеральных потоков (см. главу XI), что подтверждает существование латеральной миграции вод и УВ. О том же говорит совпадение величин скоростей движения вод, подсчитанных разными методами. Такие совпадения констатировались и раньше, а из специальных исследований, в

которых проводится сопоставление скоростей движения вод, определенных разными методами, следует указать работу Э. Нойманна (1977 г.).

Распространение сейсмических колебаний на тысячи километров должно обеспечивать латеральную миграцию УВ (в виде пульсирующего и многоэтапного процесса) на всем протяжении развития коллекторов (см. главу III). Это расстояние чаще бывает сравнительно небольшим. Сказанное не умаляет и важнейшего значения для зоны катагенеза вертикального (субвертикального) направления массопереноса.

Повышение содержания различных компонентов в водных растворах при сейсмических колебаниях, например диоксида углерода приблизительно в 3 раза, а гомологов метана иногда на порядок, доказывает, что в геодинамических системах в раствор или водную эмульсию переходит и перемещается вместе с водной фазой много различных веществ, в том числе УВ. Все это относится и к движению двух- и трехфазных водородородных потоков. Таким образом, влияние сеймотектонических явлений существенно сказывается на гидрогеологических условиях бассейнов.

Собственно аккумуляция газа и нефти, т.е. обособление самостоятельной углеводородной фазы (частично вместе с неуглеводородными газами) и задержание ее в ловушках, остается наименее изученным звеном процесса при водной форме миграции, особенно для нефти (для газа, в общем, это значительно яснее). При миграции же в виде многофазных потоков эти вопросы решаются проще.

Из факторов, способствующих выделению (высаливанию) нефтяных УВ из водного раствора в коллекторах и, следовательно, образованию способных к всплыванию масс УВ, можно назвать: изменение характера поровых каналов, переход от микропор к макропорам, что должно также приводить к изменению растворяющей способности воды, как указано выше; молекулярное просеивание (ситовый эффект) — явление, в данном аспекте разобранное в работах А.А. Карцева и В.А. Кудрякова.

Хотя механизм фазового обособления УВ в природных водных растворах изучен еще недостаточно, но все же можно сказать, что эти процессы (все или некоторые) должны обеспечивать формирование самостоятельных углеводородных масс, способных к аккумуляции в ловушках.

Непосредственное выделение нефтяных УВ из раствора (или из микроэмульсии) в самих ловушках вряд ли отвечает основным случаям аккумуляции нефти (для газа, возможно, дело обстоит иначе). Скорее всего такое выделение происходит еще "на подходе" к ловушкам или раньше, а последующая миграция УВ, предваряющая формирование залежей, идет в виде двух- и трехфазного потока, путем всплывания их в водной среде. Однако предполагаются и другие случаи. Так, согласно данным Ж. Рюмо и С. Сурисса, воды, выжимаемые из глинистой толщи в

подстилающий карбонатный коллектор в ближайшем окружении от образованного этим коллектором останца, могут выделять УВ прямо в пределах этого останца, являющегося ловушкой, несогласно перекрытой теми же глинами, мощность которых на этом "перекрытии" резко уменьшена. Этот заслуживающий пристального внимания пример может служить в качестве одного из аргументов в пользу важного значения водной формы миграции УВ и важнейшей роли гидрогеологических условий в их аккумуляции.

Особое внимание следует уделить воздействию сейсмических колебаний непосредственно на всплывание УВ в водонасыщенной среде коллекторов, завершающее вторичную их миграцию и обеспечивающее собственно аккумуляцию УВ в ловушках. Силы всплывания УВ должны преодолевать противодействие капиллярных сил, а сейсмические колебания могут весьма существенно способствовать этому. Есть две стороны такого эффекта. Во-первых, геодинамическое давление расширяет поры. Проницаемость пород сама частично может рассматриваться как функция прохождения сейсмических волн. Все это уменьшает влияние капиллярных сил (и увеличивает вообще скорость и объем фильтрации флюидов). Во-вторых, то усиливая, то ослабляя действие архимедовой силы (т.е. прибавляясь к ней то с положительным, то с отрицательным знаком), пульсирующее геодинамическое давление способствует слиянию отдельных капель, пузырьков углеводородной фазы: при уменьшении расстояния между каплями может происходить их слияние, тогда как при увеличении расстояния слившиеся капли уже не разделяются. Тем самым повышается общая нефтегазонасыщенность пород, увеличивается фазовая проницаемость для УВ, ослабляется противодействие со стороны капиллярных сил. В целом действие эффекта геодинамического давления на всплывание углеводородных фаз в водонасыщенных коллекторах, а значит, и на аккумуляцию нефти и газа должно быть положительным.

Следовательно, влияние сеймотектонических явлений может существенно увеличивать скорость и масштабы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Изложенное свидетельствует о важнейшей роли гидрогеологических условий в аккумуляции нефти и газа, что в большой мере связано с активной транспортирующей ролью водных растворов в миграции УВ. Это положение подтверждается также обширной успешной практикой применения гидрогеологических и палеогидрогеологических критериев при поисках нефти и газа, в том числе и при оценке прогнозных запасов (ресурсов) этих полезных ископаемых.

§ 2. УСЛОВИЯ ДЕСТРУКЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Разрушение, как и консервация нефтяных и газовых залежей, происходит в водной среде, а сами литосферные воды вместе с некоторыми из растворенных в них веществ являются основными факторами деструкции залежей. Воды разрушают нефтяные и газовые залежи и месторождения механическим, физико-химическим, химическим и биохимическим путями. Механическое разрушение залежей заключается в том, что нефть и газы уносятся движущимися водами во взвешенном состоянии и в составе многофазных потоков. Физико-химическое разрушение залежей состоит в растворении их содержимого в водах при соответственно изменяющихся условиях. Химически нефтегазовые залежи могут разрушаться в результате окисления УВ растворенными в водах веществами, главным образом кислородом и сульфатами. Наконец, биохимический характер этому же процессу придает участие в нем бактерий.

Каждый из названных видов разрушения залежей УВ водами имеет свои особенности и закономерности. Кроме того, эти процессы специфичны для нефтяных и газовых залежей.

Механическая (гидравлическая) деструкция нефтяных и газовых залежей водами начинается с образования наклона нефтеводного или газоводяного контакта. В.П. Савченко и М. Хабберт показали, что горизонтальное положение газоводяных и нефтеводяных контактов есть лишь частный случай, возможный при полной неподвижности вод.

По М. Хабберту зависимость наклона поверхности нефтеводного (или газоводяного) контакта от гидравлического уклона описывается выражением

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{\rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}}} \frac{dh}{dl} = \frac{dz}{dx}, \quad (\text{X. 1})$$

где θ — угол между поверхностью нефтеводного контакта и горизонтальной плоскостью; dz/dx — наклон поверхности нефтеводного контакта; dh/dl — наклон пьезометрической поверхности (гидравлический уклон); $\rho_{\text{В}}$, $\rho_{\text{Н}}$ — плотность соответственно воды и нефти (подставив вместо $\rho_{\text{Н}}$ плотность газа $\rho_{\text{Г}}$, получим соответствующее выражение для газоводяного контакта).

Зависимость (X. 1) наглядно иллюстрируется схемой на рис. 54.

Формулу (X. 1) можно заменить выражением

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{\rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}}} i, \quad (\text{X. 2})$$

где i — гидравлический уклон.

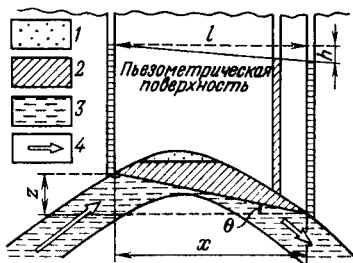


Рис. 54. Схема зависимости между наклоном нефтеводяного контакта и пьезометрической поверхностью (по А.И. Леворсену, с изменениями):

1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – направление движения воды

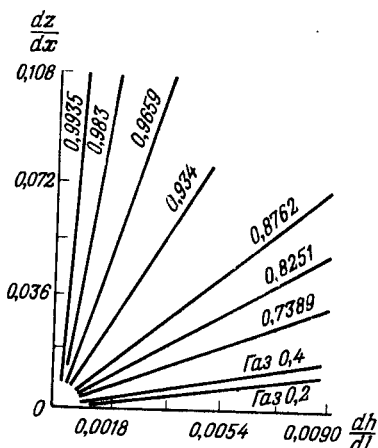


Рис. 55. Зависимости углов наклона нефтеводяного контакта от гидравлических уклонов и плотностей нефти и газов (по А.И. Леворсену, с изменениями).

Шифр кривых – плотность нефти и газов, г/см³

Таким образом, наклон поверхности нефтеводяного (газоводяного) контакта прямо пропорционален гидравлическому уклону и зависит также от соотношения плотностей контактирующих жидкостей (так называемый коэффициент усиления).

Как видно из рис. 55, для тяжелых (более плотных) нефтей наклон нефтеводяного контакта гораздо больше, чем для легких (менее плотных) нефтей и газов.

Если принять относительные плотности воды за единицу, нефти за 0,8 (часто встречающиеся величины в пластовых условиях), а газа (сухого) за 0,001, то, исходя из формулы (X. 2), для газовой залежи получим:

$$\operatorname{tg} \theta_{\Gamma} = \frac{1}{1 - 0,001} i.$$

Плотностью газа (в этом случае), как величиной значительно более высокого порядка малости по сравнению с величиной $\rho_{\text{н}}$, можно пренебречь, тогда

$$\operatorname{tg} \theta_{\Gamma} = i. \quad (\text{X. 3})$$

Подставляя в формулу (X. 2) значение $\rho_{\text{н}} = 0,8$, для нефтяной залежи получим:

$$\operatorname{tg} \theta_{\text{н}} = 5i. \quad (\text{X. 4})$$

Таблица 18. Минимальные значения углов падения пластов при сохранении залежей газа и нефти от полного вымывания ($\rho_{\text{в}} = 1$, $\rho_{\text{н}} = 0,8$, $\rho_{\text{г}} = 0,001$)

Гидравлический уклон	Углы падения пластов		Гидравлический уклон	Углы падения пластов	
	Газовые залежи (сухой газ)	Нефтяные залежи		Газовые залежи (сухой газ)	Нефтяные залежи
0,0001	0°00'18"	0°01'30"	0,01	0°30'	2°30'
0,001	0°03'	0°15'	0,1	6°	3°

Следовательно, при выбранных величинах $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{г}}$ наклон нефтеводяного контакта при одном и том же гидравлическом уклоне будет больше наклона газовой контакта в 5 раз. Однако для залежей жирных газов, особенно при высоком давлении, величина этого отношения значительно меньше (около 2).

Наклоны газовой и нефтеводяного контактов могут служить критериями направления движения вод.

Если наклон нефтеводяного (газовой) контакта круче угла падения крыла сводовой ловушки, то нефть (газ) полностью вымывается из нее, залежь исчезает. Это и есть механическое разрушение залежей водами.

Условием сохранения залежи от механического разрушения водой является неравенство $\theta < \alpha$, где α — угол падения пласта на крыле ловушки (по направлению i); θ — угол наклона нефтеводяного (газовой) контакта. Используя формулы (X. 3) и (X. 4), можно ориентировочно подсчитать (табл. 18) минимальные углы падения и максимальные величины гидравлических уклонов, при которых газовые и нефтяные залежи еще не будут унесены движущимися водами и, следовательно, будут существовать¹.

Из табл. 18 следует, что при обычно встречающихся в нефтегазоносных комплексах гидравлических градиентах залежи сухого газа могут удерживаться практически любыми ловушками; нефтяные залежи уже при гидравлических градиентах 0,005 — 0,01 должны вымываться из пологих ловушек (угол падения на крыльях менее 1°). Нефтяные залежи значительно менее устойчивы против гидравлической деструкции, чем газовые. При наличии рассолов с относительной плотностью 1, 2 и очень легких нефтей минимальные углы падения должны быть уменьшены примерно в 2,5 раза; для тяжелых нефтей при пресных водах углы падения, наоборот, должны быть значительно увеличены — примерно в 2 раза.

¹ По данным Д.А. Назарова и Б.С. Черноброва (1988 г.) в ряде районов Предкавказья нефтяных залежей нет в ловушках при $\alpha > 2\theta$.

Физико-химическому разрушению путем растворения в пластовых водах подвержены газовые залежи. При повышении пластового давления (при погружении), не компенсируемом соответственным ростом газонасыщенности вод, метан, образующий залежи, будет растворяться, и залежь постепенно может исчезнуть. Особо благоприятны для растворения газовых залежей условия при температуре, превышающей 100 – 120 °С, когда растворимость метана в воде резко возрастает.

Ввиду худшей растворимости в воде нефтяных УВ по сравнению с метаном и его ближайшими гомологами физико-химическая деструкция нефтяных залежей путем растворения в водах имеет весьма скромные масштабы. Можно предполагать, что происходит и иногда преобладает селективное растворение отдельных компонентов нефтей.

Химическая деструкция нефтяных и газовых залежей путем окисления УВ кислородом и сульфатами, растворенными в пластовых водах, имеет большое значение и давно привлекала к себе внимание. Этот процесс тесно переплетается с биохимической деструкцией, которая заключается в "поедании" УВ бактериями и оба эти вида разрушения залежей нефти и газа следует рассматривать вместе.

Аэробное окисление УВ осуществляется растворенным в водах кислородом. Известно, что растворенный кислород встречается в литосферных водах в некоторых случаях до глубин 500 – 600 м, а возможно и еще глубже, в количестве от сотых долей до 4 – 5 мг/л в зависимости от гидрогеологических условий, скорости движения инфильтрационных вод, обогащенности пород сульфидами и органическими веществами. В водах, примыкающих к нефтяным и газовым залежам, кислород почти никогда не встречается. Очевидно, до залежей, расположенных достаточно далеко от зон инфильтрации, кислород "добирается" лишь при очень большой скорости инфильтрационного водообмена или при очень большой длительности инфильтрационного этапа, когда окисляются все способные к окислению компоненты вод и минералы данного водоносного комплекса. Наибольшему воздействию растворенного кислорода, естественно, подвергаются те залежи, которые расположены ближе всего к зонам инфильтрации.

Большое значение имеет окисление УВ сульфатами, так как сульфаты в том или ином количестве присутствуют в большинстве литосферных вод и рассолов: $\text{CH}_4 + \text{MeSO}_4 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{MeS} + 2\text{H}_2\text{O}$.

Условия биохимического окисления УВ изучены еще недостаточно. Есть сведения о том, что бактерии-десульфаторы не могут развиваться при температуре выше 90 – 95 °С, при минерализации вод (рассолов) приблизительно выше 300 г/л, при величинах рН менее 5. Существуют, вероятно, и другие ограничивающие (тормозящие) условия.

Особенно важное значение имеет температурный фактор. Учитывая невозможность абиогенного окисления сульфатами газовых (метановых) залежей, следует полагать, что при температуре выше 95 °С они полностью защищены от этого вида разрушения. В то же время нефтя-

ные залежи, по-видимому, могут в какой-то степени окисляться за счет сульфатов и при более высокой температуре, причем интенсивность абиогенного окисления их при высокой температуре должна даже возрастать.

Наконец, следует остановиться на влиянии формы залежей и относительных размеров газовой и нефтяной контактов на окисление залежей. Так как окисление УВ растворенными окислителями происходит в основном на контакте с водами, скорость окисления залежи в целом будет тем больше, чем больше площадь поверхности газовой и нефтяной контактов по отношению к объему залежи. Совершенно очевидно, что окисление "водоплавающих" залежей и залежей с вклинивающимися пропластками, содержащими промежуточные воды, будет идти скорее, чем залежей, имеющих только краевые воды; залежи небольшой высоты будут окисляться быстрее, чем высокие.

Особую роль играют образование в результате окисления у нефтяных контактов слоя очень плотных нефтей и асфальтоподобных веществ (битумов), а также вообще неполное окисление УВ (т.е. не до углекислоты и воды), приводящие не к уничтожению, а к химическому перерождению нефтяной залежи. Наличие у нефтяного контакта слоя (оторочки) очень плотной нефти или асфальтоподобного нетекучего битума мощностью до нескольких метров — весьма распространенное явление. Эти переродившиеся в результате окисления части залежей должны служить препятствием, как бы барьером, для окисления остальной части залежи. Механизм распространения процесса окисления на всю залежь при таких условиях не совсем ясен. Однако он существует, так как известны достаточно многочисленные случаи полного окислительного перерождения нефтяных залежей.

Превращение всего содержимого нефтяной залежи в смолы, органические кислоты и другие кислородосодержащие соединения представляет собой уже полное исчезновение нефтяной залежи как таковой и появление залежи твердого битума.

При окислении метана никаких промежуточных продуктов и состоящих из них оторочек не образуется. В процессе окисления метана и его ближайших гомологов газовая залежь может обогащаться углекислотой, но ввиду резко повышенной по сравнению с углеводородами растворимости данного газа существенного количественного значения это обогащение, как правило, не имеет. Химическое перерождение газовых залежей при окислении не играет большой роли, хотя может идти еще остаточное накопление азота; основной результат окисления газовых залежей — их полное разрушение.

§ 3. РОЛЬ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ФОРМИРОВАНИИ И РАЗРУШЕНИИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ ЛИТОГЕНЕЗА

Явления генерации, аккумуляции и деструкции нефти и газа развиваются на фоне (и в рамках) литогенеза, имеющего стадийный характер.

Гидрогеологические условия генерации, аккумуляции нефти и газа, консервации, трансформации и деструкции этих веществ и их скоплений специфичны для каждого этапа литогенеза. Литосферные водные растворы в разных формах играют неодинаковую роль в возникновении, "вызревании", эмиграции, аккумуляции, деструкции, консервации УВ на этапах литогенеза.

При седиментогенезе водные растворы литосферы могут играть некоторую, хотя и косвенную роль в накоплении (на дне водоема) определенных органических и минеральных компонентов, которые в дальнейшем могут обеспечивать нефтегазогенерационный потенциал седиментитов. Речь может идти, например, о субкавальной разгрузке (в море) термальных рассолов, как связанных, так и не связанных с процессами вулканизма, но так или иначе влияющих на характер седиментации, в том числе на накопление в осадках ОВ.

В диагенезе гидрогеологической средой служат иловые водные растворы. В них происходит биохимическая переработка захороненных в осадках ОВ. В зависимости от интенсивности перемешивания иловых растворов с придонными водами морского (или иного) бассейна меняется степень биохимического преобразования органических компонентов осадков, серьезнейшим образом влияющая на нефтегазогенерационный потенциал осадков и образующихся из них пород, а значит, на возможность и характер процессов генерации и аккумуляции УВ в дальнейшем.

Стадия катагенеза охватывает наибольший период в "жизни" седиментитов. На подстадии протокатагенеза водные растворы в постепенно уплотняющихся глинистых и других породах играют роль среды для термokatалитических процессов изменения ОВ, постепенного "созревания" этих веществ для максимальной генерации УВ. По мере удаления этих вод и уменьшения обводненности седиментитов ускоряется подготовка главной фазы нефтеобразования. Кроме того, воды, выжимаемые из интенсивно уплотняющихся глин в менее уплотняющиеся коллекторские породы, выносят туда часть органических соединений, тем самым участвуя уже в некоторой начальной реализации нефтегазогенерационного (особенно газогенерационного) потенциала пород.

Гидрогеологические условия подстадии мезокатагенеза, с которой связана главная фаза нефтеобразования, заслуживают особого внимания. Здесь важнейшее значение приобретают дегидратационные воды, высвобождающиеся из кристаллогидратного состояния в глинистых минералах (прежде всего в монтмориллоните). Именно эти воды и форми-

рующиеся на их основе растворы представляют существеннейшие элементы как среды, так и транспорта при миграции УВ из мест (очагов) образования последних. Пространственное распространение водных растворов, растворитель в которых в весьма существенной мере представлен дегидратационными водами, в целом близко совпадает с главной зоной нефтеобразования.

На подстадии апокатагенеза продолжает сказываться определенное влияние гидрогеологических факторов на аккумуляцию нефти и особенно газа. Так, в начале этой подстадии дегидратационные воды, правда, возникающие в относительно меньших количествах, чем ранее, продолжают играть роль среды и отчасти эвакуатора при интенсивной эмиграции метана из газопроизводящих пород, что отвечает главной зоне газообразования.

С дальнейшим течением апокатагенеза связаны уже, главным образом, процессы деструкции УВ. Важное значение приобретает также химическая активность самого вещества воды, приводящая к разложению (конверсии) метана, а возможно и других УВ, и к образованию вследствие этого углекислого газа.

При метагенезе и гипергенезе аккумуляции как нефти, так и углеводородных газов в существенных масштабах уже не происходит: либо нефтегазогенерационный потенциал пород полностью реализован до наступления этих стадий литогенеза, либо условия для его реализации (включая аккумуляцию нефти и газов), особенно гидрогеологические, не благоприятны. При гипергенезе преобладают процессы инфильтрации вод в осадочную толщу из внешних геосфер (в отличие от эксфильтрации вод для всех рассмотренных стадий) – они понижают температуру, привносят извне окислители. Такие гидрогеологические условия, определенно, препятствуют протеканию процессов нефтегазогенерации и способствуют деструкции УВ и их скоплений.

На этапе гипергенеза наглядно вырисовывается возможность активного отрицательного влияния гидрогеологических факторов на аккумуляцию и консервацию УВ, происходит их деструкция, однако вполне возможны и явления переформирования ранее возникших скоплений, а также трансформация УВ в твердые битумы.

Контрольные вопросы

1. С какими (по генезису) водными растворами связаны процессы первичной аккумуляции УВ в земной коре?
2. Какие существуют взгляды на роль вод в миграции УВ?
3. Какую роль играют литосферные водные растворы в деструкции УВ и их залежей?
4. Какие факторы влияют на взаимодействие УВ и сульфатов?
5. Какова связь генерации, аккумуляции и деструкции УВ и их залежей с гидрогеологической зональностью?

Нефтегазопосксовая гидрогеология – раздел гидрогеологии, включающий информацию о гидрогеологических показателях и критериях при поисках залежей нефти и газов и о методике гидрогеологических исследований при этих поисках.

Нефтегазопосксовая гидрогеология может обосновать три уровня прогноза (оценки) перспектив поисков залежей нефти и газа: региональный, т.е. для целого нефтегазоносного или возможно нефтегазоносного бассейна, а также обособленного гидрогеологического этажа бассейна; зональный – для нефтегазоносной или возможно нефтегазоносной зоны, представляющей часть бассейна; локальный – для отдельной ловушки, которая может содержать месторождение, или отдельного горизонта с ловушкой, возможно содержащей залежь.

По направленности можно различать абсолютный (типа есть – нет) и сравнительный (типа больше – меньше) прогнозы. Для региональных и зональных оценок используется в основном сравнительный прогноз.

В настоящее время наибольшее значение имеет локальный прогноз нефтегазоносности. Он базируется в значительной степени на ореолах рассеяния залежей газа и нефти, ореолах геохимического влияния залежей нефти и газа.

§ 1. НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Нефтегазопосксовые гидрогеологические показатели весьма разнообразны. Предложен ряд классификаций таких показателей и схемы их региональных комплексов.

Практика привела к выводу о том, что наиболее надежны нефтегазопосксовые показатели, опирающиеся на газовый состав вод. Среди таких показателей важное место занимает давление насыщения (упругость) растворенных в водах газов, как относительно надежный критерий наличия или отсутствия залежей газов. Особое значение имеет так называемый коэффициент газонасыщенности вод, т.е. отношение величины давления (упругости) растворенных газов p_r к величине давления в водоносном пласте p_v (он выражается и через дефицит упругости водорастворенных газов: $\Delta p = p_v - p_r$).

В результате газового анализа вод (анализа смеси газов, полученной путем дегазации пробы воды) получают данные о содержании отдельных растворенных газов, а затем расчетным путем определяют их парциаль-

ные упругости. При расчетах упругости водорастворенных газов возможны два случая: 1) преимущественно монокомпонентный состав газов и давление ниже 15 МПа; 2) сложный состав газов (например, 65 % метана, 35 % азота) и давление более 15 МПа. В первом случае можно пользоваться более простой методикой расчета, основанной на законе Генри – Дальтона. Методика расчетов упругостей для более сложных случаев разработана А.Ю. Намиотом и М.М. Бондаревой (1963 г.).

Метод прямого определения упругости водорастворенных газов в скважине предложен И.К. Зерчаниновым (1962 г.); он требует замеров газонасыщенности в четырех-пяти точках по стволу скважины.

Рациональный комплекс гидрогеологических показателей нефтегазонасыщенности, предложенный А.А. Карцевым и другими исследователями в 1982 г., включает показатели: а) газовые, б) органо-гидрогеохимические, в) минерально-гидрогеохимические, г) гидрогеодинамические, д) гидрогеотермические, е) палеогидрогеологические.

К газовым показателям относятся: общая газонасыщенность воды ($\text{см}^3/\text{л}$); упругость водорастворенных газов (МПа); коэффициент газонасыщенности вод p_g/p_B ; содержания ($\text{см}^3/\text{л}$, % суммы водорастворенных газов) метана, гомологов метана (сумма), бутанов, пентанов, гексанов, гелия (в нефтегазонасыщенных толщах и выше их – отрицательный показатель), сероводорода; коэффициенты метан/этан и метан/(пропан + высшие гомологи); аргон-азотный коэффициент.

К органо-гидрогеохимическим показателям относятся: сумма и состав жидких (нефтяных) УВ; бензол, толуол и другие арены; летучие жирные кислоты; коэффициент битумоидности $C_{\text{хл}}/C_{\text{орг}}$; $C_{\text{орг}}$; $C_{\text{хл}}$; фенолы, спирты; сера органическая; фосфор органический.

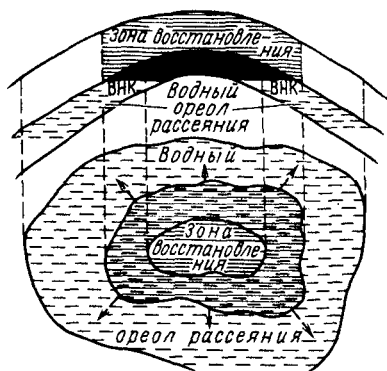
Минерально-гидрогеохимические показатели (включая микроэлементы): аммоний; сульфатонасыщенность воды; сульфатность относительная и общая; общая минерализация воды; хлоридно-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод по В.А. Сулину (второй – при преобладании натрия среди катионов); иод, бром, хлор-бромное отношение (отрицательный показатель); бор, барий, никель, ванадий, кобальт, молибден, ртуть, германий¹.

Гидрогеодинамические и гидрогеотермические показатели: пьезоминимумы, пьезомаксимумы в верхних водах; гидрогеотермические аномалии.

При выявлении и интерпретации газовых, органо-гидрогеохимических и минерально-гидрогеохимических локальных показателей особое значение имеет установление водных ореолов рассеяния залежей (рис. 56), основанное на определении фоновых и аномальных концентраций газов (аномальные концентрации в некоторых случаях могут быть и отрицательными по знаку, например, для азота).

¹ По Р.Г. Прокопьевой (1989 г.), в Западной Сибири из 40 изученных микроэлементов 30 показали информативность для нефтяных (но не газовых) залежей, причем к оптимально информативным предлагается отнести медь и хром.

Рис. 56. Схема расположения водного ореола рассеяния залежи УВ (по В.М. Матусевичу, с изменениями)



Гидрогеологические исследования с нефтегазопромышленными целями проводятся на различных этапах поисковых работ. В основе всех нефтегазопромышленных гидрогеологических исследований должно лежать гидрогеологическое районирование. При слабой изученности территории оно может частично опираться на общегеологические и орографические данные. Оценка нефтегазонасыщенности дает наилучшие результаты, если при этом рассматривается гидрогеологический бассейн в целом. Изучение и оценка отдельных локальных элементов должно проводиться с учетом их положения в бассейне.

В соответствии с рекомендациями Л.М. Зорькина, М.И. Субботы, Е.В. Стадника прогнозы целесообразно проводить в три этапа: 1) оценка бассейнов и крупных территорий в целом; 2) оценка отдельных этажей бассейнов (комплексов) и территорий (зон) в пределах бассейнов; 3) оценка локальных площадей (участков) с целью решения вопроса о постановке поискового бурения.

Характеристика нефтегазопромышленных гидрогеологических исследований приводится в табл. 19. Используемая в ней схема стадийности разработана для гидрогеохимических исследований сотрудниками ВНИИЯГГа (Л.М. Зорькин, А.В. Петухов, Е.В. Стадник и др., 1977 г.).

Следует указать, что при прогнозно-рекогносцировочных и, главным

Таблица 19. Основные задачи и виды гидрогеологических исследований на различных этапах поисков месторождений (залежей) нефти и газа

Гидрогеологические исследования		
Региональные	Прогнозно-рекогносцировочные	Поисково-оценочные

Цель и назначение исследований

Выявление региональных элементов (зон) нефтегео-

Выделение локальных элементов нефтегеологического районирования (ЛЭНР) с аномальными

А. Разбраковка ЛЭНР. Выделение локальных объектов под глубокое

Гидрогеологические исследования

Региональные	Прогнозно-рекогносцировочные	Поисково-оценочные
<p>ологического районирования (РЭНР) с аномальными характеристиками показателей нефтегазоносности. Выделение представительных горизонтов. Оценка нефтегазоносности и обоснование направления рационального комплекса работ на последующих стадиях</p>	<p>характеристиками показателей нефтегазоносности. Оценка нефтегазоносности выделенных объектов. Обоснование направления, рационального комплекса, объемов, последовательности проведения дальнейших работ.</p>	<p>поисковое бурение. Оптимизация размещения поисковых скважин и последовательности их проходки. Б. Выделение вероятно продуктивных горизонтов в разрезе глубоких поисковых скважин</p>
<p>Виды и масштабы работ</p>		
<p>Маршрутные гидрогеологические исследования естественных и искусственных водопунктов в масштабе 1 : 200 000 и мельче, а также гидрогеологические исследования в скважинах опорного бурения</p>	<p>Профильные и площадные гидрогеологические съемки масштабов 1 : 200 000 и 1 : 100 000 по неглубокозалегающим горизонтам в пределах РЭНР (или ЛЭНР) с аномальными характеристиками гидрогеологических показателей или структурных поднятий, установленных региональными геолого-геофизическими исследованиями. Гидрогеологические исследования в параметрических скважинах</p>	<p>А. Площадные гидрогеологические съемки масштабов 1 : 100 000, 1 : 50 000 и 1 : 25 000 по опорным горизонтам (до 600 м) в пределах ЛЭНР с аномальными характеристиками гидрогеологических показателей нефтегазоносности, выявленных прогнозно-рекогносцировочными исследованиями, или на структурах, установленных геолого-геофизическими работами. Б. Гидрогеологические исследования в поисковых скважинах</p>
<p>Результаты поисковых работ</p>		
<p>Региональная гидрогеологическая карта масштаба 1 : 500 000. Пере-</p>	<p>Мелкомасштабные гидрогеологические карты масштаба 1 : 200 000. Перечень перспективных локальных объектов</p>	<p>А. Мелко-среднемасштабные гидрогеологические и прогнозные карты масштабов</p>

Гидрогеологические исследования		
Региональные	Прогнозно-рекогносцировочные	Поисково-оценочные
чень перспективных зон (площадей) для постановки работ последующих стадий. Рекомендации по направлению поисковых работ	(ЛЭНР). Рекомендации по направлению дальнейших поисковых работ	1 : 1000000, 1 : 50000 и 1 : 25000. Перечень локальных объектов для постановки поискового бурения. Рекомендации по заложению первых и последующих глубоких поисковых скважин. Б. Гидрогеологические разрезы и рекомендации по опробованию

образом, при поисково-оценочных исследованиях часть показателей используется также для выявления ловушек нефти и газа.

Важнейшим источником информации для определения нефтегазописковых гидрогеологических показателей служит опробование скважин.

§ 2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА

Теория гидравлических (гидродинамических) ловушек и гидравлически экранированных залежей нефти и газа разрабатывалась многими исследователями: В.П. Савченко, А.А. Плотниковым, Ю.П. Гаттенбергером, Н.А. Еременко, И.М. Михайловым, М. Хаббертом, А. Леворсеном. Установлена существенная роль гидравлических ловушек в формировании залежей нефти и газа. В старых нефте- и газодобывающих районах, где имеется производственная база и широкая сеть действующих нефте- и газопроводов, но значительно истощен фонд перспективных локальных структур, поиски гидравлически экранированных залежей приобретают немаловажное народнохозяйственное значение.

Возникновение гидравлических ловушек обусловлено динамическим состоянием водонапорной системы. Образование залежей нефти и газа в пологозалегающих пластах может быть связано с уравниванием силы всплывания нефти или газа (архимедовой) перепадом напора пластовой воды (гидравлической силой), с изменением величины этого перепада в зонах резкой смены коллекторских свойств и с сокращением мощностей коллекторов на отдельных участках.

По В.П. Савченко и А.А. Плотникову сила всплывания нефти и газа F_a выражается через наклон кровли пласта-коллектора $i = \sin \alpha$ (α — угол

наклона кровли пласта по отношению к горизонтальной плоскости), так как $F_a \approx f(i)$.

Гидравлическая сила $F_{\text{гидр}}$, вызывающая движение вод по пласту, выражается через наклон пьезометрической поверхности $i_{\text{гидр}} = \sin \varphi$ (φ — угол наклона пьезометрической поверхности по отношению к горизонтальной плоскости), так как $F \approx f(i_{\text{гидр}})$.

Условиям миграции УВ при образовании гидравлически экранированных залежей зависят от типа водонапорной системы. В инфильтрационной водонапорной системе, где чаще наблюдается совпадение наклонов структурных и пьезометрических поверхностей, возможны следующие случаи условий миграции УВ:

$i_{\text{гидр}} > i$ — гидравлическая сила больше архимедовой силы всплытия УВ ($F_{\text{гидр}} > F_a$), поэтому они переносятся вниз по пласту (рис. 57, а);

$i_{\text{гидр}} < i$ — гидравлическая сила меньше архимедовой силы ($F_{\text{гидр}} < F_a$), поэтому УВ всплывают вверх по пласту (рис. 57, б);

$i_{\text{гидр}} = i$ — гидравлическая сила уравнивает архимедову силу ($F_{\text{гидр}} = F_a$), поэтому условия для миграции УВ отсутствуют (рис. 57, в).

В эксфильтрационной водонапорной системе наклоны структурных и пьезометрических поверхностей чаще примерно совпадают. Углеводороды под воздействием однонаправленных архимедовой и гидравлической сил мигрируют вверх по пласту (рис. 57, г).

В инфильтрационной водонапорной системе обычны случаи, когда пьезометрическая поверхность представляет собой плоскость, наклоненную под углом φ к горизонту. Тогда градиент напора постоянен для всего водоносного пласта. При некоторой неровности структурного рельефа образование гидравлической ловушки углеводородов происходит, если по направлению гидравлического уклона наклон кровли пласта-коллектора i_n больше $i_{\text{гидр}}$, а вверх по восстанию пласта наклон кровли i_v удовлетворяет условию $i_v < i_{\text{гидр}}$. Таким образом, образование гидравлической ловушки происходит при условии $i_n > i_{\text{гидр}} > i_v$.

При переменном градиенте напора условие образования гидравлической ловушки определяется неравенством $i_v \text{ гидр} > i > i_n \text{ гидр}$, где $i_v \text{ гидр}$, $i_n \text{ гидр}$ — наклон пьезометрической поверхности соответственно вверх по восстанию и вниз по падению пласта.

Возникновение гидравлической ловушки возможно также в зоне резкой смены коллекторских свойств водоносного пласта (при постоянной мощности). В этом случае наблюдаются увеличение наклона пьезометрической поверхности в зоне ухудшения коллекторских свойств и ее выполаживание при улучшении проницаемости пород.

Очень важно, что действие гидравлического элемента может проявляться в ловушках разного типа, т.е. существуют ловушки смешанного, комбинированного типа, например, литологически-гидродинамические и т.п. Роль гидравлического элемента в возникновении той или иной

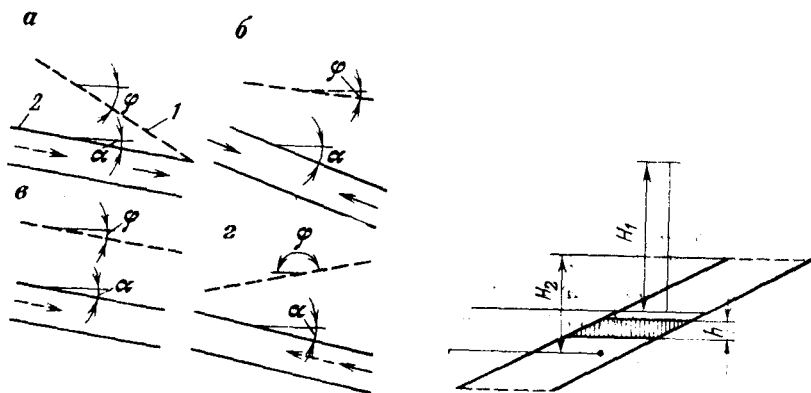


Рис. 57. Соотношения наклонов пьезометрической и структурной поверхностей, определяющие различные условия миграции УВ по пласту-коллектору (по А.А. Плотникову):

1 — пьезометрическая поверхность; 2 — кровля пласта-коллектора

Рис. 58. График, иллюстрирующий зависимость высоты гидравлически экранированной залежи УВ от гидродинамических условий в пласте.

Заштрихована залежь УВ

ловушки количественно может изменяться от нуля (ловушки других типов) до 100 % (чисто гидравлическая ловушка).

Количественно действие гидравлического элемента в возникновении комбинированных ловушек нефти и газа, по Ю.П. Гаттенбергеру, выражается следующей формулой (рис. 58):

$$h = (p_{\text{прор}} \pm \Delta H) / (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}), \quad (\text{XI. 1})$$

где $p_{\text{прор}}$ — давление прорыва (в понимании В.П. Савченко); ΔH — разность напоров выше и ниже ловушки; $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ — плотности соответственно воды и нефти (газа); h — высота залежи.

При $p_{\text{прор}} = 0$ будет чисто гидравлическая ловушка. При $\Delta H = 0$ роль собственно гидравлического фактора в возникновении ловушки отсутствует.

Примеры чисто гидравлических ловушек, по Ю.П. Гаттенбергеру и Э. Дальбергу: ловушки на площадях Алексеевская, Уит, Гальегос (рис. 59); пример смешанной литологически-гидродинамической ловушки — ловушки горизонта D_{IV} Белебеевской площади и ловушка месторождения Хьюгтон (рис. 60).

Следует заметить, что гидравлический экран, создающий ловушку, может находиться не только в том пласте, где образуется залежь, но и в вышележащем, т.е. перепад напоров может быть как по падению пла-

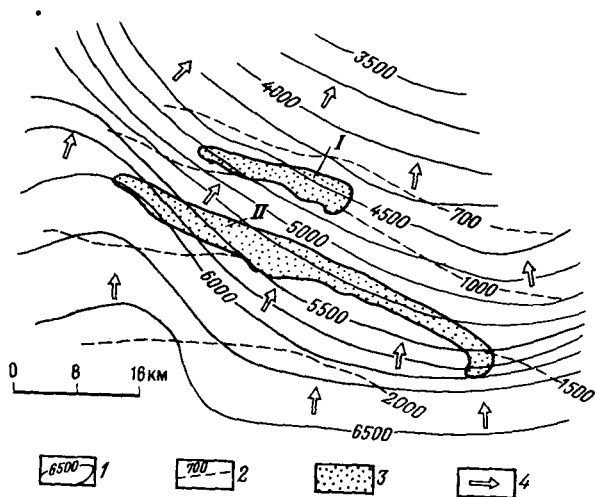


Рис. 59. Карта потенциметрической (пьезометрической) поверхности, отражающая гидродинамическую обстановку в песчанике Галлуп (Э.Ч. Дальберг, 1985 г.)

1 – изолинии гидравлического напора, м; 2 – изогипсы кровли песчаника Галлуп, м; 3 – нефтяные залежи на месторождениях Гальегос (I) и Бисти (II); 4 – направления гидравлического уклона

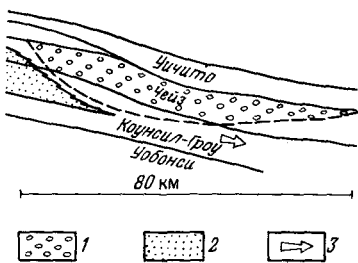


Рис. 60. Профильный разрез газового месторождения Хьюгтон (Э.Ч. Дальберг, 1985 г.)

1 – газ; 2 – красноцветные глины и песчаники; 3 – направление гидравлического уклона

та, так и по разрезу. В последнем случае действие (экранирующее) этого фактора добавляется к действию покрышки (водоупора), которая без него может оказаться и недостаточной для удержания залежи.

Как отмечено выше, в последнее время гидравлическим ловушкам стали уделять большое внимание. Это связано с двумя главными причинами: 1) истощением фонда "обычных" ловушек – сводовых – в старых нефтегазоносных областях; в этом плане гидравлические ловушки представляют интерес наряду с литологическими, стратиграфическими и т.п.; 2) появлением и ростом числа искусственных, или техногенных, ловушек.

Внимание к гидравлическим ловушкам повышается также в связи с тем, что по ряду данных к залежам, частично экранированным гидравлически, относятся гигантские залежи Хьюгтон, Боливар, Катар-море, Даулетабад и др.

Поиски гидравлически экранированных залежей нефти и газа предполагают детальное изучение водонапорной системы, знание положения пьезометрической поверхности, которая зачастую имеет очень сложную форму, глубин залегания кровли водонапорного комплекса, его мощности и коллекторских свойств. Картирование гидравлических ловушек газа в общем случае заключается в совмещении структурной карты, построенной для кровли пласта, и карты гидроизопъез. Пересечения изогипс и гидроизопъез дают семейство кривых, участки замыкания которых могут быть ловушками нефти и газа.

Методы выявления гидравлических ловушек подробно описаны Э. Дальбергом (1985 г.) и А.А. Плотниковым (1989 г.).

§ 3. ВОДНЫЕ ОРЕОЛЫ РАССЕЙНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В настоящее время ввиду значительной изученности большинства нефтегазоносных бассейнов важнейшее внимание уделяется локальным показателям нефтегазоносности. Гидрогеологические локальные показатели могут быть с максимальной эффективностью использованы при наличии анализов вод оцениваемых горизонтов и отчасти вод вышележащих водоносных горизонтов, т.е. это будут в основном гидрогеохимические показатели. При этом главную роль играет выявление водных ореолов рассеяния углеводородных залежей.

Такие ореолы прослеживаются по ряду компонентов: газовых – метан, гомологи метана; органических (водорастворенных ОВ) – бензол и его гомологи, жирные кислоты (в первую очередь муравьиная и уксусная), фенолы, органический фосфор, аммоний; микроэлементов – металлов – никель, ванадий, цинк, свинец, медь, кобальт, молибден, германий, серебро.

Принципиальная схема водного ореола рассеяния вокруг залежи показана на рис. 56. Наличие ореола может быть представлено в виде выражения $C_1 > C_2$, где C_1 – концентрация рассеивающегося компонента в воде внутри ореола (ореольная, аномальная); C_2 – концентрация того же компонента вне ореола (фоновая). При $C_1 = C_2$ ореола нет.

Водные ореолы рассеяния (рис. 61, 62) возникают в результате частичного разрушения нефтегазовых залежей вследствие фильтрационно-диффузионного перемещения компонентов из залежи в пластовые воды. В большинстве бассейнов преобладает диффузионное перемещение. В этом случае ореолы имеют изометричную, иногда кольцевую форму в плане. Усиление динамичности вод приводит к формированию вытянутых по направлению потока ореолов (явление лобового – тылового эффекта, по В.П. Савченко).

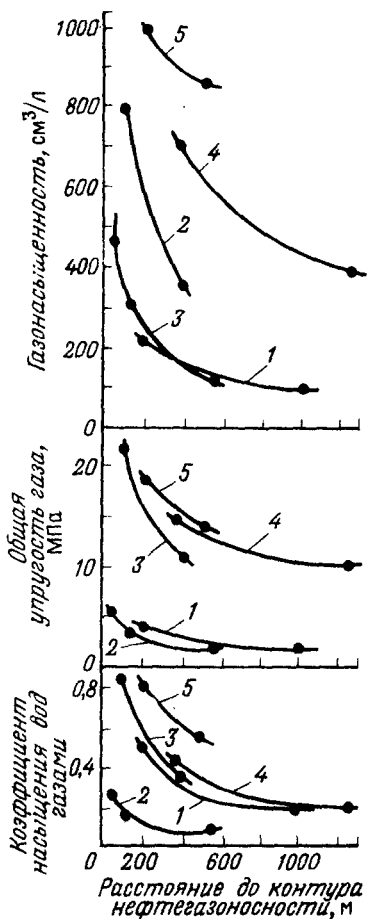


Рис. 61. Кривые изменения характеристик пластовых вод в Днепро-Донецком бассейне по мере удаления от контура нефтегазоносности (по Г. А. Юрину)

Месторождения: 1 – Спиваковское, газовое; 2 – Шебелинское, газоконденсатное; 3 – Глинско-Розбышевское, нефтяное; 4 – Рыбальское, нефтегазовое; 5 – Перецешинское, газовое

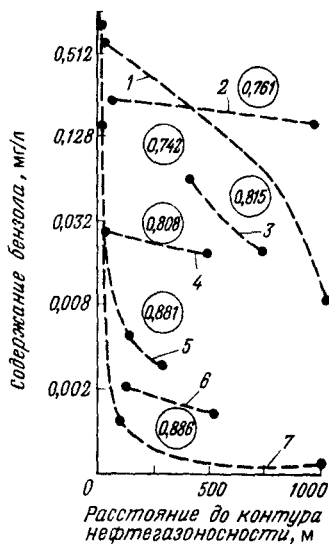


Рис. 62. Кривые изменения содержания бензола в пластовых водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтеносности (по Е. В. Стаднику).

Месторождение, возраст продуктивных отложений: 1 – Коробковское, C_3 ; 2 – Гуселкское; 3 – Коробковское, C_2 ; 4 – Жирновское, C_3 ; 5 – Бахметьевское; 6 – Саушинское; 7 – Жирновское, C_1 ; в кружках – плотность нефти, $г/см^3$

Таблица 20. Среднее содержание микроэлементов и бензола в приконтурных водах нефтяных залежей разных размеров, Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн (по В.М. Матусевичу)

Залежи	Содержание компонентов						
	мг/л			мкг/л			
	C ₆ H ₆	S	Ba	Ni	Co	Pb	V
Мелкие	0,35	6,4	103	58	11	16	22
Средние	0,57	1,8	14	35	8	4	23
Крупные	0,61	1,4	12	17	7	4	7

Контрастность и размеры водных ореолов рассеяния зависят от диффузионной подвижности компонентов и от времени формирования залежей. Наиболее подвижны газы, которые образуют в водах ореолы протяженностью 2 км и более, и органические кислоты (ореолы 1 – 2 км). Протяженность ореолов бензола 400 – 800 м, микроэлементов – до 500 м. В древних бассейнах протяженность ореолов больше, в молодых меньше. Ореолы водорастворенного ОВ и микроэлементов более контрастны в случае нефтяных залежей, у газоконденсатных и далее у газовых залежей контрастность их снижается. Наиболее богатый спектр и наибольшее содержание микроэлементов отмечаются в ореолах нефтяных залежей. Микроэлементы вблизи газовых залежей формируют бедные и малоконтрастные ореолы. Исключение составляют иод и ртуть, характерные для ореолов вблизи залежей газа, что связано с высокой летучестью этих микроэлементов в виде паро-газовой смеси. На это указывает обнаружение ртути в конденсационных водах, где ее концентрация достигает 24 мкг/л. На характер водных ореолов оказывает влияние и размер залежи: с уменьшением размера залежи увеличивается концентрация микроэлементов и уменьшается содержание бензола (табл. 20).

Выявление водных ореолов рассеяния газов, микроэлементов и водорастворенного ОВ имеет важнейшее значение при гидрогеохимической оценке нефтегазоносности локальных структур и интервалов разреза, а также при раздельном гидрогеологическом прогнозировании залежей нефти, газа и конденсата.

Как отмечено выше, гидрогеодинамические условия в пласте могут приводить к деформации водных ореолов рассеяния, проявлению так называемого эффекта Савченко. Этот эффект заключается в сносе ореола со стороны лобовой части залежи, расположенной на пути движения вод, за тыловую ее часть (рис. 63). Данное явление следует учитывать при выборе мест заложения поисковых скважин.

В водных ореолах рассеяния залежей кроме появления и повышения концентрации рассеивающихся компонентов наблюдаются аномальные

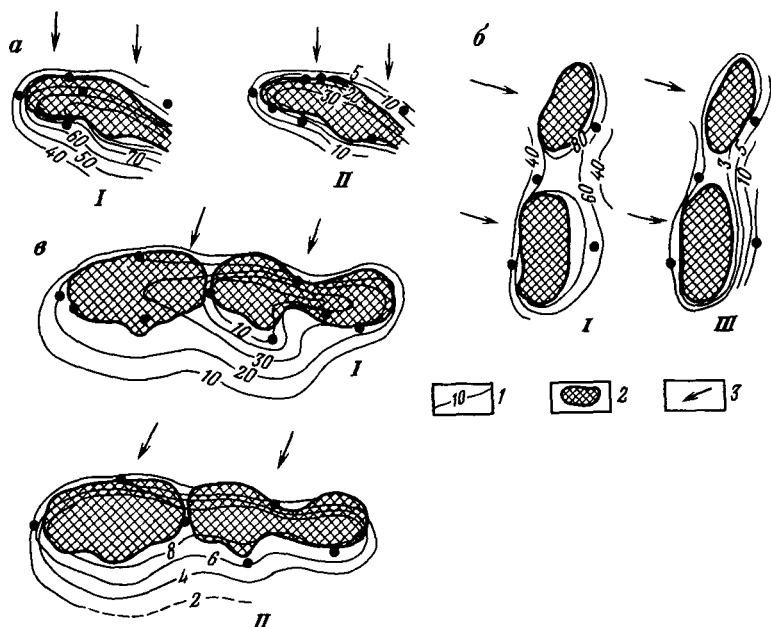


Рис. 63. Примеры эффекта Савченко (по Л. М. Зорькину).

a – Кулешевское месторождение, пласт A_4 ; *б* – Жирновское и Бахметьевское месторождения, тульский горизонт; *в* – месторождение Красный Яр, пласт B_2 . *I* – изолинии содержания газа (*II* – гомологов метана, *III* – азота), $\text{см}^3/\text{л}$, и давления насыщения газов (*I*), МПа³; 2 – залежи; 3 – направление движения вод

изменения концентраций некоторых других компонентов, происходящие под влиянием продуктов рассеяния. В первую очередь это относится к сульфатам, восстанавливающимся при реакциях с УВ. Содержание сульфатов в водах внутри ореолов убывает, уменьшается сульфатонасыщенность водных растворов (рис. 64). Этот фактор тоже используется при поисках залежей нефти и газа.

Ореол геохимического влияния залежи является производным от ореола ее рассеяния: например, взаимодействие рассеивающихся УВ с водорастворенными сульфатами приводит к образованию сероводорода, поэтому наличие в водах растворенного сероводорода и отсутствие сульфатов (или недонасыщение ими вод) фиксируют ореол геохимического влияния залежей. Подобный ореол отражается и в ряде других компонентов вод и твердой части пород.

Показатели ореола рассеяния (например, УВ) можно считать прямыми, более надежными показателями наличия залежи по сравнению с показателями ореола геохимического влияния. Но некоторые из последних показателей (например, недонасыщенность вод сульфатами)

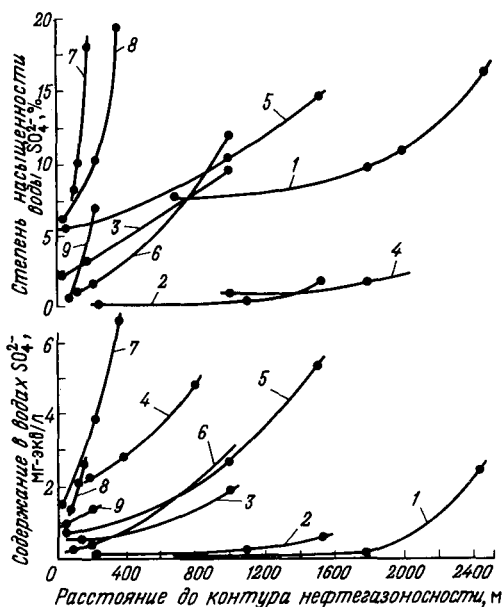


Рис. 64. Кривые изменения сульфатного показателя в пластовых водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтегазоносности (по Е.В. Стаднику; для оценки сульфатонасыщенности использован специальный коэффициент 10800/Са).

Газовые залежи: 1 – Голубинская, 2 – Абрамовская, 3 – Клетско-Почтовская; газонефтяные залежи: 4 – Коробковская, 5 – Жирновская, 6 – Бахметьевская, 7, 8 – Елшанская (соответственно фронтальная и тыловая части), 9 – Соколовогорская

являются более стабильными, могут сохраняться и при исчезновении ореола рассеяния (и даже самой залежи!).

Имеются определенные различия в проявлении ореолов рассеяния в законтурных водах, примыкающих к залежам, и в водах верхних горизонтов. Вторые лишь частично могут быть отнесены к водным ореолам рассеяния, так как в этом случае компоненты залежи мигрируют в различных формах, в том числе и не в водных.

С многочисленными примерами роли нефтегазопроисковой гидрогеологии в практике работ в различных регионах можно познакомиться в книге "Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа" (1990 г.).

Контрольные вопросы

1. Какие категории нефтегазопроисковых гидрогеологических показателей наиболее широко применяются на практике?

2. Какие факторы влияют на формирование гидравлически экранированных залежей нефти и газа?
3. В каких районах поиски гидравлически экранированных залежей нефти и газа наиболее актуальны?
4. Какие вещества образуют ореолы рассеяния вокруг нефтяных залежей?
5. В каких условиях при заложении нефтепоисковых скважин следует учитывать эффект Савченко?
6. Какие процессы характерны для ореолов рассеяния углеводородных залежей?

Глава XII

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Нефтегазопромисловая гидрогеология занимается вопросами использования гидрогеологических данных при проектировании и проведении разработки нефтяных и газовых месторождений.

§ 1. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Гидрогеологические данные, полученные в результате различных промысловых наблюдений, лабораторных анализов, систематизируют и представляют в виде различных разрезов, профилей, карт и графиков. Из этих материалов следует отметить средненормальные гидрогеохимические разрезы нефтяных и газовых месторождений, характеризующие средний химический состав вод, приуроченных к различным стратиграфическим горизонтам, которые предложены Г.М. Сухаревым.

Для построения типового гидрогеохимического разреза используют наиболее достоверные, типичные или средние анализы вод по отдельным горизонтам, относящиеся к началу разбуривания последних. При больших различиях состава вод в пределах ряда горизонтов составляют нормальные разрезы для отдельных участков месторождения.

Неоднородность вод отдельных горизонтов наиболее четко проявляется на гидрогеохимических профильных разрезах месторождений.

Существенное значение иногда имеют гидрогеохимические карты отдельных горизонтов нефтяных и газовых месторождений. Они позволяют детально изучить изменение состава вод в пределах площади и выявить зависимость этого изменения от геологического строения, нефтегазоносности и характера разработки месторождения. В.А. Сулин и Б.И. Султанов предложили составлять гидрогеохимические карты по данным как первых, так и последующих анализов вод. Сопоставление

карт, составленных по первым анализам, с картами, составленными по последующим анализам на различные даты, позволяют выявлять изменения состава вод во времени в процессе разработки.

Из других графических представлений результатов нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований можно указать графики изменения химического состава вод во времени, составляемые по данным отдельных скважин, а также графики зависимости между некоторыми гидрогеохимическими параметрами, предназначенные, например, для выявления гидрогеохимических коррелятивов (показателей) отдельных пластов, пачек, свит.

При использовании результатов нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований важнейшее значение имеет знание гидрогеохимического разреза месторождения, а также различий и изменений состава вод по площади пластов.

Различия химического состава вод в пределах одного пласта в нефтяном месторождении впервые установлены Б.И. Султановым (1936 г.). К настоящему времени по этому вопросу накоплено уже довольно много данных.

При изменении общей минерализации и хлоридности вод по пласту иногда наблюдается следующая закономерность: величины их уменьшаются при удалении от нефтяных и газовых залежей. Если залежи располагаются на сводах антиклиналей, то отмечается относительное опреснение контурных вод в сторону синклиналей; если залежи приурочены к зонам выклинивания или прижаты к тектоническим разрывам, то максимумы минерализации и хлоридности вод тоже тяготеют к этим зонам, т.е. наблюдаются в водах, находящихся непосредственно у контура залежей. Нефтяные и газовые залежи в этих случаях окружены оторочкой более минерализованных и хлоридных вод, сменяющихся далее на периферии водами с меньшими минерализацией и хлоридностью (рис. 65).

Увеличение минерализации и хлоридности вод в ловушках может объясняться тем, что места расположения нефтяных и газовых залежей характеризуются застойными гидрогеологическими условиями и представляют собой застойные участки, локальные застойные зоны внутри водоносных комплексов, характеризующихся в общем относительно большей подвижностью вод. Это особенно очевидно, например, в случаях заливообразных ловушек (в частности, в майкопских отложениях Кубани) и приразрывных ловушек, но справедливо и для части сводовых ловушек. Ловушки для нефти отчасти служат также ловушками и для вод: воды в них застаиваются, а подземные потоки их обходят. В ловушках могут сохраняться более древние воды (соленые талассогенные) предыдущих этапов развития, тогда как остальные части пласта заполняются более молодыми водами (пресными метеогенными). Поэтому воды в ловушках по сравнению с другими частями пласта в этих случаях более минерализованы.

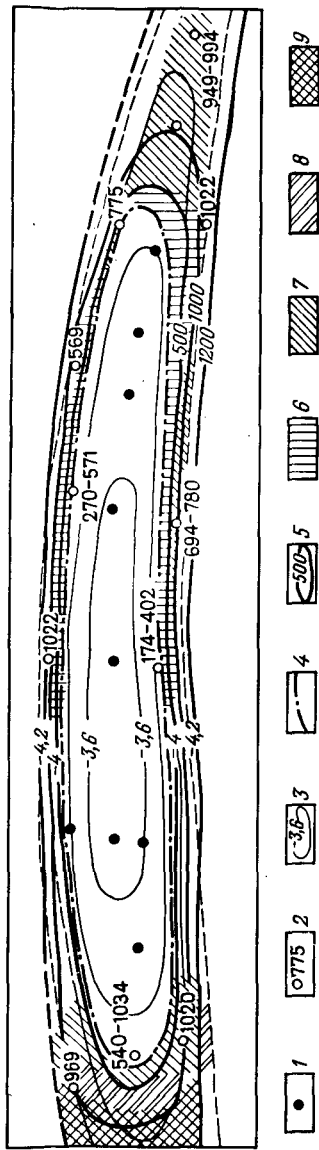
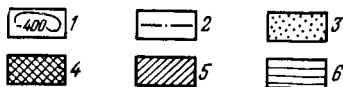
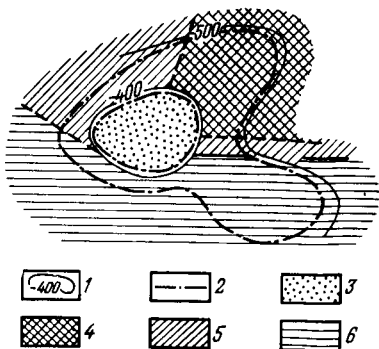


Рис. 65. Схематическая гидрогеохимическая карта с рудемеловых отложений Старогрозненского месторождения (по А. М. Никанорову).

Скважины, вскрывшие пласт: 1 — безводные, 2 — обводнившиеся (цифры — минерализация вод, мг-экв/л); 3 — изогипсы кровли, км; 4 — водоносной контакт; 5 — изоминеры, мг-экв/л; типы вод (по В.А. Сулину): 6 — гидрокарбонатно-натриевый, 7 — сульфатно-натриевый, 8 — хлоридно-магнийевый, 9 — хлоридно-кальциевый

Рис. 66. Схематическая гидрогеохимическая карта хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения.

1 — изогипсы кровли пласта, м; 2 — контуры газонасыщенности (внешний и внутренний); 3 — зона сплошного газонасыщения пласта; жесткие хлоридные воды с минерализацией, мг-экв/100 г; 4 — > 100, 5 — < 100; 6 — щелочные хлоридные воды



В.А. Кудряков причину образования подобных застойных зон в приконтурных участках видит в резком снижении фазовой проницаемости вследствие эффекта Жамэна.

Иногда различие вод в пласте может зависеть от того, как соотносятся направление подземного потока и расположение залежей. Иллюстрацией явления "гидравлической тени" (лобовой — тыловой эффект, по В.П. Савченко) служит рис. 66: подземный поток, идущий с запада-юго-запада, обтекает залежь газа, и непосредственно к востоку от нее (в ее "тени") воды застаиваются.

Во многих случаях наблюдается совершенно иная картина: приконтурные и внутриконтурные воды залежей относительно опреснены. Подобные случаи проанализированы А.М. Никаноровым в районах Восточного Предкавказья. Им показано, например, что в верхнемеловых горизонтах Старогрозненского месторождения под залежью имеется несколько слоев вод с различной плотностью, увеличивающиеся к нижнему слою. Объясняется это наличием в зоне залежей конденсационных вод, накопление которых тесно связано с формированием самих залежей. В подобных случаях конденсационные воды, залегая под газонефтяными залежами, как бы плавают на соленых краевых водах (рис. 67).

Конденсационные (конденсатогенные) и (или) конденсатные воды обычно получают вместе с газом при эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей, но иногда они появляются также при разработке нефтяных залежей с большим содержанием газа. Впервые эти воды были выделены в Азербайджане Б.И. Султановым. Они отличаются очень небольшой, иногда ничтожной минерализацией. Конденсатные воды представляют собой обычные краевые воды, увлеченные в скважины газом, или захваченные таким же путем из газонасыщенной части пласта пары воды, конденсирующиеся в осушителях. Конденсационные воды конденсируются в пласте при формировании залежей. Состав последних (так же как, впрочем, и паров из залежей) может значительно отличаться от состава обычных краевых и подошвенных вод.

При разработке нефтяного или газового месторождения залегающие

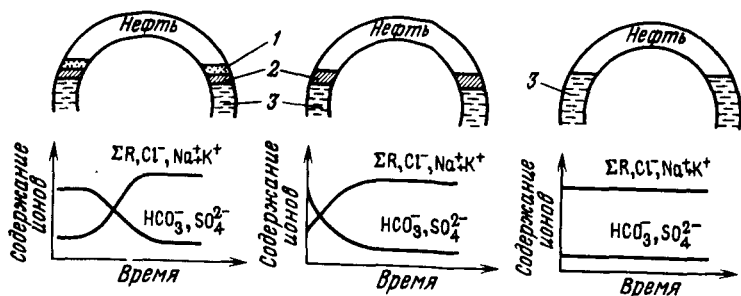


Рис. 67. Схемы распределения различных типов вод под нефтяными залежами и графики изменения химического состава этих вод во времени при разработке (по А.М. Никанорову).

Вода: 1 – конденсационная; 2 – смешанная; 3 – соленая пластовая

в нем воды могут перемещаться в пространстве, а химический состав их может меняться во времени. В процессе извлечения жидкости из одной и той же скважины минерализация вод иногда увеличивается, иногда уменьшается, происходят и другие изменения (рис. 68), которые объясняются следующим образом.

С одной стороны, они происходят в результате вызываемого отбором и закачкой жидкости продвижения вод по пласту: в скважине появляется вода иного состава, ранее находившаяся в других частях того же пласта или же искусственно введенная в пласт. Часто минерализация вод во времени падает вследствие подтока вод из отдаленных частей пласта, где минерализация меньше, чем в непосредственной близости от залежи. При смене конденсационных вод обычными краевыми или подошвенными наблюдается обратная картина.

С другой стороны, на изменение состава вод во времени влияют некоторые геохимические процессы, происходящие при разработке нефтяных и газовых месторождений. Такие процессы особенно развиваются при закачке в нефтегазоводоносные пласты воды, а также воздуха. Например, при закачке в пласт поверхностной (речной, морской) воды, содержащей кислород и сульфаты, в пласте могут возникать или усили-

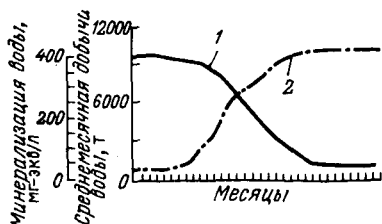


Рис. 68. Изменение минерализации воды нефтеносного пласта во времени (по Г.М. Сухареву).

Кривые изменения: 1 – минерализация воды; 2 – среднемесячной добычи воды из нефтяной залежи

ваться окислительно-восстановительные процессы, что может вести к появлению или увеличению содержания в водах сульфидов, сероводорода, уголекислоты и некоторых других компонентов. В результате смешивания пластовых и посторонних закачиваемых вод могут формироваться воды совершенного нового типа.

Таковые некоторые закономерности, которые важно знать при использовании гидрогеохимических материалов для решения задач проектирования и проведения разработки нефтяных и газовых месторождений.

Ниже будет кратко рассмотрено применение гидрогеологических исследований в основном при решении следующих задач:

выбора рецептуры промывочных жидкостей и тампонажных цементов;

проектирования искусственной закачки воды в пласты;
определения наличия и мест аварийного притока вод в скважины;
контроля за обводнением и заводнением залежей.

Гидрогеологические условия важно учитывать уже при приготовлении буровых промывочных жидкостей и тампонажных цементов. Так, наличие в разрезах рассолов (как и пластов солей), растворенного сероводорода, гидросульфидов и некоторых других гидрогеохимических компонентов сильно влияет на технологические свойства промывочных жидкостей и тампонажных материалов, и это следует учитывать при составлении рецептуры последних.

Эффективность закачки специальных растворов для оптимизации условий проявления пласта после вскрытия зависит от состава вод. Так, предложенный В.Д. Гордновым стабилизатор промывочных жидкостей КМЦ-85-700 применим при высокой общей минерализации и значительной концентрации кальция в водах. Осолонение промывочной жидкости, например под действием хлорида натрия пластовых вод (рассолов), ведет к снижению эффективности действия некоторых реагентов.

Учет химического состава вод имеет значение также при выборе типа тампонажного цемента. Например, наиболее часто применяемый портландцемент подвергается коррозионному разрушению в водной среде, содержащей хлорид магния, сероводород, уголекислоту, сульфат натрия, хлорид кальция (при концентрации более 20 г/л), хлорид натрия (при концентрации более 100 г/л). При прогнозе коррозионной активности вод следует применять специальные добавки. Так, активные кремнеземистые добавки повышают стойкость цемента к воздействию кислотной и сульфатной агрессии. Таким образом, применение противокоррозионных добавок к тампонажным растворам назначается с учетом данных по гидрогеохимии соответствующих интервалов разреза (и разреза в целом).

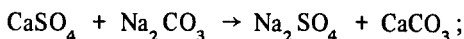
Важные задачи встают перед нефтегазопромысловой гидрогеологией при проектировании водообеспечения процессов заводнения нефтяных залежей, которое может проводиться за счет подземных,

поверхностных (речных, озерных, морских) и промышленных сточных вод.

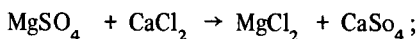
В первом случае роль гидрогеологических исследований особенно велика и ответственна при оценке соответствующих ресурсов подземных вод. Однако использование гидрогеологических данных необходимо и при проектировании заводнения нефтяных залежей за счет поверхностных водоисточников и промышленных стоков. Дело здесь прежде всего в том, что закачиваемая вода любого происхождения встречается с пластовой водой и вступает с ней (а также с твердой частью породы и нефтью) во взаимодействие, которое может иметь существенные и нежелательные последствия. Это, конечно, особенно важно учитывать при законтурном заводнении, но в определенной мере влияние этих процессов сказывается и при внутриконтурном заводнении, так как внутри контура нефтеносности практически всегда имеется вода в той или иной форме. При полной идентичности химического состава двух вод (нагнетаемой и пластовой) и, следовательно, при полной химической совместимости их реакции между компонентами растворов не идут. Во всех остальных случаях возможны различные реакции с выпадением солей и выделением газов.

Наиболее характерными реакциями этого типа считаются следующие:

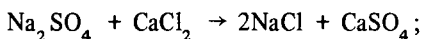
между сульфатом кальция закачиваемой воды (например, морской) и карбонатом натрия пластовой воды



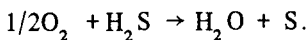
между сульфатом магния закачиваемой воды (морской) и хлоридом кальция пластовой воды



между сульфатом натрия закачиваемой воды (речной) и хлоридом кальция пластовой воды



между растворенным молекулярным кислородом закачиваемой воды (речной, морской и др.) и сероводородом пластовой воды (сероводород сам может быть техногенным продуктом)



При этих реакциях образуются осадки карбоната и сульфата кальция, свободной серы, коагулирующие и цементирующие поры, пустоты, трещины в породах, а также отлагающиеся в скважинах (и даже в наземных промысловых коммуникациях).

Отложение солей при разработке нефтяных месторождений имеет отрицательное технико-экономическое значение. В каждой нефтеносной

провинции преимущественное значение имеют определенные соли.

Выпадение осадков при смешивании разнотипных вод происходит не столько в призабойных зонах нагнетательных скважин, сколько на участках продвижения закачиваемых вод и образующихся при их участии смесей по пласту, в призабойных зонах добывающих скважин и в скважинах. В результате цементации и кольматации снижаются эксплуатационные характеристики пластов и скважин, причем скважины могут полностью выводиться из строя. Например, на Арланском месторождении закачка вод р. Белая в нефтеносные горизонты нижнего карбона приводила к образованию гипсовых пробок (по реакции между сульфатом натрия и хлоридом кальция), полностью останавливающих работу добывающих скважин за несколько суток.

По данным исследователей, занимавшихся геохимией процессов заводнения в Западной Сибири, значительную роль в солеосаждении играет взаимодействие закачиваемых вод с солевыми и другими твердыми компонентами пород. За счет последних в значительной мере идет насыщение закачиваемых вод карбонатами и сульфатами. Примесь пресной воды уменьшает растворимость карбоната кальция. На Самотлоре вытеснение вод в разных пропластках и на разных участках осуществляется водами разной минерализации, образовавшимися в результате неравномерного смешивания и преобразования (при растворении твердого вещества пород) законтурных, внутриконтурных ("погребенных") и различных закачиваемых вод. При повторном смешивании нарушается равновесие и происходит выпадение солей, главным образом карбоната кальция. Воды выщелачивают карбонат кальция уже при содержании его в породе менее 6%. Выпадению способствует также частичное испарение воды в скважинах, уход части углекислоты в газовую фазу и т.п.¹.

Наконец, очень большое значение имеет образование сероводорода в результате взаимодействия сульфатсодержащих закачиваемых вод с нефтью при участии бактерий, тоже заносимых с закачиваемыми водами. При внутриконтурной закачке зараженных сульфатредуцирующими бактериями вод (речных, морских и т.п.) может протекать известная реакция между сульфатами и углеводородами. В рассматриваемом аспекте главным результатом данного процесса следует считать образование сероводорода — весьма активного вещества, вызывающего интенсивную коррозию металла и цемента. Яркий пример мощного развития процесса — Ромашкинское месторождение, где до заводнения в девонских горизонтах совсем не было сероводорода, а затем он стал появляться во все возрастающих количествах, вызывая коррозию оборудования в угрожающих масштабах (срок работы клапанов глубинных насосов, например, сокращался иногда до двух-трех недель).

¹Появление CO_2 (при растворении карбонатов) может приводить к улучшению фильтрационно-емкостных свойств породы.

Для предотвращения нежелательных последствий техногенных гидрогеохимических процессов, происходящих при заводнении нефтяных залежей, следует подбирать для закачки соответствующую воду, учитывая гидрогеохимические данные, а при отсутствии выбора — проектировать меры по специальной подготовке имеющихся вод, что необходимо делать также с учетом геохимических условий.

Воды, которые намечается использовать для закачки, должны быть, во-первых, проанализированы на содержание взвесей, коллоидов и слабо-растворимых веществ. Полученные результаты следует сопоставить с предельно допустимым содержанием этих веществ. Такие предельные (максимально допустимые) содержания взвесей, коллоидов и слабо-растворимых веществ в воде на практике устанавливаются эмпирически для разных случаев. Опыт показывает, что на выпадение различных компонентов вод в осадок влияет ряд условий: проницаемость пород, размеры пор и трещин в породах, соотношения пластового давления и давления нагнетания и т.д.

Далее, для определения химической совместимости воды, намечаемой к закачке, с пластовой водой и прогнозирования выпадения осадков солей желателно проводить лабораторное моделирование смешивания вод и (или) соответствующие расчеты. При лабораторном моделировании оценивают состав и количество выпадающих осадков и на базе этого прогнозируют масштабы возможного уменьшения проницаемости пород и пробкообразования в скважинах. Расчеты масштабов солеотложения (в первую очередь карбонатов и сульфатов кальция) проводятся с учетом составов смешивающихся вод, величин растворимости солей в пластовых условиях и в условиях призабойной зоны, параметров гидрогеохимических равновесий и т.д.

Предложен ряд способов расчета способности вод к осаждению различных компонентов. Так, коллективом сотрудников СибНИИНП (1980 г.) проведены анализ и усовершенствование различных методов расчета карбонатной стабильности вод. Это использовано С.Л. Шварцевым с сотрудниками для прогнозов по месторождениям Томской области (1989 г.). В.А. Пановым, А.А. Емковым и Г.Н. Позднышевым (1980 г.) предложен (на основе уравнения Дебая — Гюккеля) способ оценки склонности вод к отложению гипса, что имеет важнейшее значение для большинства месторождений Волго-Уральского бассейна. По данным М.Г. Валяшко с сотрудниками (1982 г.) в некоторых районах не меньшее значение имеет и отложение барита. Результаты этих работ успешно внедряются в практику.

Специальный метод прогнозирования выпадения сульфатов с учетом также выщелачивания сульфатных минералов в пласте разработан А.И. Чистовским (такие условия существуют, например, в некоторых пластах карбона Волго-Уральского бассейна).

Сотрудниками Союзнефтепромхима Н.В. Бикчентаевой и др. (1982 г.) предложен экспресс-метод определения совместимости вод.

Они дают следующее определение понятия совместимости: способность смеси вод сохранять химический состав, не выделяя из раствора твердые неорганические соединения. Исследователи исходят из того, что известные методы определения совместимости вод (методы А.И. Чистовского, В.П. Зверева и др.) громоздки и дают неоднозначные результаты. Предлагаемый экспресс-метод базируется на измерениях электропроводности растворов: изолинии электропроводности для разных температур при смешивании вод без осадкообразования сохраняют линейный характер, в случае осадкообразования на них появляются перегибы.

Если выбор вод для закачки в нефтеносные пласты ограничен, а имеющиеся воды не отвечают требованиям к качеству, т.е. прогнозируются нежелательные последствия их закачки, намечаются меры по подготовке вод перед закачкой. К таким мерам относятся:

очистка вод от взвешенных и эмульгированных частиц путем отстаивания, фильтрования, флотации, а для очистки от нефтяных частиц также методами озонирования, экстракции и микробиологической обработки;

ингибирование солеотложения путем добавок в закачиваемые воды специально подобранных веществ — ингибиторов (например, на основе оксизетилендифосфорной кислоты, полиалкиленполиаминметилфосфоновой кислоты и др.);

стерилизация вод, заключающаяся в подавлении в закачиваемой воде возможной деятельности бактерий-десульфаторов путем добавления реагентов-бактерицидов, например формалина (в том числе и в нагнетательных скважинах), нагревания, воздействия ультразвуком и т.д.

Следует учитывать, что различные ингибиторы эффективны лишь при определенных гидрогеохимических условиях. Так, ингибитор ГМФН (гексаметафосфат натрия) может, гидролизуясь, осаждать кальций в виде CaPO_4 , а также способствовать деятельности бактерий-десульфаторов. Ингибиторы, представленные соединениями акрилатного ряда, реагируют с кальцием пластовой воды и дают осадок.

Необходимо упомянуть также о значении гидрогеологических условий при разработке нефтяных и газовых залежей с применением и других химических веществ — деземulgаторов, ПАВ, ингибиторов коррозии и т.п. Некоторые из них при определенных условиях могут вызывать осаждение солей. Так, деземulgатор НЧК (нейтральный черный контакт) при взаимодействии с хлоридными рассолами может стимулировать осаждение гипса.

Н.С. Марининым с сотрудниками предложена (1981 г.) методика расчета, позволяющая оценить осаждающие способности карбоната кальция для любых реагентов, в том числе и ингибиторов солеотложения. В общем следует подчеркнуть, что при использовании различных реагентов, в том числе ингибиторов солеотложения, следует учитывать гидрогеологические условия в пластах.

Если предварительная обработка воды невозможна, нецелесообразна

или недостаточна, то предусматриваются меры по ликвидации вредных последствий процессов закачки, проводимые уже в пласте или в эксплуатационных скважинах. К таким мерам относятся, например, промывки соляных пробок. Проектировать эти мероприятия необходимо с учетом гидрогеохимических условий.

В общем случае оптимальным вариантом является использование для заводнения нефтяных залежей вод тех же пластов (замкнутый цикл) или еще более глубоких (т.е. нижних вод).

Важной задачей, при решении которой используются данные нефтегазопромысловой гидрогеологии, является также контроль за обводнением скважин и залежей в процессе разработки. Для выполнения этой задачи надо располагать:

возможно более детальной характеристикой химического состава вод разрабатываемого нефтегазоводоносного пласта и данными о изменениях этого состава в пределах разрабатываемой площади и прилегающих участков;

характеристикой состава верхних и закачиваемых вод (если проводится закачка);

данными о влиянии смешивания пластовых и закачиваемых вод на состав получающейся при этом смеси.

Следует выделять, с одной стороны, контроль за техническим состоянием скважин — определение наличия и мест аварийного притока вод в скважины, с другой — контроль за обводнением и заводнением залежей — определение направлений и скоростей продвижения вод по пласту при разработке.

Для установления наличия и мест аварийного притока вод в скважины гидрогеохимические данные используются давно. Наличие аварийного притока и место притока могут быть определены путем сравнения состава поступающей в скважину воды с составом вод эксплуатируемых и вышележащих пластов. Если свойства и состав исследуемой воды отличаются от свойств и состава вод пластов, эксплуатируемых данной скважиной, то можно говорить о наличии аварийного притока через нарушения колонн или негерметичные их соединения, а также при негерметичности цементного кольца. Место такого притока можно приближенно определить по сходству данной воды с какой-либо из верхних вод (однако не исключено проникновение вод через фильтр по затрубному пространству), а затем более точно — с применением резистивиметра или электротермометра.

Условием определения мест проникновения чуждых вод в скважину служит гидрогеохимическая изученность разреза, знание гидрогеохимических показателей отдельных горизонтов и распределение их по площади. Если воды разных горизонтов мало различаются, то указанную задачу решить рассматриваемым путем не удастся.

В некоторых случаях по сходству или различию вод в отдельных пластах и пропластках можно судить о наличии или отсутствии сообще-

ния между ними, а иногда и проводить корреляцию пропластков в пределах месторождения. По изменению вод в процессе разработки можно выявлять естественные и искусственные межпластовые перетоки вод.

При контроле за обводнением и заводнением залежей возможны два основных случая: обводнение за счет пластовых вод (краевых, подошвенных и т.п.) и обводнение (заводнение) за счет закачиваемых вод, почти всегда происходящее при участии и пластовых вод.

Учет изменения состава вод в эксплуатационных и наблюдательных скважинах нередко позволяет контролировать перемещение контуров водоносности, нефтеносности и газоносности и обводнение скважин и залежей. По изменению во времени состава вод в отдельных скважинах, учитывая первоначальный характер размещения гидрогеохимических показателей по площади пласта, можно судить о темпах и направлении перемещения вод по пласту при его эксплуатации.

Гидрогеохимический метод контроля обводнения скважин и залежей применяется при разработке газовых и газоконденсатных залежей, в которых обводнение за счет контурных вод, сопровождаемое заменой получаемой вместе с газом пресной конденсационной воды высокоминерализованной краевой (или подошвенной) водой, хорошо маркируется по резкому возрастанию минерализации или хлоридности¹ (рис. 69).

Осложнения могут возникать вследствие поступления связанных и "целиковых" вод, а также изменения состава конденсационных вод, зависящего от условий отбора.

И.А. Леонтьев предложил метод оценки количества выносимой пластовой воды с помощью зависимости содержания хлора от объема

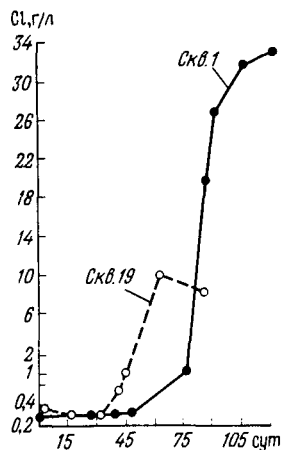


Рис. 69. Динамика минерализации при поступлении в скважину пластовой контурной воды на газовом месторождении (по И.А. Леонтьеву и др.).

Сква. 19 — обводнение пласта незначительной мощности; сква. 1 — обводнение пласта значительной мощности

¹ Есть опыт использования и некоторых других показателей, например аммония.

поступающей воды. В основу метода положено уравнение

$$Q_{\text{п}} = q_{\text{к}} (M_{\text{с}} - M_{\text{к}}) (M_{\text{п}} - M_{\text{с}}), \quad (\text{XII. 1})$$

где $Q_{\text{п}}$ — количество пластовой воды, необходимое для повышения минерализации водного конденсата от $M_{\text{к}}$ до $M_{\text{с}}$, кг на 1000 м³ газа; $q_{\text{к}}$ — количество водяных паров, выпавших в жидкую фазу, кг на 100 м³ газа; $q_{\text{к}} = q_{\text{п}} - q_{\text{о.п}}$, $q_{\text{п}}$, $q_{\text{о.п}}$ — содержание водяных паров в газе соответственно в пластовых условиях и в месте отбора пробы воды; $M_{\text{п}}$, $M_{\text{к}}$ и $M_{\text{с}}$ — минерализация воды по какому-либо компоненту соответственно пластовых, конденсационных вод и их смеси.

Как для газовых, так и для нефтяных залежей вторжение внутрь залежей приконтурных и дальних законтурных вод можно контролировать также по изменению изотопного состава и радиоактивности воды. Так, В.Е. Ветштейн, В.Г. Артемчук, П.Г. Альтшулер (1981 г.) для Западной Сибири и Белоруссии установили, что в водах в зоне ВНК относительные содержания Д и ¹⁸О существенно повышены по сравнению с водами на значительном удалении от ВНК.

Радиогеохимический метод изучения движения пластовых вод при разработке нефтяных месторождений был предложен М.Х. Хуснуллиным (1969 г.). Метод основан на данных о повышенном содержании радия в приконтурных водах по сравнению с законтурными. Так, по материалам Я.Г. Грибика в подошвенных водах нефтяных залежей количество радия превышает фоновое значение на один порядок. По данным С.А. Саакова с приближением к ВНК относительное содержание мезотория-1, как и радия, растет. Э.В. Соколовский и С.А. Сааков показали зависимость содержания радия в водах от расстояния до ВНК. Ими предложен специальный радиевый метод наблюдения за продвижением ВНК и его прогнозирования.

При искусственном заводнении задача контроля осложняется тем, что появляются воды нового, неизвестного состава, образующиеся при процессах смешивания. Гидрохимический метод контроля заводнения нефтяных залежей первыми применили П.К. Азимов и И.Б. Розенберг в 1960 г. на месторождении Ходжибад в Ферганской долине. Затем этот метод разрабатывался многими другими исследователями. Основным в этом методе является определение пропорций смешивающихся вод в составе смесей, которое базируется на закономерностях смешивания вод разного состава, изученных А.Н.Огильви и др.

На основе работ ряда исследователей (А.Н. Огильви и др.) А.Р. Ахундов предложил формулу для определения пропорций двух смешивающихся вод в составе смесей:

$$x = 100(C - B)/(A - B), \quad (\text{XII. 2})$$

где x — содержание первой воды в составе смеси; A , B , C — содержание какого-либо компонента соответственно в первой воде, во второй воде

и в образовавшейся воде-смеси (состав смешивающихся вод известен).

Формула справедлива для тех случаев, когда не происходит вторичных процессов, выпадения осадков, выделения газов и т.п. В противном случае линейная зависимость не соблюдается.

Для более точного решения задач рекомендуется определять все главные компоненты ионно-солевого состава вод, а затем выводить среднюю величину x , т.е. $x = (x_1 + x_2 + \dots + x_n)$, где x_1, x_2, \dots, x_n — содержание первой воды в составе смеси, определенное по отдельным компонентам (хлор, натрий и т.д.); n — число рассматриваемых компонентов.

Другой способ распознавания состава смесей — графический, в основе которого лежит использование графика А.Н. Огильви (рис. 70). По левой вертикальной оси на графике откладываются величины содержания различных компонентов в первой смешивающейся воде, на правой вертикальной оси — то же, во второй воде. Точки содержаний одного компонента на разных осях соединяют прямыми. Величины содержания тех же компонентов в изучаемой воде-смеси наносятся на одну из вертикальных осей и от них проводятся горизонтальные линии до пересечения

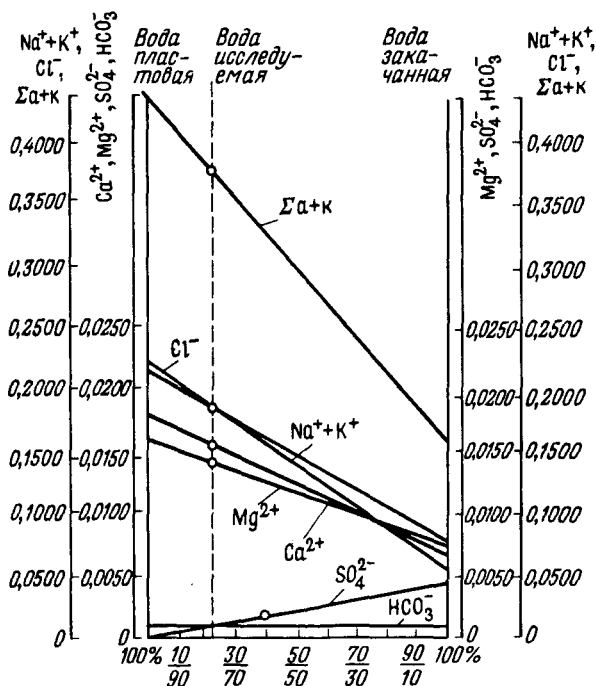


Рис. 70. График Огильви (пример по А.Р. Ахундову).

Содержание ионов в мг-экв/100 г

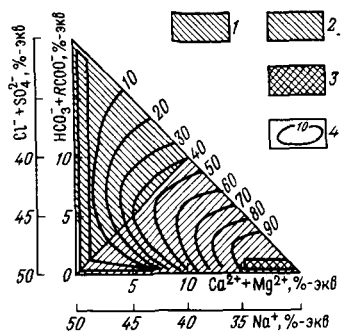


Рис. 71. График смешивания пластовых вод месторождений Азербайджана с водой Каспийского моря (по А.Р. Ахундову).

Воды: 1 — гидрокарбонатно-натриевого типа, 2 — хлоридно-кальциевого и хлоридно-магниевого типов, 3 — каспийская; 4 — изолинии содержания каспийской воды в составе смесей, %

с прямыми, соединяющими значения содержаний данного компонента в смешивающихся водах. Через эти точки пересечений проводится вертикальная линия до горизонтальной оси графика, на которой нанесены пропорции смешивания двух вод в процентах. Таким образом находят содержание смешивающихся вод в смеси. Условия применения графика те же, что и приведенной выше формулы.

Для конкретных случаев, когда приходится многократно иметь дело с одной и той же водой в "паре" смешивающихся вод (например, закачиваемая в азербайджанские нефтяные месторождения вода Каспийского моря), А.Р. Ахундовым разработан специальный вариант графического определения соотношений объемов и составов смешивающихся вод (рис. 71). На катетах треугольника нанесены шкалы значений показателей анионного (ось ординат) и катионного (ось абсцисс) составов "чистых" и смешивающихся вод в процент-эквивалентной форме. В поле треугольника проведены линии равного содержания (в процентах) закачиваемых вод в смеси с пластовыми водами различного состава (за нуль приняты пластовые воды, за 100 % — каспийская вода). Данные по содержанию компонентов в изучаемой смеси наносятся на оси. Из этих точек на осях восстанавливаются перпендикуляры до взаимного пересечения. Положение точки пересечения относительно кривых, показывающих пропорции смешивания, позволяет определить пропорцию смешивания в изучаемой смеси. График при необходимости может быть расширен до квадрата. Если вместо каспийской воды для заводнения используется другая, то необходимо провести соответствующее моделирование и на основе его результатов составить аналогичный график.

Иногда приходится иметь дело не с двумя, а с тремя смешивающимися водами: при межпластовых перетоках, при замене в процессе заводнения одной закачиваемой воды другой и т.п. Метод распознавания пропорций смешивания трех вод предложен С. Киннелом, который использовал разностороннюю призму. Плоскости внутри призмы представляют собой содержания отдельных ионов. Грани призмы служат вертикальными осями количественного содержания ионов. Если в результате смешивания трех вод каждый из ионов без потерь войдет в раствор, то

проецируемые линии для всех ионов в смеси пересекутся в одной точке на тригонограмме, а эта точка будет изображать "идеальную" смесь трех исходных вод.

Расчеты состава тройных и более сложных смесей вод были проведены также Э.А. Грикевичем (1967 г.).

Как отмечено выше, рассмотренные методы определения пропорций смешивания базируются на линейных зависимостях, наблюдаемых при отсутствии процесса выпадения солей и газообразования. Более общие случаи смешивания вод изучались Ф.А. Гезаловым, А.М. Никаноровым, Л.Е. Сокирко и др. По данным А.М. Никанорова и Л.Е. Сокирко при смешивании для некоторых компонентов наблюдается отклонение от линейной зависимости. Эти авторы предлагают на основе подобных данных выбирать компоненты, изменяющиеся по линейному закону (обычно хлор и натрий), и только их использовать в целях контроля.

Имея полученные описанными выше способами сведения по содержанию смешивающихся вод в составе находящихся в пласте смесей, можно проследивать движение пластовых и закачиваемых вод, определять скорости этого движения на различных участках, расположение языков обводнения и т.п. Для этих целей служат специальные карты замещения одних вод другими, на которых нанесены выявленные пропорции смешивания разных вод (рис. 72).

Гидрохимический метод контроля заводнения позволяет:

рассчитывать зоны влияния нагнетательных скважин; определять долю нагнетаемой воды в продукции добывающих скважин;

устанавливать закономерности распространения нагнетаемых вод и подсчитывать количество вторгшихся в залежь нагнетаемых вод;

определять средние скорости движения вод по отдельным направлениям и скорости продвижения фронта нагнетания и т.д.

Гидрогеохимические методы контроля за обводнением и заводнением залежей нефти обладают рядом значительных преимуществ: они отличаются технической простотой, дешевизной, большей надежностью хотя бы вследствие того, что возможно одновременное использование большого числа параметров (компонентов состава вод).

Принципы гидрогеохимического контроля при разработке залежей нефти термическими методами предложены В.Т. Левченко (1988 г.). Главное внимание при паро-водяном воздействии он считает необходимым уделять ионам хлора и гидрокарбоната, содержание которых в добывающих скважинах при этом процессе растет.

Особые задачи встают перед нефтегазопромысловой гидрогеологией при решении вопросов предупреждения солеотложения и борьбы с ним на поздних стадиях разработки газовых месторождений. Когда на этих стадиях разработки пластовое давление очень сильно снижается, в газе, направляющемся в скважины, возникает определенный дефицит влагосодержания. В таких условиях поступление в скважину минерализованной воды (особенно рассола) будет

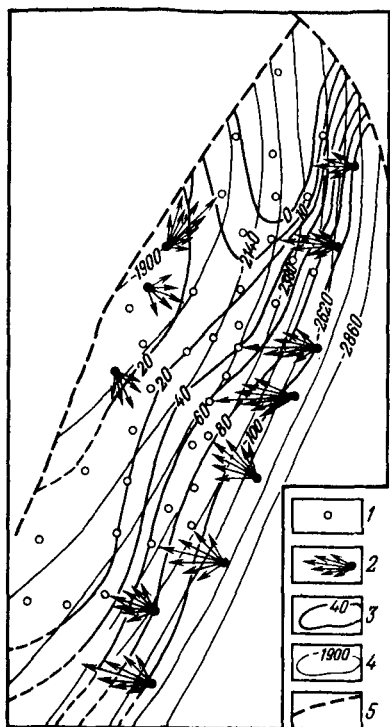


Рис. 72. Карта замещения пластовой воды закачиваемой морской, горизонт ПК₁₊₅ юго-восточное поле месторождения Сураханы (по А.Р. Ахундову).

Скважины: 1 — эксплуатационные, 2 — нагнетательные (стрелки — предполагаемое движение закачиваемой воды); 3 — линии замещения, %, пластовой воды морской; 4 — изолинии по кровле свиты ПК, м; 5 — тектонические нарушения

сопровождаться ее упариванием, которое по достижении концентрации насыщения соли приведет к солеобразованию и солеотложению в скважине.

В.А. Терещенко предложил аналитическое выражение основного условия выпадения соли (галита) в газовой скважине: $\Delta w > Vd$, где Δw — дефицит влагосодержания в газе, $\text{см}^3/\text{м}^3$ газа; V — объем поступающей в скважину минерализованной воды, л/1000 м^3 газа; d — удельный резерв пресной воды в минерализованной воде по отношению к NaCl, $\text{см}^3/\text{см}^3$.

Величина d может изменяться в пределах от нуля для насыщенных рассолов до значения, близкого к единице, для слабоминерализованных вод; определяется по специальным номограммам — графикам зависимости резерва пресной воды от величины минерализации вод.

Дефицит влагосодержания в газе Δw рассчитывается по формуле

$$\Delta w = w_{p, t} - w_{p_{\text{пл}}, t_{\text{пл}}}, \quad (\text{XII. 3})$$

где $w_{p, t}$ — равновесное содержание паров воды в газе при данных давлении и температуре в стволе скважины; $w_{p_{\text{пл}}, t_{\text{пл}}}$ — содержание паров воды в газе в пластовых условиях.

Используя приведенные формулы, можно давать качественный прогноз солеотложения. Если величина дефицита влагосодержания больше произведения объема поступающей воды и удельного резерва пресной воды (как и записано выше), то следует ожидать солеотложение; если неравенство имеет противоположный характер, то солеотложения не должно быть.

В.А. Терещенко и Е.Д. Белых предложили также метод количественного прогноза солеотложения в газовых скважинах. Количество отлагающейся соли S (г/сут) определяется по формуле

$$S = C \frac{r_0 - r_1}{r_0} VQ, \quad (\text{XII. 4})$$

где C — концентрация выпадающей соли в исходной воде; r_0, r_1 — отношение концентраций выпадающего иона соответственно в исходной пластовой и попутной воде к концентрации иона, накапливающегося в растворе.

Чтобы определить, идет ли в скважине солеотложение, названные авторы рекомендуют (для случая выпадения хлористого натрия) следить за изменением величины отношений содержаний натрия и брома, натрия и кальция, натрия и магния в попутной воде: все эти отношения при осаждении натриевых солей должны увеличиваться.

§ 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ХРАНЕНИЯ ГАЗА И НЕФТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Искусственными газонефтехранилищами в земной коре могут служить: а) истощенные нефтяные и газовые пласты; б) водоносные пласты; в) искусственные емкости внутри толщ и массивов водоупорных пород (солей, магматических образований). В любых случаях при проектировании и эксплуатации газонефтехранилищ необходимы знание гидрогеологических условий вместилищ, куда должна производиться закачка газов и жидкостей, прогнозирование изменений этих условий в ходе закачки и после нее, наблюдения за изменениями в процессе работы хранилищ и т.д. Следовательно, должны проводиться соответствующие исследования, расчеты и т.п.

Газонефтехранилища в земной коре представляют собой специфические искусственные газовые и нефтяные залежи и поэтому изучение вопросов гидрогеологии при проектировании и работе хранилищ можно рассматривать как особое направление в нефтегазопромысловой гидрогеологии.

Широко распространено в нашей стране хранение газа в водоносных пластах, т.е. вариант, при котором гидрогеология имеет наибольшее значение. Хранилища в выработанных нефтеносных и газоносных пластах

тах, обычно тоже заполненных водой (обводненных), характеризуются в основном тем, что гидрогеологические условия там уже более или менее ясны еще до их проектирования.

При проектировании и сооружении газонефтехранилищ в водоносных пластах главное значение имеет выяснение степени герметичности покрышки над резервуаром (пластом). Для оценки пригодности пласта можно использовать гидрохимический или гидродинамический методы. При этом рекомендуется следующая схема оценки.

Гидрохимический метод. Если химические составы вод проектного и вышележащего горизонтов различны, значит гидравлическая связь и перетоки вод между горизонтами отсутствуют. Следовательно, проектный пласт может оказаться пригодным для хранения газа и нефти (но может и не быть таким, особенно для хранения газа, поскольку, газопроницаемость пород выше их водопроницаемости). Если же составы вод проектного и вышележащих пластов одинаковы, то весьма вероятны гидравлическая связь и перетоки между ними и, следовательно, проектный пласт непригоден для хранения газа.

Гидродинамический метод. Если пьезометрическая поверхность проектного горизонта *B* располагается ниже пьезометрической поверхности вышележащего пласта *A*, то вероятность перетоков из пласта *B* в пласт *A* отсутствует, значит пласт *B* пригоден для закачки газа и нефти (рис. 73). При обратном соотношении пьезометрических поверхностей пластов закачка газа в пласт *B* нецелесообразна.

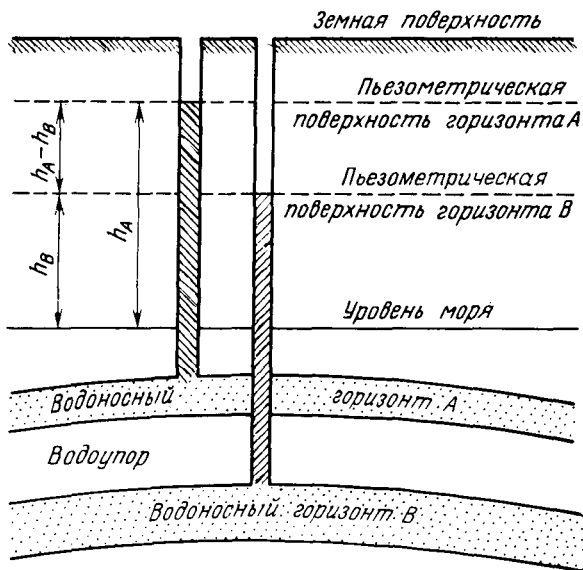


Рис. 73. Схема соотношений водоносных горизонтов с различными напорами для оценки условий хранения газов и жидкостей и захоронения промышленных стоков в водоносных пластах

Полученные таким образом положительные оценки пластов являются предварительными и в последующем должны проверяться специальными наблюдениями при опытной закачке газа (воздуха) в проектный пласт. Наблюдения (за давлением, уровнями) проводятся в скважинах, пробуренных на вышележащий водоносный горизонт. Эти методы применимы и при проектировании захоронений промышленных стоков.

При опытно-промышленной закачке газа с помощью куста наблюдательных скважин уточняются площадные гидродинамические характеристики пласта-коллектора, путем определения содержания растворенных в верхних водах УВ (их наличия или отсутствия, увеличения концентрации) проверяется герметичность крышки и т.п.

Следующий этап гидрогеологических исследований наступает с момента промышленной закачки газа и продолжается при эксплуатации газохранилища. На этом этапе следует в основном наблюдать за теми изменениями естественных условий, которые возникают под влиянием закачки газа. Цель наблюдений — фиксация его утечки и "расползания" искусственной газовой залежи (газового "пузыря") по пласту. Главное значение приобретают данные по газовому составу вод, так как в окружающих искусственную залежь водах прежде всего изменяются газонасыщенность и состав газов. Специфика исследований обуславливается также периодичностью работы газохранилища (периоды закачки сменяются периодами отбора).

Помимо основных задач контроля за утечками и "расползанием" газа при помощи гидрогеологических исследований могут решаться и некоторые другие задачи разведки и эксплуатации подземных газохранилищ.

При помощи регулярных отборов и анализов проб воды (на растворенный газ и ионно-солевые компоненты) из горизонтов, залегающих выше объекта хранения, можно обнаружить утечки газа и определить их размещение и характер. Одни утечки происходят по трещинным каналам, которые становятся проницаемыми в результате роста давления при закачке газа, другие приурочены к технически неисправным скважинам. Привязка и диагностика характера перетоков позволяют планировать проведение мер по их ликвидации.

Предложен гидрохимический способ контроля положения (продвижения) контакта газ — вода при создании и эксплуатации газохранилищ, пригодный там, где наблюдается закономерное изменение каких-либо гидрохимических параметров по площади пласта-приемника. При эксплуатации газохранилища содержание хлор-иона обычно зависит от объема оттесняемой газом воды, причем эта зависимость описывается известным уравнением массопереноса. Используя последнее и зная содержание хлора, можно определять текущие значения объема газа в отдельных секторах газохранилища.

Гидрогеологические исследования при проектировании и эксплуатации газонефтехранилищ в искусственных полостях в непроницаемых

породах носят иной характер. В случае проектирования хранения газа, нефти и других жидкостей в толще каменной соли проводится изучение гидрогеологических условий в надсолевых отложениях с целью выяснения прежде всего возможностей развития соляного карста. При отсутствии потребителей рассола, накапливающегося в результате выщелачивания в емкости соли, проводится изыскание условий его захоронения (см. главу VIII).

Контрольные вопросы

1. Какое практическое значение имеют конденсационные воды?
2. Какие воды при закачке в нефтяные пласты вызывают максимальное солеотложение?
3. Каково происхождение сероводорода и какое значение имеет сероводород, образующийся в пластах при разработке нефтяных залежей?
4. Как можно прогнозировать побочные эффекты заводнения нефтяных залежей?
5. На чем основаны прогнозы обводнения газовых залежей?
6. Для чего рассчитывается состав смесей для попутных вод при эксплуатации нефтяных скважин?
7. Что дает гидрохимический анализ при проектировании газонефтехранилищ в водоносных пластах?

Глава XIII

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Воды и водные растворы в недрах, в том числе в нефтяных и газовых месторождениях, часть окружающей нас среды. Рациональное использование природных ресурсов и охрана окружающей среды в настоящее время являются важнейшими национальными и международными проблемами. Использование и охрана вод — составная часть охраны окружающей среды и рационального природопользования. Под охраной вод понимается комплекс мер по сохранению качественного и количественного их состояния, позволяющего использовать их в народном хозяйстве.

Проблемы сохранения природы во всем ее богатстве, стоящие перед человечеством, требуют и тесного международного сотрудничества.

28 октября 1982 г. на 37-й сессии Генеральной Ассамблеи ООН при-

нята "Всемирная хартия природы", одним из пунктов которой является следующий: "Человек должен приобретать знания, необходимые для сохранения и расширения его возможностей по использованию природных ресурсов, сохраняя при этом виды и экосистемы на благо нынешнего и будущих поколений".

Ниже будут рассмотрены вопросы охраны вод земной коры и влияния разработки нефтяных и газовых месторождений на гидрогеологические условия.

Охранять воды в земной коре нужно от истощения и загрязнения. Под истощением вод земной коры понимается снижение уровней и (или) напоров ниже пределов, установленных при оценке запасов (а если оценки не было, — то прогрессирующее снижение дебита и уровня в районе водозабора). Известно много примеров, когда даже высоконапорные горизонты пресных вод истощались. Если водоносный резервуар имеет относительно небольшой изолированный объем, то может наступить полное истощение ресурсов вод (водоносной линзы). Для ограниченных в размерах и изолированных скоплений вод истощение при эксплуатации — практически неизбежный процесс (как и для всех других полезных ископаемых). Но нередко приходится видеть преждевременное истощение водоносных резервуаров из-за нерационального их использования или потерь, например излива воды из открытых скважин на поверхность и т.п. Регулирование работы водозаборов и рациональное расходование добываемых вод — основа охраны водных богатств земных недр от истощения. Важным подспорьем в борьбе против истощения ресурсов вод в земной коре служит их искусственное пополнение.

Не менее, а может быть и более важной является проблема защиты вод от загрязнения. Под загрязнением вод понимается изменение их качества, делающее их непригодными к использованию в первоначальных целях. Воды загрязняются промышленными и коммунально-бытовыми стоками, химическими удобрениями и ядохимикатами с сельскохозяйственных угодий. Один из главных источников загрязнения вод — сброс неочищенных (и плохо очищенных) стоков промышленными предприятиями. В глубокозалегающие водосодержащие пласты промышленные стоки попадают нередко через заброшенные или дефектные скважины, в которые их специально сбрасывали.

Борьба с загрязнением вод земной коры — часть комплекса мероприятий по охране окружающей среды. Охрана вод должна начинаться с профилактических мероприятий, тогда, когда еще не появились сведения о загрязнении. Предварительные меры по охране вод состоят в изучении возможных источников их загрязнения (будущих), создании наблюдательных пунктов вблизи крупных предприятий и водозаборов, подготовке к очистке и утилизации стоков и отходов, создании систем оборотного водоснабжения (т.е. многократного использования одной и той же воды после ее очистки), проектировании надежных мер по пред-

отвращению утечки вредных веществ. Одним из способов защиты вод от загрязнения служит захоронение промышленных стоков в недрах.

Проектирование и размещение производств, которые могут быть источниками загрязнения, должно вестись на базе специальных гидрогеологических исследований с учетом большей или меньшей защищенности вод земной коры от проникновения в них загрязняющих веществ.

В деле защиты вод земных недр от загрязнения решающее значение имеют гидрогеологические исследования. Вопросы охраны вод выделились в особую отрасль гидрогеологии.

Основные методы охраны литосферных вод следующие: 1) использование вод по замкнутому циклу (оборотное водоснабжение); 2) пополнение запасов вод; 3) барражи; 4) дренажи; 5) захоронение стоков; 6) изоляция водоносных горизонтов в скважинах; 7) установление санитарно-охранных зон. Первые три метода могут быть использованы для охраны вод от истощения и загрязнения, остальные — только от загрязнения.

Использование вод по замкнутому циклу возможно главным образом для вод, применяемых для промышленного водоснабжения (в том числе, например, для заводнения нефтяных залежей), в гораздо меньшей степени — для вод, предназначенных для бытового водоснабжения, и в незначительном объеме — для термальных вод. Воды после использования (и при необходимости — после очистки) закачиваются в пласты, затем извлекаются снова и т.п.

Пополнение запасов литосферных вод (за счет речных) применяется для пресных вод неглубоких горизонтов, иногда в больших масштабах.

Барраж — создание барьера повышенного давления ("гидрозапасы"), преграждающего путь загрязненным водам к водозабору, а также сохраняющего от истощения воды на примыкающих к нему участках, путем закачки вод в пласт под давлением через специальные нагнетательные скважины.

Дренаж — откачка загрязненных вод через специальные скважины (размещающиеся между источником загрязнений и водозабором) для перехвата продвигающихся к водозабору загрязненных вод. Применяется главным образом для неглубокозалегающих пресных и лечебных минеральных вод. Барражи и дренажи могут использоваться для любых видов вод в недрах.

Захоронение промышленных стоков в водоносных горизонтах и искусственных пустотах внутри непроницаемых пород (солей и т.п.) при строгом контроле помогает предохранять воды вблизи действующих или проектируемых водозаборов от загрязнения этими стоками, возможного при их неконтролируемом растекании. Может применяться для охраны любых вод (включая поверхностные).

Изоляция водоносных горизонтов в скважинах предохраняет их от загрязнения водами иного состава, нефтью или какими-либо другими

загрязнителями, содержащимися в глубокозалегающих горизонтах, вскрываемых теми же скважинами. Метод может применяться для любых видов вод и рассолов в земной коре.

Зоны санитарной охраны создаются в первую очередь на участках водозаборов. В общем случае зона санитарной охраны состоит из двух поясов: первый (внутренний) пояс — зона строгого режима, второй пояс — зона ограничений. Радиус первого пояса обычно не превышает 50 м, размеры внешнего пояса определяются расчетным путем. Вопросы создания зоны санитарной охраны рассматривались В.М. Гольдбергом (1976 г.), Ф.М. Бочевером и др. (1979 г.) и др.

При разработке нефтяных и газовых месторождений возникают специфические условия, которые ведут к загрязнению и истощению вод, и в этих условиях из перечисленных методов охраны вод можно использовать лишь некоторые. Для обоснования применения тех или иных методов следует проводить предварительные гидрогеологические изыскания. При этом могут составляться специальные карты: карты защищенности вод, карты прогнозного районирования техногенных гидрогеохимических процессов (с показом на них загрязняющих объектов, вероятного продвижения загрязнителей и т.п.) и др. Так, по А.Я. Гаеву (1989 г.), при оценке защищенности вод земной коры от загрязнений должны учитываться такие гидрогеологические факторы, как преобладание восходящих или нисходящих перемещений вод в разрезе и в пластах, открытость и закрытость водоносных горизонтов.

Можно выделить три наиболее важных аспекта влияния разработки нефтяных и газовых месторождений на гидрогеологические условия.

1. Истощение водоносных горизонтов, а именно: а) истощение нефтегазоводоносных горизонтов при разработке залежей газа и нефти без поддержания давления; б) истощение водоносных пластов, эксплуатируемых для водоснабжения нефтепромыслов. В обоих случаях могут развиваться воронки депрессии, радиус которых иногда превышает 100 км (например, вокруг месторождения Газли). При этом в газонефтеносном горизонте могут происходить прямые потери минеральных и термальных вод при их попутном извлечении с газом и нефтью, а также могут ухудшаться условия эксплуатации вод — снижаться уровни, дебиты и т.д.

2. Изменение состава водных растворов в нефтегазоводоносных горизонтах при закачке посторонних вод, причем характерны разбавление вод, выпадение осадков, выделение кислых газов (см. главу XII). Эти процессы влияют и на условия эксплуатации вод на прилегающих к залежи участках, где могут происходить: а) разбавление (разубоживание) минеральной воды (рассола), особенно при значительном оттоке закачиваемой маломинерализованной воды от контура залежи во внешнем направлении; б) снижение продуктивности водозаборных скважин вследствие солеотложения; в) сероводородное "заражение" вод, приводящее к их непригодности для использования и к коррозии эксплуатационного оборудования.

3. Влияние на верхние водоносные горизонты. Чаще всего при этом происходят загрязнение верхних (лишенных нефти и газа) горизонтов разреза нефтью или засоление их за счет вод (рассолов) нефтегазоносных горизонтов. Нефть и рассолы проникают в верхние горизонты либо по трещинам через водоупоры, причем трещины могут образоваться или раскрыться при изменении соотношения давления в смежных горизонтах вследствие разработки, либо через скважины при отсутствии изоляции или с дефектным цементным кольцом. Загрязнение приводит к потере верхними водами (пресными, минеральными) полезных качеств.

Техногенные изменения в нефтегазоводоносных пластах могут оказывать действие и через перекрывающие залежи толщи пород. Так, создание репрессий иногда приводит к межпластовым перетокам вплоть до грунтовых вод, к подпору и поднятию уровня последних и в конечном счете — к заболачиванию местности и подтоплению зданий и сооружений.

Образование депрессий при разработке газовых и нефтяных залежей на естественных режимах иногда приводит к просадкам земной поверхности и, возможно, даже к землетрясениям (последнее не исключается и при репрессии).

При разработке нефтяных и газовых месторождений в результате аварийных и других неконтролируемых должным образом сливов получаемых из недр жидкостей, низкого качества промысловых резервуаров и коммуникаций может происходить загрязнение попутными водами нефтегазодобычи водоемов (рек, озер, морей), почв, растительности и других элементов окружающей среды. Это могут быть нефтяное загрязнение, засоление, загрязнение минеральными микрокомпонентами. Для прогнозирования этих процессов и обоснования мер по профилактике и ликвидации загрязнений в числе других необходимы и гидрогеологические материалы. В задачи гидрогеологических исследований с указанными целями входят: 1) выявление загрязняющих свойств попутных вод нефтегазодобычи; 2) определение критериев загрязнения; 3) установление возможностей и условий проведения мер по охране водоемов, почв, растительности и т.д. На базе изучения состава попутных вод могут проектироваться такие меры, как очистка, использование, выпаривание (с использованием остающихся минеральных компонентов) вод и рассолов.

Следует несколько подробнее остановиться на гидрогеологических основах захоронения (сброса) сточных вод нефтяных и газовых промыслов.

Захоронению подлежат сточные воды, которые не могут быть использованы и для которых не могут быть применены какие-либо способы очистки или уничтожения. К этой категории в числе других относятся минерализованные сточные воды (стоки) нефтяных и газовых промыслов. В выработанные нефтегазоносные пласты захороняются

также жидкие стоки и ряда других отраслей промышленности (нефтеперерабатывающей, химической и т.п.).

В соответствии с Положением о порядке использования и охраны подземных вод в нашей стране сброс сточных вод в поглощающие горизонты разрешается только после проведения специальных гидрогеологических и санитарных исследований, доказывающих малую вероятность влияния сбрасываемых вод на водоносные горизонты, используемые для водоснабжения и в лечебных целях. В поглощающих скважинах вышележащие горизонты должны быть надежно изолированы от загрязнения сточными водами. Закачка допускается только на глубины не менее 800 м (в других странах — и на меньшие глубины). Также обязательны сведения о водозаборах в радиусе 20 — 30 км.

Специальные гидрогеологические изыскания при проектировании сброса промышленных стоков включают: 1) изучение геологического строения и гидрогеологических условий; 2) опытно-исследовательские работы в скважинах по определению приемистости и других параметров пласта; 3) лабораторное изучение пород поглощающего пласта, его кровли и подошвы для определения физических свойств и влияния на них стоков; 4) физико-химические исследования взаимодействия стоков с и пластовых вод, а также тех и других с породами; 5) расчеты необходимого числа поглощающих скважин, их расположения, давления при закачке и т.п.; 6) опытные закачки стоков при режиме, соответствующем эксплуатационным условиям, и при наличии наблюдательных скважин.

При проектировании сброса сточных вод важнейшее значение имеют, во-первых, выявление в разрезе поглощающих горизонтов и зон (горизонтов-приемников), во-вторых, установление возможности (или невозможности) перетоков вод через разделы (экраны). Решение этих вопросов основывается на гидрогеологическом изучении разрезов и специальных опытных исследованиях (см. также § 2 главы XII). Лучшими поглощающими горизонтами служат зоны палеокарста, проявляющиеся при проходке поглощениями промывочной жидкости и провалами бурового инструмента (приемистость скважин в таких условиях на Шумовской площади в Прикамье, например, достигала 16 тыс. м³/сут). Могут использоваться также трещиноватые известняки, крупнозернистые песчаники и другие породы. Важен также учет совместимости стоков с пластовой водой.

После выбора горизонта для захоронения намечаются участки с наибольшей мощностью и приемистостью поглощающего горизонта, расположенные в благоприятных условиях. Участки можно выбирать по картам зон поглощения, отмеченным при бурении скважин.

Далее необходима оценка экранов. По предложению Е.Е. Захаровой, О.К. Севостьянова она проводится следующим образом. Определяются параметры: H — мощность экрана, м; Δp — приращение давления от закачки планируемого объема стоков, МПа; НГД — начальный градиент давления в экране по жидкости, МПа/м; $h_{\text{ж}}$ — расстояние продвижения фильтрационного фронта жидкости в экранах, м.

Величина H устанавливается по данным гидрогеологического изучения района, величина $\Delta\rho$ — расчетным путем, исходя из проектируемого количества стоков и средней проницаемости пород экранирующей толщи. Значение НГД определяется по результатам модельных работ по вытеснению жидкости из образца породы. Оттуда же получается и величина $h_{ж}$.

Беря отношение $\text{НГД}_{ж}/(\Delta\rho/H)$, т.е. отношение начального градиента давления к удельному приращению пластового давления (на единицу мощности экрана), выясняют возможность удержания экраном движения стоков вверх, иначе говоря, его надежность. Если данное отношение больше 1, значит экран удерживает движение стоков, если менее 1, то вывод будет неоднозначным и тогда следует определить еще величину $h_{ж}/H$. Такой случай означает, что стоки, преодолевая начальный градиент давления, продвигаются по экрану. Если $h_{ж}/H < 1$, то экран в целом удерживает (стоки проникают через какую-то его часть). Если $h_{ж}/H > 1$, экран оценивается отрицательно.

В районе сброса сточных вод организуются санитарно-защитные зоны, состоящие из двух-трех поясов, а также системы наблюдательных скважин.

Контрольные вопросы

1. Какое значение имеет охрана вод в недрах для народного хозяйства и окружающей среды?
2. Какие основные методы охраны подземных вод Вам известны?
3. Какое значение имеет изоляция водоносных горизонтов в скважинах?
4. Назовите основные принципы выбора поглощающих горизонтов при захоронении промышленных стоков.

- Басков Е.А., Суриков С.Н.* Гидротермы Земли. — Л.: Недра, 1989.
- Бондаренко С.С., Куликов Г.В.* Подземные промышленные воды. — М.: Недра, 1984.
- Бондаренко С.С., Лубенский Л.А.* Геолого-экономическая оценка месторождений подземных промышленных вод. — М.: Недра, 1988.
- Гидрогеология/Под ред. В.М. Шестакова, М.С. Орлова.* — М.: Изд-во МГУ, 1984.
- Гольдберг В.М., Газда С.* Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. — М.: Недра, 1984.
- Дальберг Э.Ч.* Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа/Пер. с англ. — М.: Недра, 1985.
- Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В.* Нефтегазопромысловая гидрогеология. — М.: Недра, 1982.
- Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1984.
- Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа/М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник и др.* — М.: Недра, 1990.
- Капченко Л.Н.* Гидрогеологические основы теории нефтегазоаккумуляции. — Л.: Недра, 1983.
- Карцев А.А., Никаноров А.М.* Нефтегазопромысловая гидрогеология. — М.: Недра, 1983.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1986.
- Кирюхин В.А., Толстихин Н.И.* Региональная гидрогеология. — Л.: Недра, 1987.
- Корценштейн В.Н.* Растворенные газы подземной гидросферы Земли. — М.: Недра, 1984.
- Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987.
- Никаноров А.М., Тарасов М.Г., Федоров Ю.А.* Гидрохимия и формирование подземных вод и рассолов. — Л.: Гидрометеоиздат, 1983.
- Никаноров А.М.* Гидрохимия. — Л.: Гидрометеоиздат, 1989.
- Основы гидрогеологии./Гл. ред. Е.В. Пиннекер. Т. 1 — 6.* — Новосибирск: Наука, 1980 — 1984.
- Плотников Н.И., Краевский С.* Гидрогеологические аспекты охраны окружающей среды. — М.: Недра, 1983.
- Тютюнова Ф.И.* Гидрогеохимия техногенеза. — М.: Наука, 1987.
- Фролов Н.М.* Гидрогеотермия. — М.: Недра, 1985.
- Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А.* Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. — М.: Недра, 1985.
- Bowen R.* Ground water, 2d ed. L., Elsevier, 1986.
- Hydrogeologie.* Leipzig, Verlag f. Grundstoffindustrie, 1988.
- Matthess G. Y., Ubell K.* Allgemeine Hydrogeologie, B. 1. Stuttgart, Borntraeger, 1983.
- Todd D.K.* Ground water hydrology, 2d ed. N.Y., J. Wiley, 1980.
- Foth J.* Ground water and hydrocarbon migration. The Geology of North America, vol. 0 — 2. The Geological Society of America, 1988.

Введение. <i>А.А. Карцев</i>	3
Глава I Воды в литосфере	8
§ 1. Условия нахождения и виды вод в горных породах. <i>А.А. Карцев</i>	8
§ 2. Условия залегания вод в земной коре. <i>С.Б. Вагин</i>	10
Глава II. Основы гидрохимии. <i>В.П. Шугрин</i>	23
§ 1. Структура молекул воды и ее изотопный состав	23
§ 2. Растворенные соли и ионы.	27
§ 3. Растворенные газы	28
§ 4. Органические вещества в водах. <i>А.А. Карцев</i>	30
§ 5. Химические и физические свойства природных вод	31
§ 6. Химический анализ вод	34
§ 7. Формы изображения химического состава вод	36
§ 8. Химические классификации природных вод.	41
Глава III. Элементы гидрогеомеханики. <i>А.А. Карцев</i>	46
§ 1. Виды движения вод и рассолов в земной коре	46
§ 2. Элементы фильтрационного потока	47
§ 3. Особенности движения минерализованных вод и рассолов. Приведенные давления	49
§ 4. Определение направления, скорости и расхода фильтрационных потоков	53
§ 5. Концентрационная естественная конвекция и диффузия в водоносных породах	54
§ 6. Методы изучения движения водных растворов в нефтегазоносных бассейнах	55
Глава IV. Формирование водных растворов в литосфере. <i>А.А. Карцев</i>	56
§ 1. Генетическая классификация водных растворов в земной коре.	57
§ 2. Генезис водных растворов в нефтегазоносных бассейнах.	59
§ 3. Стадийность литогенеза и гидрогеологические процессы	63
§ 4. Гидрогеологическая зональность.	68
Глава V. Гидрогеологические бассейны и геогидродинамические системы <i>С.Б. Вагин</i>	75
Глава VI. Основы гидрогеотермии. <i>С.Б. Вагин</i>	88
§ 1. Общие вопросы	88
§ 2. Термальные воды	96
Глава VII. Полезные воды и техногенез в недрах. <i>А.А. Карцев</i>	99
§ 1. Полезные воды и водные растворы в недрах	99
§ 2. Гидрогеологические аспекты техногенеза	104
Глава VIII. Гидрогеологические изыскания и исследования	107
§ 1. Гидрогеологические съемки. <i>В.П. Шугрин</i>	107
§ 2. Гидрогеологическое изучение разрезов скважин. <i>В.П. Шугрин</i>	112
§ 3. Опробование водоносных горизонтов. <i>В.П. Шугрин</i>	113
§ 4. Принципы оценки запасов вод в земной коре. <i>А.А. Карцев</i>	123
§ 5. Понятие о режиме вод в недрах и гидрорежимных наблюдениях. <i>А.А. Карцев</i>	126

Глава IX. Палеогидрогеология. С.Б. Вагин.	128
§ 1. Теоретические основы палеогидрогеологических исследований.	128
§ 2. Палеогидрогеодинамика.	132
§ 3. Палеогидрогеохимия.	140
§ 4. Палеогидрогеотермия.	144
§ 5. Палеогидрогеологические исследования при поисках залежей углеводородов.	146
Глава X. Гидрогеологические условия миграции, аккумуляции, консервации и деструкции нефти и газа. А.А. Карцев.	151
§ 1. Условия миграции и аккумуляции нефти и газа.	151
§ 2. Условия деструкции углеводородов и их залежей.	158
§ 3. Роль гидрогеологических условий в формировании и разрушении скоплений нефти и газа на разных этапах литогенеза.	163
Глава XI. Нефтегазопромысловая гидрогеология. А.А. Карцев.	164
§ 1. Нефтегазопромысловые гидрогеологические показатели.	165
§ 2. Гидравлические ловушки нефти и газа.	169
§ 3. Водные ореолы рассеяния углеводородных залежей.	173
Глава XII. Нефтегазопромысловая гидрогеология. А.А. Карцев.	178
§ 1. Нефтегазопромысловые гидрогеологические исследования.	178
§ 2. Гидрогеологические основы хранения газа и нефти в земной коре.	195
Глава XIII. Гидрогеологические аспекты охраны окружающей среды <i>А.А. Карцев</i>	198
Список литературы	205

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Карцев Алексей Александрович
Вагин Сергей Борисович
Шугрин Валерий Петрович

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Заведующий редакцией *Н.Е. Игнатъева*, редактор издательства *Н.В. Чистякова*,
технический редактор *Н.С. Анашкина*, корректор *Е.М. Федорова*, операторы
И.В. Севалкина, *Л.В. Фролова*

ИБ № 7628

Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 22.10.90. Формат
60 x 88 ¹/₁₆. Бумага офсетная №2. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная.
Усл печ. л. 12,74. Усл. кр.-отт. 12,98. Уч.-изд. л. 14,86. Тираж 1860 экз.
Зак. № 159 /1861-3.

Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".
125047 Москва, Тверская застава, 3.

Московская типография № 9 НПО "Всесоюзная книжная палата"
Министерства печати и массовой информации РФ
109033, Москва, Волочаевская ул., 40