

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Часть I

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

*Допущено УМО вузов РФ по образованию
в области прикладной геологии в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности
130302 «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические
изыскания» направления подготовки 130300 «Прикладная геология»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2010

УДК 556.3+556.013 (571.1)

ББК 26.35я73

М 34

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор А. Р. Курчиков

доктор геолого-минералогических наук, профессор В. М. Швед

Матусевич, В. М.

М 34 Нефтегазовая гидрогеология [Текст]. В 2 ч. Ч. I. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии : учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.
ISBN 978-5-9961-0193-1

В первой части учебного пособия рассмотрены теоретические вопросы формирования водных растворов нефтегазоносных бассейнов (НГБ), гидрогеологическая зональность, органическое вещество и микроэлементы, гидрогеологические условия миграции, аккумуляции, сохранения и разрушения залежей нефти и газа, типизация резервуаров подземных вод, гидрогеологические показатели нефтегазоносности, гидроминеральные ресурсы, палеогидрогеологические и эколого-гидрогеологические исследования в НГБ. Вторая часть посвящена нефтегазовой гидрогеологии Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), особенностям его строения, новой гидрогеологической стратификации с характеристикой выделенных таксонов, проблемам нефтепоисковой и нефтепромысловой гидрогеологии (гидрогеологические показатели регионального и локального прогнозов нефтегазоносности, поддержания пластового давления и захоронения стоков), формированию техногенных гидрогеологических систем, практическому использованию подземных вод различного назначения.

Пособие предназначено для студентов вузов, обучающихся по специальности 130302 «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания» направления подготовки 130300 «Прикладная геология».

УДК 556.3+556.013 (571.1)

ББК 26.35я73

ISBN 978-5-9961-0193-1

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Решению задачи по обеспечению роста благосостояния российских граждан способствует всемерное развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) на основе долгосрочной программы развития Российской Федерации до 2020 года. Для ее реализации важнейшее значение имеет повышение эффективности поисково-разведочных работ и уровня добычи нефти и газа. Поэтому знание нефтегазовой гидрогеологии крайне необходимо для специалистов, работающих в нефтегазовой промышленности, в особенности для специалистов-гидрогеологов. Гидрогеологические условия имеют решающее значение при формировании и сохранении скоплений нефти и газа; их изучение должно играть первостепенную роль при поисках, разведке и разработке залежей нефти и газа.

подавляющую часть информации о гидрогеологии глубоких горизонтов осадочной оболочки Земли получают в результате бурения скважин на нефть и газ. Именно с этими горизонтами связана главная масса термальных вод, минеральных лечебных, промышленных вод и рассолов, а также часть пресных подземных вод. Поэтому нефтегазовая гидрогеология определяет условия поисков, разведки, эксплуатации и охраны многих видов ценных вод и рассолов.

Нефтегазовая гидрогеология занимает значительное место в гидрогеологии вообще. Теоретические проблемы гидрогеологии глубоких горизонтов стратисферы решаются в основном на материалах по нефтегазоносным бассейнам (НГБ).

Изучение нефтегазовой гидрогеологии требует от студентов-гидрогеологов хороших знаний основ общей гидрогеологии, а также предварительного знакомства с основами геологии и геохимии нефти и газа, литологии и литогенеза, рассматриваемыми в других курсах. При этом указанные выше курсы должны обязательно предшествовать нефтегазовой гидрогеологии. Только при этом условии сохраняется логическая последовательность, подводящая студентов к эффективному освоению учебного материала. При составлении данного учебного пособия использованы материалы учебников и учебных пособий, написанных в разные годы:

1. Карцев, А.А., Вагин, С.Б., Матусевич, В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986.

2. Карцев, А.А., Вагин, С.Б., Шугрин, В.П., Брагин, Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология: учебник. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ им. И.М.Губкина, 2001.

3. Матусевич, В.М., Курчиков, А.Р., Семенова, Т.В., Павленко, О.Л. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна.-Тюмень: ТюмГНГУ, 2008.

4. Матусевич, В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая гидрогеология – наука о водах, а точнее, о водных растворах глубоких горизонтов литосферы. Она входит в циклы геологических наук (динамическая геология, геохимия, минералогия, общая гидрогеология, геология нефти и газа). Кроме того, имеется ряд прикладных отраслей гидрогеологии, выделившихся в самостоятельные научные дисциплины.

Воды литосферы являются ценнейшим полезным ископаемым, которое широко используется для водоснабжения городов, других населенных пунктов, объектов промышленности и сельского хозяйства, минеральные лечебные, термальные, промышленные – для добычи ценных веществ (йод, бром, литий, калий и др.).

Важная часть нефтегазовой гидрогеологии – нефтегазопоисковая и нефтегазопромысловая гидрогеология.

Нефтегазовая гидрогеология занимается вопросами гидрогеологических условий образования, миграции, аккумуляции, сохранения и разрушения залежей углеводородов, обоснованием гидрогеологических показателей прогноза нефтегазоносности. Значительное место в нефтегазовой гидрогеологии занимают проблемы, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений.

Особую прикладную отрасль нефтегазовой гидрогеологии составляет инженерная гидрогеология, занимающаяся инженерно-гидрогеологическими изысканиями под строительство различных объектов нефтегазовой промышленности (промплощадки, нефтегазопромыслы, города и поселки, нефтегазопроводы и др.), в том числе в трудных условиях криолитозоны северных регионов страны.

В последние годы интенсивно развивается энергетическая гидрогеология глубоких горизонтов литосферы, изучающая возможность энергетического использования самой дешевой энергии – тепла земных недр при добыче термальных подземных вод.

В связи с ужесточением в последние годы закона о недрах интенсивное развитие получила экологическая нефтегазовая гидрогеология.

Таким образом, нефтегазовая гидрогеология подразделяется на теоретическую нефтегазовую гидрогеологию, нефтегазопоисковую, нефтегазопромысловую и экологическую.

История развития нефтегазовой гидрогеологии тесно связана с развитием поисково-разведочного и эксплуатационного бурения и испытания глубоких скважин на нефть и газ, которое особенно заметно стало во второй половине XIX века. Своими корнями гидрогеология уходит в глубокую древность, поскольку разнообразные способы использования подземных вод применялись около 5000 лет назад (применение египтянами колонкового бурения, буровые колодцы для добычи рассолов глубиной до

1500 м в Китае, водосборные галереи в Иране и т.д.). Впервые термин «гидрогеология» был употреблен Ж. Б. Ламарком более двух веков тому назад для обозначения явлений разрушения и отложения водой. В своем развитии предшественница нефтегазовой гидрогеологии – общая гидрогеология – прошла многоэтапный исторический путь, который довольно детально освещен в курсе «Общая гидрогеология» и здесь мы на этом вопросе не останавливаемся. Следует отметить плеяду российских и зарубежных ученых, внесших вклад в развитие нефтегазовой гидрогеологии. Это российские ученые А. Д. Архангельский, В. И. Вернадский, К. И. Мавков, Н. К. Игнатович, А. Н. Бунеев, В. А. Сулин, А. Н. Семихатов, А. М. Овчинников, А. А. Карцев, В. М. Швец и др. Из зарубежных ученых – А. Лэйн (США), Т. Хант (Канада), Ч. Пальмер, Д. Роджерс, Р. Милс, Р. Чэпмэн (Австралия) и др.

При составлении данного учебного пособия широко использовались материалы учебников, написанных в разные годы А.А. Карцевым с соавторами (в том числе и В.М. Матусевичем) с некоторыми изменениями и дополнениями [7,8], а также фундаментальные монографии, посвященные теоретическим основам нефтегазовой гидрогеологии [2, 6, 11, 14, 15, 20, 22, 27 и др.]

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов специальности 130132 «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания» при изучении курсов «Нефтегазовая гидрогеология» и «Региональная гидрогеология». Кроме того, оно может быть использовано студентами специальности 130304 «Геология нефти и газа» в курсах «Гидрогеология», « Нефтегазопромысловая гидрогеология».

В отличие от предыдущих учебников и учебных пособий настоящее содержит развернутый материал по нефтегазовой гидрогеологии Западно-Сибирского мегабассейна., а ряд общих вопросов нефтегазопромысловой гидрогеологии опущен в связи с наличием специального издания по этой дисциплине (В. Г.Каналин, С. Б.Вагин, М. А.Токарев и др. «Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология». - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006-372 с.). В то же время проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии изложены во второй части пособия применительно к Западно-Сибирскому мегабассейну.

Часть 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

Глава 1. ФОРМИРОВАНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ В ЛИТОСФЕРЕ

Формирование водных растворов в литосфере – ключевая теоретическая проблема гидрогеологии вообще и нефтегазовой гидрогеологии в частности. Она состоит из двух самостоятельных и тесно связанных частей:

- 1) вопросы формирования ресурсов растворителя;
- 2) вопросы формирования вещественного состава водных растворов – газов, ионов, солей.

При этом растворитель и растворенные вещества могут иметь разную геохимическую историю. В нефтегазоносных бассейнах решающее значение при формировании и изменении водных растворов имеет взаимодействие жидкой фазы с твердым веществом пород. В результате изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, что накладывает свой отпечаток на гидрогеологию того или иного нефтегазоносного бассейна (НГБ). Кроме того, взаимодействие водных растворов с газовой фазой и органическим веществом (живым и fossilized) является важной чертой гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов.

Таким образом, формирование водных растворов в литосфере происходит в соответствии с равновесной системой В.И. Вернадского:

твердое тело ↔ вода ↔ газы ↔ живое вещество.

1.1. Генетическая классификация водных растворов в литосфере

Основой генетической классификации водных растворов в литосфере является источник их происхождения, и прежде всего растворителя. В связи с этим в нефтегазовой гидрогеологии выделяются следующие генетические типы водных растворов: 1) талассогенные; 2) атмосферные; 3) литогенные; 4) конденсатогенные; 5) гипогенные; 6) техногенные [7,8].

1. *Талассогенные* водные растворы (соленые воды и рассолы) имеют морской генезис, что касается и растворителя, и растворенных веществ. Они поступают в литосферу в процессе седиментогенеза, поэтому могут называться седиментогенными. Сюда же относятся эпиталассогенные водные растворы, образующиеся в озерах и лагунах морского происхождения (лиманы и др.), обычно солеродные, но в ряде случаев и опресненные за счет примеси атмосферных растворов. Состав талассогенных водных растворов формируется главным образом за счет их взаимодействия с твердой фазой осадочных пород (изотопный и катионный обмен, поступление газов, диффузия и др.), но при этом поступающее вещество имеет в основном морской генезис.

2. *Атмогенные (метеогенные, гипергенные)* водные растворы (обычно пресные, реже соленые, изредка рассолы) имеют атмосферный генезис и формируются главным образом за счет вод, проникающих в литосферу путем инфильтрации при гипергенезе. Растворитель здесь – атмосферного происхождения, а в начале формирования – и главная часть растворенных веществ; затем происходит растворение и 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).

3. *Литогенные (катагенные)* водные растворы имеют «возрожденный» растворитель, образовавшийся из химически связанных молекул воды, высвобождающихся при дегидратации различных минералов осадочных пород (дегидратационные воды) и с растворенными компонентами из вещества осадочных пород. Эти растворы формируются в ходе литогенеза на стадии катагенеза. Молекулы воды в них и по изначальному изотопному составу, и по структуре отличны от молекул морских вод; по растворенным компонентам они тоже своеобразны. По мнению большинства исследователей эти воды играют важную роль в нефтегазообразовании.

Кроме растворов с водой возрожденного характера, к типу литогенных следует отнести также растворы с хемогенным растворителем, образующимся при различных химических реакциях (разложение гидрокарбонатов и некоторых органических соединений, окисление сероводорода, конверсия метана и др.). Однако количество хемогенных растворов относительно ограниченное, и они не образуют самостоятельных скоплений.

4. *Конденсатогенные* водные растворы обычно связаны со скоплениями углеводородов (УВ). Растворитель в них образуется при выделении из газового (метанового) раствора или паро-водно-газовой смеси, а растворенные вещества большей частью талассогенные, так как процессы образования и разрушения водно-газовых растворов и смесей идут главным образом при катагенезе морских отложений. Обычно эти растворы образуют лишь локальные скопления, но о максимальных размерах таких скоплений данных нет.

5. *Гипогенные* водные растворы в нефтегазоносных бассейнах (и в стратифере 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 их фундамента) достоверно не уста-

новлено. По некоторым представлениям в мантии вода отсутствует. По данным В. Ф. Дерпгольца из мантии в земную кору поступает $4 \cdot 10^{14}$ граммов воды.

6. *Техногенные* водные растворы появляются в НГБ в основном при бурении скважин, искусственном заводнении нефтяных залежей, при сбросе промышленных стоков и др. Растворитель здесь может иметь различный, в том числе и смешанный генезис, а растворенные компоненты частично техногенные (промышленные отходы, различные реагенты, ингибиторы и т.п.). Техногенные растворы, вытесняя природные, могут образовывать локальные скопления.

1.2. Генезис водных растворов в НГБ

В НГБ встречаются растворы всех рассмотренных выше генетических типов, кроме гипогенного, находящиеся часто в смеси друг с другом: диагностика каждого из них производится по изотопному составу молекул воды, концентрации и изотопии различных растворенных газов, макро- и микроэлементов (органических и неорганических), по условиям залегания и пространственного соотношения растворов различных генетических типов, по палеогидрогеологии (истории формирования водных растворов).

Данные изотопии водорода и кислорода показывают, что по занимаемому объему в НГБ первое место принадлежит *талассогенным* водным растворам (включая эпиталассогенные). Довольно часто эти воды существенно изменены процессами взаимодействия с твердой фазой пород, органическим веществом (ОВ) и водными растворами иного генезиса. Это подтверждается данными по концентрации и составу растворенных веществ: высокой минерализацией (до рассольной, т.е. более 35 г/л), пониженными значениями натрий-хлорного (менее 0,85) и хлор-бромного (менее 300) отношений, повышенным содержанием УВ газов и ряда микроэлементов, концентрирующихся в солеродных водоемах морского генезиса (лития, рубидия, цезия, стронция и др.). Указанные геохимические особенности объясняются талассогенной природой растворов и их диагенно-катагенными преобразованиями в условиях отсутствия влияния гипергенеза. Эти растворы обычно занимают внутренние части НГБ, а в их периферийных зонах находятся растворы существенно иного геохимического облика. Эпиталассогенные рассолы тяготеют к внутренним (межсолевым) частям солеродных толщ. На основе сопоставления пластовых вод НГБ и отжатых из смежных глин (микропоровые растворы) по многим регионам установлена близость их состава. Поскольку сингенетичность микропоровых растворов вмещающим глинам не вызывает сомнений, эта сходимость состава растворов доказывает седиментогенный характер пластовых вод НГБ.

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

Широко распространены и имеют важное значение в процессах нефтегазообразования НГБ (в их глубоких частях) также *литогенные* водные растворы. В большинстве случаев к ним следует относить солоноватые и соленые воды (минерализация не более 20 г/л), развитые на очень большой площади в нефтегазоносных пластах мела и юры Западно-Сибирского мегабассейна на глубинах более 2 км, а также 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 водах НГБ связана гидрогеохимическая инверсия, т.е. уменьшение минерализации водных растворов с глубиной и другие изменения ионно-солевого состава пластовых вод.

Литогенные водные растворы и их примеси выявляются как по понижению минерализации, так и по изотопному составу растворителя (повышенное содержание ^{18}O при невысокой концентрации дейтерия – D), по форме залегания (упомянутые «столбы», 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 и органических компонентов, причем более резко, чем от талассогенных, а также по расположению 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 и Днепровско-Донецком бассейнах). Поскольку глубокие зоны многих НГБ не изучены, то, вероятно, объемы литогенных водных растворов в целом гораздо большие, чем это представляется в настоящее время.

Конденсатогенные водные растворы изучались В. В. Колодием, А. М. Никаноровым, В. М. Матусевичем и др. 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 конденсатогенных водных растворов. Кроме того, они отличаются от вод других типов изотопным составом водорода и кислорода, часто очень низкой минерализацией (до ультрапресных), относительно и абсолютно очень высокой концентрацией ОВ, особенно низкомолекулярных

органических кислот, наличием «летучих» микроэлементов (ртуть, мышьяк) и элементов «органофилов» (ванадий, никель, германий и др.).

Атмогенные водные растворы распространены главным образом в верхних горизонтах НГБ и в гидрогеологических бассейнах с отсутствием нефтегазоносности. Например, глубина распространения пресных и солоноватых вод с характерными чертами атмогенности (по изотопному и газовому составу) в некоторых районах достигает около 1 км (Азово-Кубанский, Днепрово-Донецкий бассейны). В ряде случаев преимущественно атмогенные растворы установлены и в промышленно нефтегазоносных пластах.

Гипогенные водные растворы в НГБ не обнаружены. Можно лишь предполагать гипогенное происхождение некоторых компонентов в растворах других генетических типов (диоксид углерода среди газов, ртуть среди микроэлементов, гелий среди газов).

1.3. Стадийность литогенеза и гидрогеологические процессы

Водные растворы пропитывают стратисферу от зоны (стадии) седиментогенеза до зон (стадий) метагенеза 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. То есть речь должна идти об особенностях взаимодействия твердой и жидкой фаз последовательно для диагенеза, протокатагенеза, мезокатагенеза, апокатагенеза, метагенеза. При рассмотрении каждой из названных стадий литогенеза важно установить: 1) происхождение доминирующих водных растворов; 2) типичные гидрогеологические процессы; 3) важнейшие литогенетические процессы, обусловленные взаимодействием водных растворов с твердым веществом осадков и пород; 4) характерные изменения в составе водных растворов, происходящие благодаря тому же взаимодействию; 5) главнейшие новообразования минералов, т.е. минералы, которые возникают как результат воздействия водных растворов (гидрогенетические минералы) [7,8].

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 и субмаринной 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%, а в конце – 40%. Характерные для диагенеза процессы – эксфильтрация водных растворов, элизионный водообмен, выжимание еще свободных талассогенных 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;
- катионный обмен между растворами и породами (в первую очередь, поглощенным комплексом), в значительной мере определяющий тип формирующихся гидроалюмосиликатов;
- сульфидизация, в основном пиритизация, при взаимодействии сероводородных растворов с гидроксидами железа.

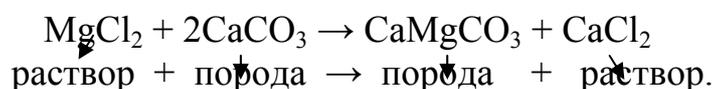
В результате характерными минеральными образованиями могут считаться монтмориллонит, пирит (первоначально в виде главным образом мельниковита).

В составе водных растворов при диагенезе самым характерным изменением, происходящим преимущественно благодаря взаимодействию с инородной фазой (органическое вещество), можно назвать десульфатизацию (и десульфирование вообще), т.е. на этой стадии главным активным представителем твердой фазы осадков выступают органические компоненты, выделяющие углеводороды (УВ). Последние к тому же в существенных 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 – 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, скорее всего, процессы доломитизации, которые представляют собой разновидность катионного обмена между растворами и твердой фазой.

Доломитизация известняков идет, по-видимому, главным образом по известной реакции Мариньяка:



Условиями процесса служат достаточная концентрация магния в растворе (седиментация в море и соленых водах) 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 обогащение 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 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 слабоминерализованных литогенных водных растворов.

Процессы дегидратации и соответствующей перестройки структуры глинистых минералов при мезокатагенезе представлены в первую очередь гидрослюдизацией 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 НГБ при активном участии водных растворов. Первый – песчаный диапиризм, обусловленный появлением избыточных масс литогенных водных растворов и связанный тоже с дегидратацией минералов; второй – образование разных цементов, особенно карбонатных, снижающих пористость пород. Процессы цементации в разной степени идут на разных этапах литогенеза, в том числе уже и при диагенезе, но сильно влияют на фильтрационно-емкостные свойства пород (в сторону их ухудшения) они начинают в конце протокатагенеза и начале мезокатагенеза. Эти процессы не связаны с дегидратационными явлениями, а скорее наоборот (процесс этот еще слабо изучен).

В соответствии с вышеизложенным мнением о роли процесса гидрослюдизации монтмориллонита можно сделать вывод, что основными минеральными новообразованиями при мезокатагенезе в глинистых толщах являются иллит и другие гидрослюды, а также смешаннослойные минералы. Кроме того, характерно появление ряда «водородных» минералов в результате выпадения осадков из водных растворов, таких как кальцит,

опал и халцедон. В результате обменных процессов образуются и преобразуются также полевые шпаты (альбит и другие преимущественно натрий-содержащие алюмосиликаты).

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

Кроме того, при температуре выше 270 °С должна происходить конверсия метана, количество которого в подземных водных растворах достигает десятков кубических метров на кубический метр воды, в результате 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 здесь особенно типичны серицит и халцедон.

В начале *метагенеза* продолжается образование возрожденных вод, главным образом за счет выделения гидроксильных групп при термическом разложении слюд. Таким образом, и здесь появляются новые ресурсы растворителя для формирования уже *метаморфогенных* водных растворов. Под влиянием динамометаморфизма образуются новые трещины, усиливаются процессы рециркуляции водных растворов по вновь возникающим трещинным геогидродинамическим системам. Происходит также химическая активация молекул воды, приобретающей кислотные свойства и в результате оказывающей гидролитическое действие на некоторые минералы.

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

При *гипергенезе* главный импульс движения водных растворов в породах создает инфильтрация атмосферных вод, но в отличие от стадий и подстадий прогрессивного литогенеза перемещение растворов в данном 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 (окислов, силикатов, алюмосиликатов, сульфатов). Вследствие этих процессов в больших количествах появляются новообразования – оксиды и диоксиды железа (лимонит, гидрогетит и др.), гипс, опал, каолинит и др. В качестве отрицательных результирующих форм гипергенного взаимодействия жидкой и твердой фаз можно указать на карстовые образования. Для гипергенеза характерны также биогидрогеохимические процессы.

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

Важно отметить, что гипергенные изменения различны для растворов разного генезиса. Так, для сохранившихся и измененных седиментогенных растворов прежних стадий характерны разбавление и окисление, а для новых атмогенных растворов, наоборот, концентрирование и восстановление. Может происходить также смешение водных растворов различного генезиса, а в зонах такого смешения – на геохимических барьерах – могут осуществляться окислительно-восстановительные (ОКВ) реакции.

Важнейшим гидрогеологическим процессом при *магматизме* является инфильтрация в осадочные породы (находящиеся на различных стадиях развития, от диагенеза до гипергенеза) водных растворов из магм и их дериватов, особенно интенсивная при кислом характере магм. Растворитель – частично галогенный, 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 главных процессов пока не может считаться удовлетворительно изученным.

При появлении в осадочных породах дополнительных высокотемпературных и химически активных масс воды главное значение среди *гидрогеохимических* процессов приобретает 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. Водные растворы при этом обогащаются натрием, кальцием и микроэлементами.

1.4. Гидрогеохимические факторы формирования и изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород

В процессе взаимодействия водных растворов и твердой части осадочных образований нефтегазоносных бассейнов в существенной мере формируются и изменяются (как в сторону улучшения, так и в сторону ухудшения) фильтрационно-емкостные (коллекторские) свойства последних – пористость, проницаемость и т.д. Иначе говоря, в формировании и изменении фильтрационно-емкостных свойств осадочных (и не только осадочных) пород важную роль играют гидрогеохимические факторы. Они включают химический (ионный, газовый) состав водных растворов, физико-химические условия протекания процессов, химический и минеральный состав пород. Водные растворы различного состава при разных условиях

(температура, давление и др.) по-разному изменяют коллекторские свойства различных пород [7,8] .

Действие гидрогеохимических факторов на фильтрационно-емкостные свойства осадочных образований, в том числе в нефтегазоносных бассейнах, меняется соответственно стадийности литогенеза, что очень важно с точки зрения истории изменения коллекторских свойств пород и их прогнозирования.

При *седиментогенезе* химическое выпадение осадков из растворов бассейна седиментации, зависящее от гидрогеохимии последнего, в известной мере предопределяет некоторые черты фильтрационно-емкостных свойств будущих осадочных пород. Так, осаждение известковых илов предопределяет возможность возникновения в дальнейшем тех особенностей коллекторских свойств пород, какие присущи хемогенным известнякам, вторичным доломитам и т.п. Но реализация этих возможностей начинается с диагенеза. В основном коллекторские свойства осадков и осадочных пород формируются под влиянием механических факторов.

В *диагенезе*, главным образом в зависимости от окислительно-восстановительных условий, происходит перераспределение вещества внутри осадка, выпадение из водных растворов дополнительных (по сравнению с седиментогенезом) порций веществ – карбонатов, сульфидов. Это сказывается на распределении пористости различного характера (величина пор, каверн, их геометрия, сообщаемость), а следовательно, и вообще на фильтрационно-емкостных свойствах пород. Определенную роль в формировании коллекторских свойств пород при диагенезе играют процессы гидратации минералов (глинистых, кремнезема и др.), ухудшая их по сравнению с теми случаями, когда процессы мало развиты.

При *протокатагенезе*, особенно в отложениях, сформировавшихся в условиях аридного климата, действие богатых магнием водных растворов (рассолов – продуктов эвапоритовых бассейнов) может приводить к доломитизации известняков, что вызывает весьма существенные изменения фильтрационно-емкостных свойств пород. Это одно из важных проявлений действия гидрогеохимического фактора путем катионного обмена (в широком смысле) между водным раствором и твердой фазой. В. Д. Порошиным [7] на материале девона Припятского бассейна показано, как в ходе катагенной доломитизации известняков меняются коллекторские свойства карбонатных пород, причем сначала (на первом этапе действия водных растворов) идет реакция Гайдингера с осаждением сульфата кальция, и пористость и проницаемость пород ухудшаются, а затем идет реакция Мариньяка - и они улучшаются.

При *мезокатагенезе* более характерны процессы цементации, особенно карбонатной, снижающие пористость и проницаемость пород. Но сильно влиять на коллекторские свойства пород они начинают в основном в конце протокатагенеза и в начале мезокатагенеза.

Менее ясно влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород дегидратации минералов, в первую очередь глинистых. Г. В. Ивенсен и В. Н. Ивенсен показали, что это влияние положительное (возможно, что это частный случай).

Появление при мезокатагенезе крупных масс нефтяных углеводородов (главная фаза нефтеобразования), образование залежей нефти изменяют в определенной мере воздействие гидрогеохимических факторов на коллекторские свойства пород. Вытесняя водные растворы из объемов пород, занимаемых залежами, нефть блокирует там гидрогеохимические процессы, ведущие к цементации пор. Различия в количестве и составе цементах вне и внутри нефтяных залежей доказаны рядом исследователей (К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова, Н. А. Орлова и др.) [7].

Для *апокатагенеза* характерно продолжение образования цементах (преимущественно кремнистых) в порах до полного исчезновения первичной пористости в коллекторах. Но высокая температура, химическая активация самого растворителя (молекул воды) придают агрессивность водным растворам, расширяющим возникающие трещинные каналы путем растворения вещества их стенок (карбонатов, силикатов) и тем самым улучшающим коллекторские свойства пород.

При *гипергенезе* в одних условиях (идиогипергенез) развиваются интенсивные процессы растворения минералов (карбонатов, сульфатов, силикатов) водными растворами, слабыми по концентрации солей, но иногда обогащенными углекислотой. Эти процессы ведут к образованию карста, и тогда фильтрационно-емкостная способность пород достигает своего максимума.

В других условиях (криптогипергенез), напротив, характерно появление множества минеральных новообразований, в том числе в результате окислительно-восстановительных процессов (например, окисление органического углерода до карбонатов), что ведет к цементации пород и ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств. Сохранившиеся скопления углеводородов, как и при катагенезе, консервируют коллекторские свойства вмещающих пород в своих внутренних частях благодаря блокированию гидрогеохимических процессов. Реакции, ведущие к выпадению цементах, идут на геохимических барьерах, в том числе в зонах контактов между атогенными «свежими» и преимущественно талассогенными древними водными растворами. Зоны цементации вдоль древних водонефтяных контактов выявлены на Самотлорском нефтяном месторождении Ю. В. Щепеткин [15].

При *техногенезе*, помимо случаев применения направленных мер по изменению фильтрационно-емкостных свойств пород, влияние гидрогеохимических факторов на эти свойства наиболее явно проявляется при закачке в пласты посторонних жидкостей – для повышения нефтеотдачи (заводнение нефтяных залежей), при захоронении промышленных стоков и

т.п. При этом в результате смешивания закачиваемых и пластовых растворов и сопутствующих гидрогеохимических процессов происходит в основном выпадение цементов и ухудшение коллекторских свойств пород.

Из общей оценки стадийных различий интенсивности действия гидрогеохимических факторов в литогенезе следует, что их влияние наиболее важно на этапах седиментогенеза – диагенеза и гипергенеза. На этих этапах имеет место контакт литосферы с внешними геосферами – гидросферой и атмосферой, что и обуславливает максимальную напряженность вообще геохимических и в частности гидрогеохимических условий. При седиментогенезе возникают предпосылки для формирования будущего типа осадочных пород, характеризующегося определенными фильтрационно-емкостными свойствами. Они закрепляются в диагенезе. При гипергенезе максимально проявляется роль гидрогеохимических факторов в формировании вторичных коллекторских свойств осадочных пород (вплоть до карста и ряда других).

Особый, но очень важный случай представляет суперпозиция этапов (и соответствующих зон) литогенеза, когда, например, в результате интенсивных тектонических процессов, включая образование и «оживление» субвертикальных трещинных каналов, происходит вторжение (поднятие) горячих водных растворов, свойственных стадиям апокатагенеза и метагенеза, в толщи отложений, находящихся на этапах протокатагенеза, мезокатагенеза и гипергенеза. Здесь напряженность гидрогеохимических процессов связана с контрастами температур растворов и минералов. Можно назвать особый случай, когда таким же путем происходит суперпозиция гидрогеохимических условий, свойственных разным типам литогенеза в понимании Н. М. Страхова – аридному, гумидному. Так, Н. В. Поповой и Н. Н. Томиловой показано, как в отложениях мезозоя Лено-Вилуйского бассейна приток рассолов снизу приводит к изменению степени цементации песчаников, что влияет на коллекторские свойства последних [7,8].

Из числа гидрогеохимических условий, максимально благоприятствующих улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород, следует отметить: при седиментогенезе и диагенезе – большую концентрацию магния в растворах, образующих карбонатные осадки (аридные климатические условия), при гипергенезе – малую минерализацию водных растворов и обогащенность их углекислотой (гумидные климатические условия).

К числу гидрогеохимических условий, наоборот, максимально способствующих ухудшению фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород в ходе литогенеза (особенно при гипергенезе), можно отнести рассольную степень минерализации водных растворов; при этом интенсивно развиваются процессы коагуляции трещин и пор и некоторые другие.

В конкретных случаях различные сочетания условий могут приводить к большому разнообразию взаимосвязей между гидрогеохимическими

факторами и коллекторскими свойствами осадочных пород нефтегазоносных бассейнов.

Наиболее точно результаты воздействия гидрогеохимического фактора на фильтрационно-емкостные свойства пород могут быть определены при помощи палеогидрогеологического анализа, позволяющего восстанавливать гидрогеологические условия на различных этапах развития толщ отложений. На такой основе можно выявлять (прогнозировать) размещение зон и участков развития пород с различными типами коллекторских свойств, участков их улучшения и ухудшения.

1.5. 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, в том числе в нефтегазоносных бассейнах, 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 гидрогеохимической 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, хотя отождествлять их неправомерно, поскольку связи их не всегда носят прямой причинно-следственный характер. Достаточно ощутимые коррективы в зональные схемы вносят особенности тектонического строения и развития гидрогеологических бассейнов, интенсивное проявление в разрезе нефтегазоносности, наличие долгоживущих зон разломов и т.д.

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

Из вышеизложенного вытекает, что генезис, формирование и изменения водных растворов в литосфере теснейшим образом взаимосвязаны с литогенетическими процессами, формирующими и изменяющими также твердые компоненты пород. Поэтому гидрогеологическая зональность по необходимости таким же образом связана с литологической зональностью, и вообще следует выделить в первую очередь **литогидрогеологическую зональность**.

Схема литогидрогеологической зональности была предложена А. А. Карцевым в докладе на конференции Всесоюзного географического общества в 1972 г. в Ленинграде, затем в доработанном виде была опубликована в 1982 г. В 1981 г. А. В. Кудельский предложил развернутую характеристику литогидрогеологической зональности. Однако в его схеме, опубликованной в 1983 г., «грунтовые» и «артезианские» воды связываются с диагенезом (!), что, по мнению авторов и ряда других исследователей, представляется ошибочным. Ведущим критерием при выделении литогидрогеологических зон, в том числе, разумеется, и для нефтегазоносных бассейнов должны служить стадии и подстадии литогенеза, которые в каждый отдельный момент времени связаны с определенными зонами (и подзонами) в литосфере. При этом следует иметь в виду, что с этими зонами ассоциируются (а отчасти и определяют их границы) специфические гидрогеологические процессы, и потому такие зоны (и подзоны) необходимо рассматривать не просто как литологические, а именно как литогидрогеологические зоны. Они характеризуются гидрогеохимическими и геогидродинамическими чертами, которые (особенно первые), однако, зависят также и от климатического типа литогенеза (гумидный, аридный, «ледовый») и еще от некоторых условий. 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. Поэтому можно выделить два типа литогидрогеологической зональности: один для суши, другой для акваторий. Второй должен считаться нормальным, а первый инверсионным.

Для полноты картины необходимо выделять литогидрогеологические зоны и в пределах фундамента нефтегазоносных бассейнов.

В табл. 1 представлена схема литогидрогеологической зональности нефтегазоносных бассейнов отдельно для участков суши и акваторий, в первую очередь шельфа [8].

На данной схеме не выделены зоны метагенеза как нехарактерные для нефтегазоносных бассейнов (если они и есть в самых нижних частях очень глубоких бассейнов, приуроченных к областям современного интенсивного прогибания, то совершенно не изучены).

Таблица 1

Схема литогеологической зональности
нефтегазоносных бассейнов

	Акватории	Суша	
	Осадочный чехол	Зона диагенеза (0-1)	Зона гипергенеза
Зона катагенеза		Подзона протокатагенеза (0,5-3) Подзона мезокатагенеза (2-8) Подзона апокатагенеза (6-10)	
Фундамент	Зона диафтореза		

Примечание. В скобках – глубина залегания пород, км

Следует иметь в виду, что если историко-геологическое развитие бассейна сложное и происходили неоднократные поднятия большой амплитуды, то может возникнуть взаимоналожение современной (литогеологической) зональности и палеозональности. Такое разделение, разумеется, схематично, так как, во-первых, эти участки могут быть и в пределах одного бассейна, а, во-вторых, соответствующие зоны могут «заходить» и в «нехарактерные» для них геолого-географические обстановки. Гипергенез может развиваться иногда в хорошо проницаемых пластах (инфильтрация вод) даже при сохранении выше катагенной обстановки.

В соответствии с рассмотренными связями между стадийностью литогенеза и гидрогеологическими процессами выделенные в табл. 2 литогеологические зоны и подзоны характеризуются более детально с указанием: происхождения доминирующих водных растворов; типичных гидрогеологических процессов; важнейших литогенетических процессов, идущих вследствие взаимодействия растворов с твердым веществом осадочных толщ («водородные» процессы); характерных изменений в составе растворов, происходящих благодаря тому же взаимодействию. Таким образом, в табл. 2 отмечены некоторые черты гидрогеохимии и геогидродинамики, характеризующие литогеологическую зональность. Однако вопросы взаимосвязи между общей литогеологической зональностью, с одной стороны, и гидрогеохимическими и геогидродинамическими условиями (и соответственно зональностями) - с другой, весьма сложны и требуют особого рассмотрения.

Характеристика литогидрогеологических зон и подзон

Зона	Подзона	Генезис водных растворов	Гидрогеологические процессы	Гидрогенные литогенетические процессы	Изменения водных растворов
Диагенез	–	Талассогенные	Элизионные	Гидратация, катионный обмен, сульфидизация	Десульфирование
Катагенез	Протокатагенеза	Талассогенные	Элизионные	Доломитизация	Обогащение кальцием
	Мезокатагенеза	Талассогенные и литогенные		Гидрослюдизация, цементация, растворение	Разбавление, обогащение углеводородами
	Апокатагенеза	Литогенные и хемогенные	Эксфильтрационные термодегидратационные	Серицитизация, цементация	Обогащение диоксидом углерода
Гипергенез		Атмогенные	Инфильтрационные	Растворение, гидролиз, окисление, гидратация, цементация	Разбавление, сульфатизация

Гидрогеохимическая зональность зависит от литогидрогеологической (подчиняется ей), но на нее резкий отпечаток накладывает климатический тип литогенеза (седиментогенеза) – гумидный или аридный. Так, во втором случае (в аридных комплексах) почти неизбежно появляются рассолы, создающие основной гидрогеохимический фон бассейна.

Если в первом приближении принять обычное разделение водных растворов по минерализации, г/кг: пресные (менее 1), 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. 3.

В бассейнах, содержащих отложения аридного типа, пласты солей (особенно хлоридных), важное влияние на гидрогеохимическую зональность оказывает положение этих пород в разрезе. При нахождении соле-

носных отложений в верхней части разреза бассейна почти весь разрез носит отпечаток всеохватывающего влияния аридного седиментогенеза (см. табл. 3). Влияние солей распространяется в пространстве благодаря диффузии и концентрационной конвекции. Если, напротив, соленосные пласты залегают в низах разреза бассейна, то их влияние на гидрохимию минимально, и основная часть гидрохимического разреза бассейна может характеризоваться гумидным обликом. Примером первого случая может служить Волго-Уральский бассейн, примером второго – Западно-Сибирский.

Таблица 3

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	То же	То же
Подзона мезокатагенеза	Солоноватые и соленые воды	То же
Подзона апокатагенеза	Солоноватые воды	Соленые воды
Зона гипергенеза	Пресные и солоноватые воды	Соленые воды и рассолы

Некоторые своеобразные черты гидрогеохимической (и вообще гидрогеологической) 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, так как очень большие объемы последних, особенно в России и СНГ, как показали А. А. Трофимук, Ю. Ф. Макогон, Н. В. Черский, охвачены названными процессами [8].

Если исключить зону гипергенеза, то в качестве общей тенденции изменения минерализации водных растворов сверху вниз (от зоны диагенеза к зоне апокатагенеза) намечается уменьшение минерализации в нижних зонах (см. табл.3). Такие явления установлены в Западно-Сибирском, Прикаспийском, Восточно-Предкавказском, Ферганском, Южно-Каспийском, Калифорнийском 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 (инфильтрационных этапов) может усложнить и деформировать наблюдаемую 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, 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. 4).

Таблица 4

Геохимическая зональность газообразования в осадочной толще

При погружении (море)		При поднятии (суша)	
Зона (подзона) газообразования	Основные образующиеся компоненты	Зона (подзона) газообразования	Основные образующиеся компоненты
Диагенетическая	Диоксид углерода, метан	Идиогипергенетическая	Диоксид углерода
Протокатагенетическая	Метан, диоксид углерода, гомологи метана	Криптогипергенетическая	Диоксид углерода, сероводород ¹
Мезокатагенетическая	Метан, гомологи метана, сероводород ¹		
Апокатагенетическая	Диоксид углерода, метан		

¹ Сероводород – при наличии аридного седиментационного комплекса

В табл. 4 указана зональность образования только наиболее важных газовых компонентов в нефтегазоносных бассейнах. Помимо них, 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, нарастает с глубиной, приближением к фундаменту бассейна.

Максимальную газонасыщенность растворов (до 10^4 см³/л) и особенно упругость водорастворенных газов в нефтегазоносных бассейнах дает метан. Поэтому наиболее насыщенные газами растворы в бассейнах приурочены к зонам диагенеза и катагенеза (прото- и мезокатагенеза), где идет наибольшая генерация метана.

История гидрогеологического развития бассейнов и различие фильтрационно-емкостных свойств пластов могут усложнить газогидрогеохимическую зональность так же, как и гидрогеологическую зональность в целом.

Литогеологическая зональность определяет и геогидродинамические особенности различных горизонтов в нефтегазоносных бассейнах.

Отдельные литогеологические зоны и подзоны характеризуются некоторыми особенностями движения жидкостей и *обуславливают геогидродинамическую зональность*. Так, для зоны гипергенеза в нефтегазоносных бассейнах типично фильтрационное перемещение жидкостей, подчиняющееся закону Дарси. В зоне катагенеза (и в зонах переходного характера) движение жидкостей, хотя бы уже вследствие изменчивости во времени формы и размера пустотного пространства пород (уплотнение, разуплотнение), может усложниться по своему характеру. Важное влияние оказывают также низкие, как правило, гидравлические градиенты, меньшие по своей величине, чем так называемый начальный градиент. Существенное значение из форм движения водных растворов и их компонентов в этих зонах имеют: концентрационная диффузия, концентрационная естественная конвекция, а в короткие периоды и на отдельных (преимущественно субвертикальных) направлениях – типа флюационных прорывов и перетоков.

Очень важным для познания особенностей движения водных растворов в зоне катагенеза было бы создание модели сочетания и наложения фильтрации и концентрационной естественной конвекции. Пока же некоторые весьма существенные черты общей картины геогидродинамики (флюидогеодинамики) зоны катагенеза остаются неясными.

В зоне катагенеза следует обратить внимание на явление самостоятельного диффузионного движения растворенных компонентов. При очень малых скоростях фильтрации этот процесс, вероятно, может приобретать

относительно весьма существенное значение, особенно влияя на вертикальное (в том числе межпластовое) перемещение вещества. В то же время вертикальное перемещение водных растворов может происходить, по-видимому, при прорывах 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. Там характерно развитие дегидратационных вод, а также происходит миграция водяных паров вместе с углеводородными газами. Примером может служить Южно-Каспийский бассейн. Более ограниченные по масштабу вертикальные движения растворов обычны 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) [8].

При наличии соленосных и рассолоносных толщ в верхних частях разреза возможно значительное нисходящее перемещение рассолов. По ряду данных это явление развивалось, например, на значительной площади Волго-Уральского бассейна.

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

Под *сверхгидростатическим пластовым давлением* подразумевается давление в нефтегазоводоносных комплексах (пластах), превышающее давление, уравниваемое 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 случае имеет гидростатическое, а не сверхгидростатическое давление. К сверхгидростатическому пластовому давлению также не относится избыточное давление в газовых залежах, обусловленное резким отличием плотности газа от плотности пластовых жидкостей (вод, водных растворов).

Гидрогеологические условия имеют важнейшее значение в проявлении сверхгидростатического давления, как и вообще в формировании и распределении пластовых давлений.

В возникновении и сохранении пластового давления глубоких горизонтов главная роль принадлежит геотектоническим движениям стрессового характера, элизионным процессам, термической дегидратации глинистых минералов. В тектонически и сейсмически активных областях разви-

ваются пластовые давления ($P_{пл.}$), превышающие условные гидростатические ($P_{у.г.}$) в 1,2-2,3 и более раза.

При интенсивном прогибании решающая роль в формировании и сохранении пластового давления принадлежит нагрузке вышележащих отложений и, следовательно, гравитационному уплотнению вмещающих толщ. В связи с прогрессирующим погружением на все большие глубины постепенно, по мере возрастания температуры (до 100 °С и выше) развиваются термогидратационные и элизионные процессы.

Гравитационное уплотнение как основной фактор возникновения и сохранения сверхгидростатического пластового давления проявляется в областях интенсивного современного прогибания. Так, на примере Предкавказья В. М. Добрынин и В. А. Серебряков показали, что современные величины сверхгидростатического давления коррелируются со скоростью осадкообразования в неоген-четвертичное время; получено хорошее совпадение расчетных величин (базирующихся на элизионной модели) с фактически наблюдаемыми (рис. 1). На примере Гвинейского залива К. Салле и Ж. Дебизер продемонстрировали широкое площадное развитие и тяготение зон со сверхгидростатическим пластовым давлением к областям современного и новейшего прогибания. Там они наблюдаются в глубокопогруженных зонах, где свиты характеризуются наибольшей мощностью и, следовательно, погружение протекало относительно быстрее. Поскольку переход в зону сверхгидростатического давления фиксируется появлением (и увеличением мощности) в разрезе глин, это явно свидетельствует о литостатическом происхождении высоких давлений (рис. 2). Широкое площадное распространение сверхгидростатического пластового давления в молодых (мезозойско-кайнозойских) толщах, а также приуроченность его к зонам повышенной глинистости разреза свидетельствует об элизионно-литостатическом генезисе явления. Однако не так легко выявить случаи, когда начинает действовать термодегидратационный фактор. О значительной роли этого фактора в генезисе сверхгидростатического давления говорят наблюдения, суммированные в работах В. Н. Холодова [7,8]. 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 сверхгидростатическое пластовое давление.

Термическое расширение воды как фактор превышения пластового давления над гидростатическим тоже, по-видимому, играет некоторую роль, но резко подчиненную. По данным К. Магары, вклад этого фактора не превышает 25 % [8].

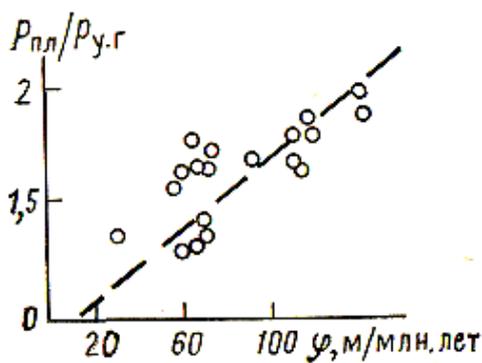


Рис. 1. Статистическая зависимость между величиной отношения пластового давления к условному гидростатическому ($P_{пл}/P_{у.г}$) и скоростью осадконакопления (φ), Западно-Кубанский прогиб

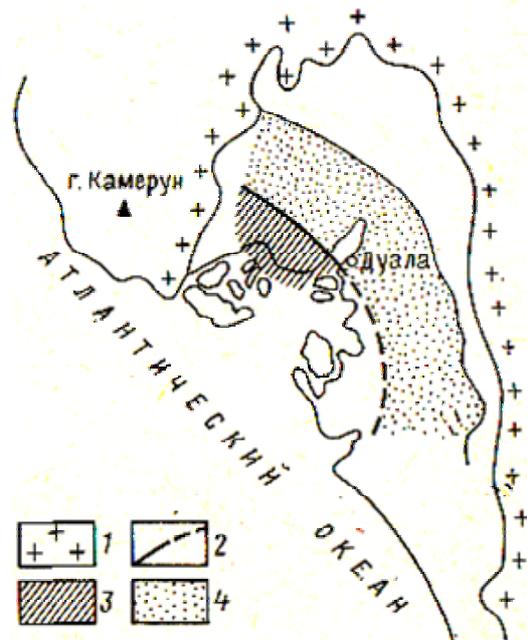


Рис. 2. Гидродинамическая обстановка в палеоценовых отложениях впадины Дуала, Западная Африка: 1 – выходы кристаллического фундамента на поверхность; 2 – фронт сверхгидростатического давления; области распространения вод с соленостью, г/л: 3 – 0-10, 4 – >10.

Гидрогеотермическая зональность. По температурному режиму 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 геотермозоны зависит от эндогенных источников тепла. За нижнюю границу гелиотермозоны обычно принимают нейтральный слой, под которым 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 криолитозоне зависит от мощности сезонноталого или сезонномерзлого слоя.

Б. И. Писарский предлагает выделять в разрезе не две, а три зоны: гелиотермозону, гелиогеотермозону и геотермозону. При этом глубину

первой зоны он предлагает 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 геотермический 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 НГБ изменяется в широких пределах: от отрицательных значений в криолитозоне до нескольких сот градусов в наиболее погруженных частях НГБ и прогибов.

В табл. 5 приведены величины геотермических градиентов для различных регионов и структур по Б. Ф. Маврицкому, из которой видно, что в областях докембрийской складчатости в чехле платформ средние значения геотермических градиентов составляют 1,8-2,7 °С/100 м.

Таблица 5

Величины геотермических градиентов
в нефтегазоносных регионах России и СНГ

Регион, структура	Интервал глубин, км	Г, °С/100 м	Исследователи
Печорская синеклиза	0,5-2,5	<u>1,3 – 4,1</u> 2,7	Г.Н. Богданов, Д.И. Дьяконов и др.
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	0,5-2,5	<u>0,7 – 2,9</u> 1,8	Д.И. Дьяконов, Б.Г. Поляк, В.А. Покровский и др.
Днепровско-Донецкая впадина	0,5-3,5	<u>1,4 – 3,5</u> 2,7	М.Ф. Беляков, А.Е. Бабинец, Е.А. Любимова и др.
Припятский прогиб	0,5-3,0	<u>1,0 – 2,4</u> 1,4	М.Ф. Беляков, Г.В. Богомоллов и др.
Прикаспийская мегасинеклиза	0,5-3,0	<u>0,5 – 3,7</u> 2,0	В.С. Жеваго и др.
Центральное Предкавказье	≤ 3,5	<u>3,0 – 4,4</u> 3,7	В.Н. Корценштейн, Ф.А. Макаренко, М.В. Мирошников, А.И. Хребтов
Восточное Предкавказье (Терско-Каспийский прогиб)	≤ 2,5	<u>3,0 – 5,0</u> 4,0	Г.М. Сухарев, В.В. Николаев
Бухаро-Хивинский район	≤ 2,0	<u>2,0 – 4,0</u> 3,0	В.Н. Корценштейн

Южно-Мангышлакская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3,0 - 4,5}{3,75}$	В.Н. Корценштейн, В.С. Жеваго
Сурхан-Дарьинская впадина	2,0	$\frac{2,0 - 4,0}{3,0}$	Б.А. Бедер, В.Н. Крат и др.
Куринская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3,0 - 4,0}{3,5}$	Д.В. Голубятников, М.А. Абрамович, С.А. Алиев и др.
Рионская впадина	$\leq 3,0$	$\frac{2,2 - 3,0}{2,6}$	Д.И. Дьяконов, И.М. Буачидзе и др.
Западно-Сибирская мегасинеклиза	$\leq 3,5$	$\frac{2,7 - 4,0}{3,4}$	Б.Ф. Маврицкий

*числитель – пределы, знаменатель – среднее

В областях палеозойской складчатости на платформах он выше – 3-5 °С/100 м, а в области кайнозойской складчатости – 3-4 °С/100 м. Наибольшие величины геотермического градиента отмечены в Восточном Предкавказье и Терско-Каспийском прогибе – до 5 °С/100 м.

Величина геотермического градиента зависит от многих факторов (теплопроводность пород, их состав, водонасыщенность и др.). Как видно из рис. 3 на примере Западно-Сибирского мегабассейна, геотермические градиенты песчаных и глинистых пород различны. При этом в южных районах и в глинистых, и в песчаных породах величина геотермического градиента возрастает с глубиной, что свидетельствует о росте теплового потока.

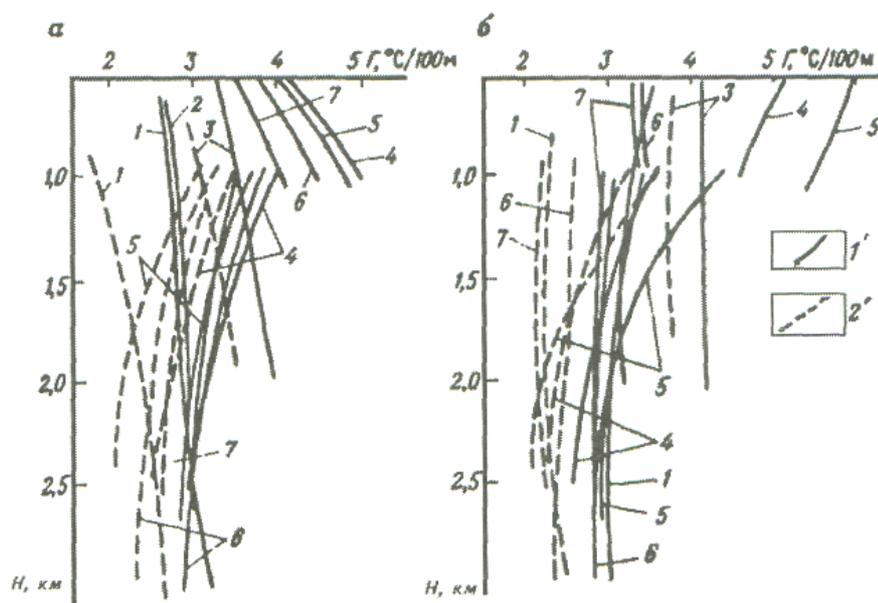


Рис. 3. Графики изменения с глубиной (Н) геотермических градиентов (Г), замеренных в скважинах (а) и исправленных с учетом поправки (б), в Западно-Сибирском бассейне (по А.Р. Курчикову, Б.П. Ставицкому, 1987): Породы: 1' – глинистые, 2' – песчаные. Скважины: 1 – Весенняя, 3; 2 – Нижнетабоганская, 28; 3 – Верхнекамбарская, 293; 4 – Самотлорская, 223; 5 – Среднебалыкская, 67; 6 – Уренгойская, 139; 7 – Западно-Таркосалинская, 94

В районах Широкого Приобья и севера мегабассейна фиксируется скачок геотермического градиента в интервале глубин 1-1,2 км, что свидетельствует о резком возрастании коэффициента теплопроводности на данных глубинах. Ниже этого уровня отмечается снижение величины геотермического градиента. Зная величины геотермического градиента в районе исследований, можно спрогнозировать температуру на глубинах, где еще не было произведено замеров.

Температура на заданной глубине t_n в однородных по теплофизическим свойствам породах определяется по формуле

$$t_n = t_1 + \Gamma_{cp.} (H - H_0)$$

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

Если в интервале экстраполяции залегают различные по теплофизическим свойствам горные породы, состоящие из n слоев, то температуру на заданной глубине можно рассчитать по формуле, предложенной С.Н. Сергиенко [14]

$$t_n = t_1 \sum_{i=1}^{i=n} gradT_i (H_i - H_{i-1}) ,$$

где $gradT_i$ – значение геотермического градиента для каждого из слоев; $(H_i - H_{i-1})$ – мощность n -ого слоя.

При движении вод от областей питания в водоносных горизонтах происходит перераспределение тепловой энергии, а наличие проводящих тектонических зон способствует проникновению в вышезалегающие толщи вод с повышенной температурой и образованию гидрогеотермических аномалий, например, в Волго-Уральском и других НГБ. В Тимано-Печорском НГБ контрастные превышения фоновых температур наблюдаются в отложениях, перекрывающих залежи нефти и газа (на Возейском месторождении контрастное превышение температур составляет 17 °С, на Усинском – до 10 °С). Учитывая тектонические особенности Тимано-Печорского НГБ (обилие разломов, блоковая структура пород), здесь гидротермоаномалии, несомненно, обязаны разломной тектонике.

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

$$Q = Q_1 + Q_2 - Q_3 ,$$

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:

$$Q_3 = \left[\frac{\lambda(t_2 - t_1)}{I} \right] S \tau ,$$

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

Данные по гидрогеотермии получают на основе замеров температуры, проводимых электрическими, ртутными термометрами и с помощью современных электронных датчиков. На основе этих данных строятся гидрогеотермические разрезы, отражающие закономерности распределения температур на нефтяных и газовых месторождениях (рис.4). Составляются карты геоизотерм, карты-срезы, на которых показаны изменения температур на определенных глубинах (например, -500 м, -1000 м и т.д.), карты геотермических параметров, гидрогеотермические профильные разрезы (рис. 5).

Гидрогеотермические данные широко используются в нефтегазовой геологии. Сведения о геотермическом режиме недр позволяют судить о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочной толще земной коры, т.к. температурные условия оказывают решающее влияние на степень преобразования ОБ, на фазовое состояние УВ и их миграционные свойства.

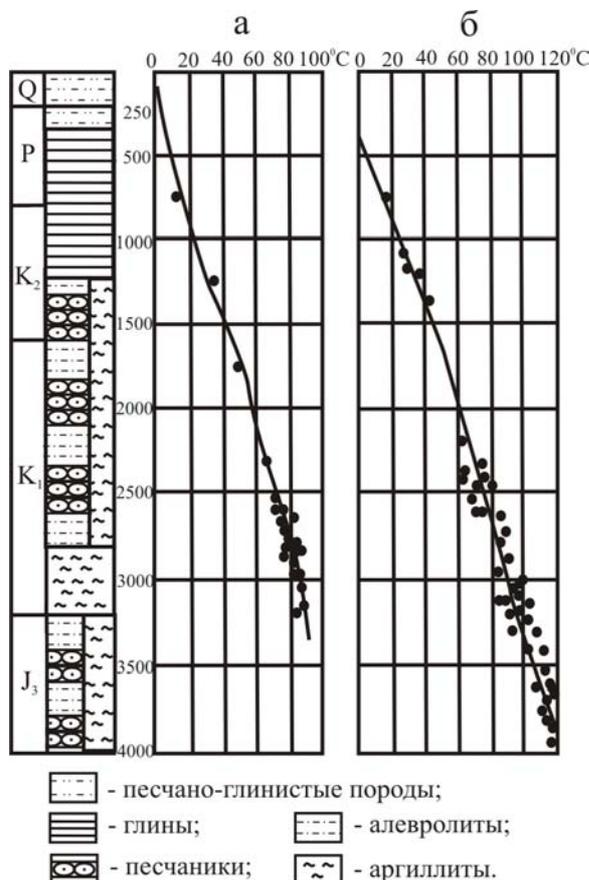


Рис. 4. Распределение температур в продуктивных частях разреза Уренгойского (а) и Медвежьего (б) месторождений (по В.Н. Корценштейну [7]).

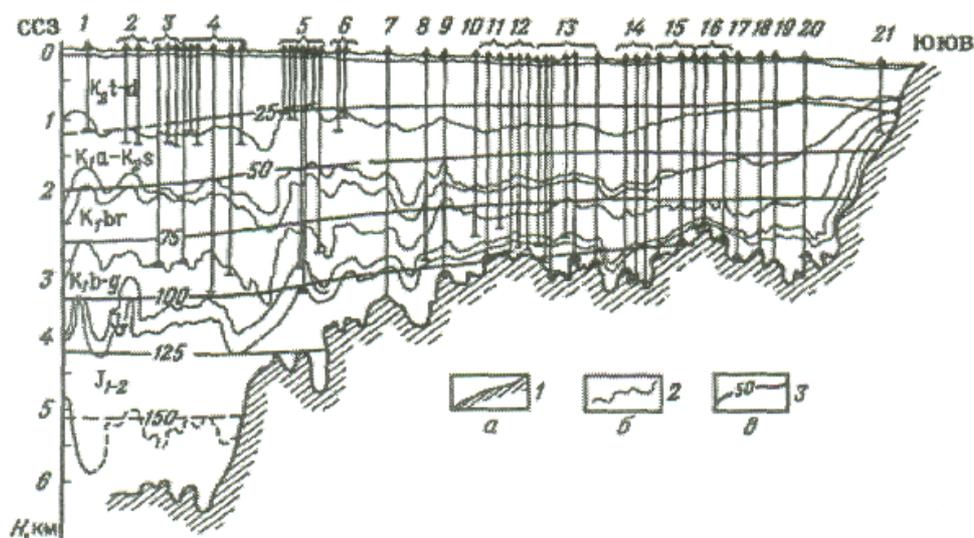


Рис. 5. Кривые распределения температур горных пород в меридиональном геологическом разрезе Западно-Сибирского бассейна (по А. Р. Курчикову, Б. П. Ставицкому [7]):

Границы: а – поверхности фундамента, б – разновозрастных отложений, в – линии равных температур, °С. Месторождения: 1 – Семаковское, 2 – Ямбургское, 3 – Северо-Уренгойское, 4 – Уренгойское, 5 – Губкинское, 6 – Вэнгаяхинское, 7 – Вэнгапурское, 8 – Северо-Варьеганское, 9 – Варьеганское, 10 – Эй-Еганское, 11 – Черногорское, 12 – Сомотлорское, 13 – Вартовско-Соснинское, 14 – Ломовое, 15 – Ключевское, 16 – Лугинецкое, 17 – Останинское, 18 – Казанское. Разведочные площади: 19 – Олимпийская, 20 – Кенгская, 21 – Пихтовская

В последнее время геотермические исследования проводятся при геологическом картировании и выявлении нефтегазоносных структур не только на континенте, но и в пределах шельфовых зон. При этом геотермический метод в комплексе с другими геологическими и геофизическими исследованиями позволяет существенно повысить эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие генетические типы водных растворов выделяют в НГБ?
2. Для какой стадии литогенеза характерен элизионный водообмен?
3. Какие литогенетические процессы протекают на стадии диагенеза?
4. Как влияют гидратация минералов и доломитизация известняков на ФЕС?
5. Какие гидрогеохимические процессы благоприятствуют улучшению коллекторских свойств пород?
6. Перечислите литогидрогеологические зоны, назовите их особенности.
7. В чем заключается вертикальная гидрогеологическая зональность?
8. Что понимается под СГПД, как происходит его формирование?
8. Какими геотермическими параметрами характеризуется геотермозона в Западной Сибири?

Глава 2. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В ВОДАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

За последние 40 лет в нефтегазовой геологии зародилась и выделилась новая отрасль геологических знаний – *органическая гидрогеохимия*. Среди направлений, по которым развивается современная органическая гидрогеохимия, важнейшими являются изучение водорастворенного органического вещества (ВРОВ) и микроэлементов. Развитию этой отрасли способствовали увеличение объемов глубокого бурения и получение новых материалов по глубоким горизонтам нефтегазоносных бассейнов, а также применение новых аналитических методов изучения вещественного состава литосферных вод.

В отличие от традиционно изучаемых компонентов ионно-солевого состава, ВРОВ и микроэлементы являются более чуткими индикаторами процессов литогенеза на всех его стадиях, они более четко фиксируют нефтегазоносность, трассируют пути миграции углеводородов и т.д. Все это предопределило методологию органической гидрогеохимии – изучение ее ингредиентов во взаимосвязи в природной системе порода – вода – нефть (газ).

Такой подход позволяет более глубоко вскрывать генетические корни современного геохимического облика водных растворов и эволюцию их сложного состава. Теоретическое обоснование современной методологии органической гидрогеохимии дано академиком В.И. Вернадским в его учении о равновесных геохимических системах. Учитывая, что вещественный состав литосферных вод сформировался в результате длительного и сложного взаимодействия двух начал: морской (океанической) воды и горных пород, сносимых с континентов, природа ВРОВ и микроэлементов может быть *аквагенной и литогенной*.

2.1. Водорастворенное органическое вещество (ВРОВ)

Развитие представлений о ВРОВ связано с именами советских ученых Б.А. Скопинцева, М.Е. Альтовского, Е.А. Барс, В.М. Швеца, трудами которых в 50–60-х годах заложены основы плодотворного изучения ВРОВ. Впоследствии обобщающие региональные исследования выполнены А.С. Зингером, А.А. Карцевым, В.М. Матусевичем, М.И. Субботой, Я.М. Ходжакулиевым, Г.П. Якобсоном и др.

Органическое вещество содержится во всех природных водах от атмосферных осадков до глубоких горизонтов литосферы.

Качественный состав ВРОВ сложен, поэтому многие его индивидуальные соединения в настоящее время еще не определяют. Самые общие сведения об элементном составе ВРОВ приводятся в табл. 6.

Элементный состав ВРОВ
(по А.П. Лисицыну, Ю.А. Богданову и др., 1970)

Основные элементы органического вещества	Содержание, %	
	минимальное	максимальное
C	44,50	87,54
H	5,50	13,66
O	9,11	49,30
N	1,09	15,00
S	0,00	2,40

Основными элементами ВРОВ являются углерод, водород и кислород, на долю которых приходится 98,5 % его массы. В значительно меньших количествах содержатся азот, сера, фосфор, микроэлементы. Элементарный состав ВРОВ, как видно из таблицы 7, может меняться.

Чувствительность и точность определения качественного состава ВРОВ самые различные. Количественную оценку суммарного содержания ВРОВ часто производят по органическому углероду ($C_{\text{орг}}$), представляющему его скелетную часть, составляющую примерно половину общего содержания ВРОВ¹. Однако применение современных аппаратных методов позволяет получать достаточно точные количественные характеристики для ряда индивидуальных ВРОВ, таких как карбоновые кислоты, ароматические углеводороды, фенолы. Имеются также данные и о количественном содержании гумусовых веществ, аминокислот, смол, эфиров, нафтеновых и метановых углеводородов. В последние годы появились новые методы количественного битуминологического анализа ВРОВ.

Основную роль ВРОВ составляют вещества класса органических кислот (карбоновые, нафтеновые и др.), значительно меньшую концентрацию имеют ароматические углеводороды (бензол, толуол) и фенолы (табл. 7).

Среди многочисленных источников ВРОВ, которые могут иметь место в природе, в нефтегазоносных бассейнах главными являются рассеянное органическое вещество пород, а также залежи нефтей и газоконденсатов. Как указывают Е.А. Барс, В.М. Матусевич и др., рассеянное органическое вещество пород водоносных комплексов формирует фон (региональный и локальный), а залежи нефтей и конденсатов – аномалии (водные ореолы рассеяния органического вещества).

¹ - С учетом возможных потерь летучего органического углерода М.Е. Альтовским предложено для получения общего содержания ВРОВ количество органического углерода увеличить в 3 и даже в 4 раза.

Ориентировочное содержание ВРОВ (по В.М. Швецу, 1982)

ВРОВ	Содержание, мг/л
Азотсодержащие вещества (по $N_{орг}$)	0,1-1
Фосфорсодержащие вещества (по $P_{орг}$)	0,01-1
Нафтеновые вещества	0,01-100
Жирные кислоты	0,001-1000
Фенолы	0,1-10
Бензол	0,1-10
Толуол	0,1-10
Аминокислоты (по $N_{орг}$)	0,00001-0,001
Амины	0,00001-0,0001
Битум (хлороформный экстракт)	0,1-100

Первичное обогащение вод органическим веществом и его дальнейшая трансформация происходят в результате сложного комплекса физико-химических и биохимических процессов. К таким процессам относятся растворение, фильтрационное извлечение («выщелачивание»), аэробное и анаэробное разложение органических веществ, гидролиз, поликонденсация, каталитическая гидрогенизация, конвективная и молекулярная диффузия и др. Все эти процессы протекают в различных геолого-геохимических условиях, по-разному способствующих обогащению вод органическим веществом. Сюда относятся гидрогеотермический режим, степень закрытости водоносных комплексов (водообмен), анаэробность среды, минерализация, ионно-солевой состав вод, величина рН и др. Влияние отмеченных факторов находит свое отражение в распределении различных компонентов ВРОВ в нефтегазоносных бассейнах. Еще академик В.И. Вернадский высказал ряд теоретических положений, касающихся изменения содержания и состава ВРОВ в различных областях формирования литосферных вод, которые подтверждены и развиты далее многими исследователями [7,11,15 и др.].

Общей тенденцией является усложнение и концентрирование ВРОВ по мере углубления водоносных комплексов. По данным В.М. Швеца, содержание $C_{орг}$ в грунтовых водах составляет около 30 мг/л, а в более глубоких горизонтах в нефтегазоносных районах его содержание увеличивается до 50 мг/л и более.

В нефтегазоносных бассейнах при сохранении общей тенденции увеличения содержания ВРОВ с глубиной картина значительно дифференцируется. Рассмотрим это на примерах распределения органических кислот, фенолов и бензола, как наиболее изученных в количественном отношении и различающихся своей геохимической информативностью компонентов ВРОВ.

2.1.1. Органические кислоты

Водорастворенные органические кислоты, представленные истинными растворами их солей, многие исследователи, в частности М.Е. Альтовский, А.П. Виноградов и Э.М. Галимов, В.Н. Сеньюков и Н.Н. Талдыкина, А.А.Карцев, В.М. Швец, В.М. Матусевич рассматривают как важный показатель катагенетических преобразований пород, нефтегазообразования и нефтенакопления в природе. Экспериментально доказан переход ряда органических кислот в n-алканы, что позволяет некоторым авторам (Е. Бидерман, Дж. Ходсон, Э. Бейкер, Э. Пик и др.) рассматривать их как один из источников образования нефтяных углеводородов. Довольно многочисленные данные о распределении органических кислот в различных нефтегазоносных бассейнах приводятся в работах Н.Т. Шабаровой, Е.Л. Быковой, В.М. Швеца, С.Г. Мелькановицкой, Е.А. Барс, С.С. Коган, А.С. Зингера, В.М. Матусевича и др.

Концентрация водорастворенных органических кислот контролируется региональными геолого-геохимическими факторами, такими как геотермический режим, количество рассеянного органического вещества в породах, ионно-солевой состав, минерализация и рН вод. В нефтегазоносных бассейнах, приуроченных к древним платформам («охлажденным»), максимальная концентрация органических кислот достигает 1 г/л, в то время как для молодых платформ ее величины часто превышают 1 г/л, достигая 8 г/л (Западная Сибирь). Наиболее высокое содержание органических кислот прямо связано с количеством рассеянного органического вещества осадочных пород. Например, в Западно-Сибирском нефтегазоносном мегабассейне такие «пороговые» концентрации (более 500 мг/л) отчетливо оконтуривают геохимическую границу потенциально нефтегазоносных земель, совпадающую также с границей зоны с наиболее низкими значениями Eh вод (-50 ÷ -300 мВ).

Концентрация органических кислот дифференцируется в зависимости от минерализации и состава вод: в жестких хлоридных кальциево-натриевых рассолах она меньше (до 0,3 г/л), в маломинерализованных хлоридно-гидрокарбонатных натриевых водах с повышенной величиной рН она максимальна (например, в Уренгое 8,7 г/л). Указанную дифференциацию можно объяснить повышенной растворимостью натриевых и кальциевых солей органических кислот (особенно летучих с водяным паром) в гидрокарбонатных водах. Это обстоятельство приводит к формированию локального фона высокого содержания органических кислот в водах с повышенным количеством гидрокарбонат-иона и, наоборот, низкого содержания органических кислот – в жестких, хлор-кальциевых рассолах (по В.А. Сулину) на участках повышенной нефтенасыщенности разреза в обоих случаях.

Величины отношения концентраций органических кислот (RCOO^-) и иона HCO_3^- позволяют исключить влияние минерализации, ионно-солевого состава и pH вод и, таким образом, «обнажить» непосредственную связь высокой концентрации органических кислот с нефтегазовыми залежами (табл. 8).

Таблица 8

Характеристика величины отношения $\text{RCOO}^-/\text{HCO}_3^-$ в водах нефтеносных горизонтов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Тип вод (в скобках – минерализация, г/л)	Значения $\text{RCOO}^-/\text{HCO}_3^-$		
	минимальное	максимальное	среднее
Хлоридно-гидрокарбонатный натриевый (3–18)	0,45	0,81	0,55
Хлоридный кальциево-натриевый (30–80)	0,30	1,03	0,52

Необходимо отметить, что прямая связь концентрации органических кислот и гидрокарбонат-иона не является следствием только более высокой растворимости щелочных солей органических кислот, она определенным образом отражает парагенезис этих компонентов в процессах катагенеза и нефтегазообразования. Как отмечает В.М. Швец, определенную роль в образовании углеводородных компонентов играет гидрогенизация органических кислот, тем более что содержание необходимого для этого водорода в водах достигает 1,5 г/л.

В распределении органических кислот по разрезу наблюдается связь со стадийностью нефтеобразования. Максимум их концентрации совпадает с интервалами проявления главной зоны нефтеобразования, глубже которых содержание органических кислот в водах начинает убывать. Такие данные получены по Западно-Сибирскому, Тимано-Печорскому нефтегазоносным бассейнам и по Кузнецкому угольному бассейну. Подобная закономерность для $S_{\text{орг}}$ и хлороформенного битумоида отмечена В.Ф. Козловым в Западно-Кубанском прогибе. Дифференциация концентрации водорастворенных органических кислот отмечается и в зависимости от характера углеводородных флюидов: максимальная отмечена в водах, сопутствующих легким нефтям и газоконденсатам, минимальная – в водах, подпирających залежи чисто метанового газа, имеющего, по мнению многих исследователей, аквагенную природу.

2.1.2. Фенолы

На нефтяную природу фенолов в подземных водах и на возможность их использования в нефтегазопромысловых целях обратили внимание Е.А. Барс и Т.И. Александрова в 1960 г. Их исследования показали, что в водах нефтяных месторождений содержание фенолов увеличивается в де-

сятки – сотни раз по сравнению с водами источников и грязевых вулканов, а экспериментами установлено, что основным поставщиком фенолов в воду являются легкие нефти (в воду из легких нефтей переходит до 8 мг/л фенолов). Эти авторы появление фенолов связывают с процессами окисления ароматических углеводородов. Другой точки зрения придерживается А.С. Зингер, который происхождение фенолов в водах объясняет расщеплением более сложных кислородных соединений смолистых компонентов нефтей, в составе которых присутствуют гидроксильные и карбонильные группы.

Распределение фенолов в водах во многом напоминает распределение органических кислот. Это – повышение концентрации фенолов в гидрокарбонатно-хлоридных водах вне залежей нефти (табл. 9), резкий скачок содержания на контактах с легкими нефтями, обогащенными ароматическими компонентами, и с газоконденсатами. Так, по данным Я.А. Ходжакулиева, М.И. Субботы, О.П. Абрамовой, в северо-восточной части Туркмении в водах юрских отложений, контактирующих с высокоароматическими газоконденсатами, содержание фенолов достигает 8,6 мг/л; по данным И.П. Мясниковой, в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне в приконтурных водах газоконденсатных месторождений зафиксировано максимальное содержание фенолов 20,6 мг/л, а в водах Оренбургского газоконденсатного месторождения – 8,1 мг/л.

Таблица 9

Распределение фенолов, мг/л,
в водах различного ионно-солевого состава непродуктивных структур
и горизонтов Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна

Тип вод	Содержание фенолов					
	летучих			нелетучих		
	Минимальное	максимальное	среднее	минимальное	максимальное	среднее
Хлоридно-гидрокарбонатный натриевый	не обн.	1,10	0,30	не обн.	0,97	0,18
Хлоридный натриевый	не обн.	0,48	0,16	не обн.	0,76	0,16
Хлоридный натриево-кальциевый	не обн.	0,60	0,12	не обн.	0,45	0,13

Однако в отличие от органических кислот, отражающих региональные процессы «созревания» рассеянного органического вещества и нефтеобразования и потому встречающихся повсеместно на этих участках, фенолы ведут себя более избирательно. Это объясняется их более тесной

связью с продуктивностью отдельных залежей вплоть до мелких нефтепроявлений. Влияние гидрокарбонатных вод на содержание фенолов довольно ощутимо, в то же время оно не в состоянии затушевать их связи с залежами нефти и их качественным составом. Наименьшая концентрация фенолов обнаруживается на контакте с тяжелыми нефтями (0,68 мг/л), наибольшая – на контакте с легкими, обогащенными ароматическими углеводородами (8–20 мг/л). В Западно-Сибирском нефтегазоносном мегабассейне связь фенолов с плотностью контактирующих нефтей также четко проявляется при введении отношения фенолы/ HCO_3^- . По данным В.М. Матусевича, для приконтурных вод залежей тяжелых нефтей оно составляет 1,5–3,7, а для легких 6–12. В конденсационных водах чисто газовых залежей содержание фенолов крайне низкое, однако, как показал В.В. Колодий, оно резко возрастает в конденсационных водах, связанных с газоконденсатными месторождениями.

Наличие водных ореолов рассеяния фенолов вблизи залежей нефти и газоконденсата указывает на то, что образование ореолов связано с процессами взаимодействия в системе залежь–вода. Размеры ореолов варьируют в пределах 0,4–2,5 км. Наибольшие ореолы отмечаются для залежей – газоконденсатных, в водах – гидрокарбонатных, для фенолов – летучих с водяным паром.

Определения концентрации фенолов широко используются при прогнозировании нефтегазоносности, главным образом при оценке продуктивности локальных структур и интервалов разреза. Как указывает И.П. Мясникова, точность прогнозирования по фенолам составляет 81–84% в условиях Волго-Уральского бассейна.

2.1.3. Ароматические углеводороды

В настоящее время различными методами в водах достаточно уверенно определяют моноподерные ароматические углеводороды (C_6 – C_8): бензол, толуол, этилбензол, м-, п- и о-ксилолы. Наиболее полные материалы по распределению в водах нефтегазоносных бассейнов получены для бензола в связи с широким использованием на протяжении многих лет методики М.Т. Голубевой.

Прямая генетическая связь ароматических углеводородов с нефтью обусловила большой интерес к определению их в воде, в результате чего появился ряд методик, среди которых заслуживают внимания экстракционный метод определения бензола и толуола М.Я. Дудовой и О.Д. Дитерихс, а также газо-хроматографическое определение бензола и его гомологов, разработанное С.Г. Мелькановицкой, В.М. Швецом, Е.Л. Быковой.

Практически во всех нефтегазоносных бассейнах страны бензол встречается только в водах, связанных с нефтегазоносными отложениями.

Установленные его фоновые концентрации везде составляют примерно 0,05 мг/л (региональный фон). Содержание бензола от 0,1 мг/л и выше, как правило, характеризует зону влияния нефтяной залежи. В приконтурных водах нефтяных залежей концентрация бензола достигает нескольких миллиграммов на литр, а максимальное содержание суммы ароматических углеводородов, по данным В.М. Швеца, составляет 14 мг/л. Исследованиями Ю.А. Пещюхи, А.С. Зингера и др. установлено, что содержание бензола имеет обратную связь с плотностью нефтей. На рисунке 6, иллюстрирующем эту связь в Западно-Сибирском мегабассейне, можно заметить и влияние температуры, поскольку более глубоким горизонтам (нефтеносные пласты юры) свойственна и более высокая концентрация бензола в водах.

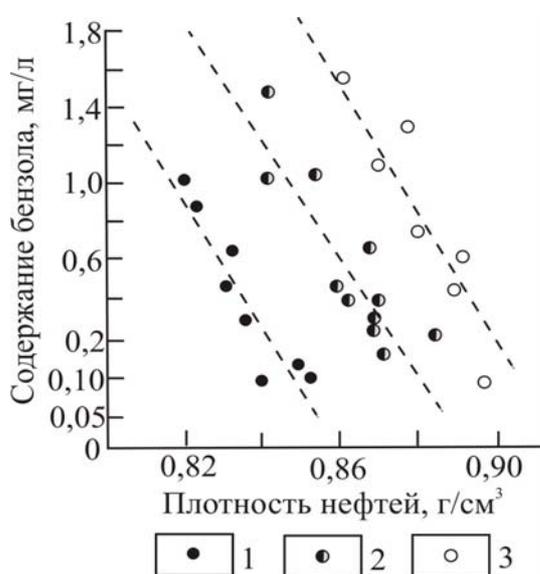


Рис. 6. Зависимость содержания бензола в приконтурных водах от плотности нефтей в залежах, Западно-Сибирский мегабассейн [15].
Воды пластов: 1 – группы А (баррем-апт), 2 – группы Б (готерив-валанжин), 3 - нефтеносных (юра)

Вариационно-статистический анализ распределения бензола в водах погруженной части мезозойского бассейна (Западная Сибирь) показывает (рис. 7), что «пик» вариационной кривой для вод газоконденсатных залежей находится в области содержаний бензола более 1 мг/л. Максимальная его концентрация (до 3,6 мг/л) отмечается в водах Уренгойского и Тазовского нефтегазоконденсатных месторождений. В то же время распределение бензола в водах чисто газовых месторождений по существу не отличается от распределения бензола в водах пустых структур и интервалов разреза («пик» вариационных кривых соответствует региональному фону 0,05 мг/л). Увеличение концентрации бензола в отдельных пробах (до 0,3 мг/л), по-видимому, обусловлено повышенной «жирностью» газов в залежах и различными значениями конденсатного фактора, поскольку содержание бензола обнаруживает прямую устойчивую связь с содержанием суммы гомологов метана в водорастворенном газе.

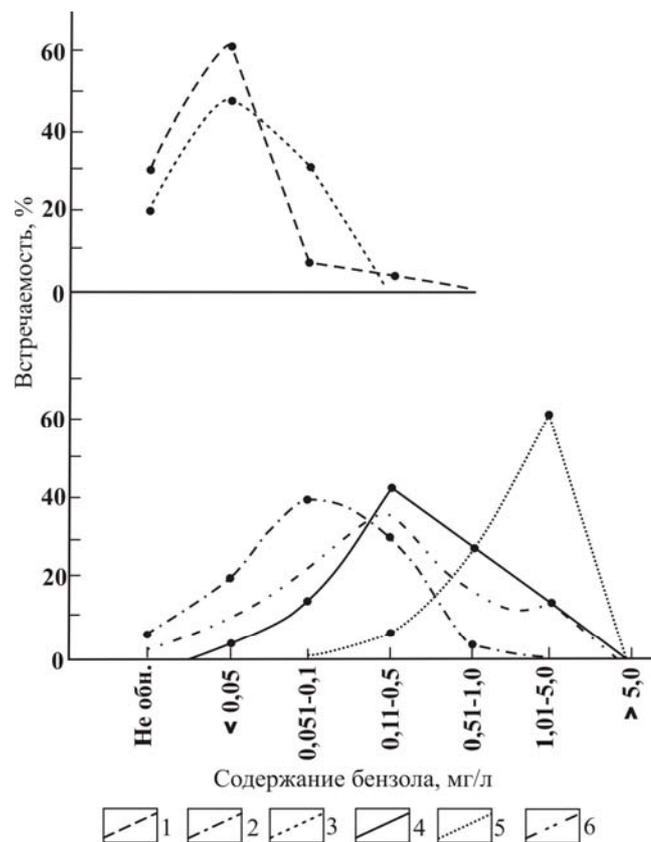


Рис. 7. Распределение бензола в водах, мезозойский бассейн Западной Сибири:

Воды: 1 – пустых структур и горизонтов, 2 – законтурные нефтяных залежей, 3 - газовых, 4 – приконтурные нефтяных залежей, 5 – конденсатных залежей, 6 – нефтеносных пластов (законтурные и приконтурные)

В отличие от рассмотренных выше органических кислот и фенолов концентрация бензола не зависит от содержания гидрокарбонат-иона в водах. Можно полагать, что повышение минерализации вод приводит к снижению содержания бензола.

Так, в высокоминерализованных водах Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов встречаемость бензола резко снижена, что подчас затрудняет выделение регионального фона, а максимальные концентрации бензола составляют в первом случае 1,5, во втором 0,97 мг/л. В водах пониженной минерализации (Каракумский, Азово-Кубанский, Южно-Каспийский, Западно-Сибирский бассейны) выделяется отчетливый гидрогеохимический фон бензола, а концентрации более 1 мг/л (до 5 мг/л) встречаются довольно часто.

Содержание бензола в приконтурных водах зависит от содержания его в нефтях, максимальные количества установлены в водах легких неф-

тей и газоконденсатов. В условиях Волго-Уральского бассейна, как указывают Д. Ш. Новосельцева, И. П. Мясникова, Г. П. Якобсон, в случае тяжелых нефтей и нефтей, бедных ароматическими углеводородами, бензол в приконтурных водах может не обнаруживаться. Весьма низкая в этом случае концентрация бензола отмечается и в Тимано-Печорском бассейне. Бензол образует весьма контрастные водные ореолы, протяженность которых не выходит за пределы 1 км.

Содержания толуола и бензола в водах одного порядка, однако довольно часты случаи превышения концентраций толуола. По данным С. Г. Мелькановицкой, В. М. Швеца, Е. Л. Быковой в водах нефтяных месторождений Западно-Туркменского и Азово-Кубанского бассейнов, Мангышлака и северо-восточных районов Предкавказья из 35 совместных определений бензола и толуола в 14 случаях наблюдается преобладание толуола над бензолом (иногда более чем в 3 раза). В водах Ярегского нефтяного месторождения (Тимано-Печорский бассейн), представленного тяжелыми (плотность 0,93–0,95 г/см³) нафтено-ароматическими нефтями, наблюдается постоянное преобладание толуола над бензолом. Максимальное содержание толуола 1,59 мг/л, бензола 0,97 мг/л. В Западной Сибири концентрации толуола, превышающие содержание бензола, тяготеют к приконтурным водам газоконденсатных залежей северных районов, причем максимальное количество толуола из всех имеющихся в литературе данных, равное 11,8 мг/л (при концентрации бензола 3,6 мг/л), зафиксировано на Уренгойском месторождении. Среди нефтяных месторождений здесь выделяется Самотлорское, в водах которого обнаружен толуол с максимальным содержанием 6,8 мг/л (концентрация бензола 4,6 мг/л). Характерным для толуола является обнаружение его только в непосредственной близости от залежи, в ореольной же части, где бензол встречается в повышенных концентрациях (0,12 мг/л), толуол не обнаруживается. Известно, что он менее стоек в растворе по сравнению с бензолом. Более высокая концентрация толуола в водах вполне правомерна, поскольку при одинаковой растворимости в воде бензола и толуола содержание гомологов бензола в нефтях и газовых конденсатах значительно выше, чем самого бензола, что отмечалось А.Ф. Добрянским, Р. З. Магарилом и др. Однако, как показали экспериментальные работы В.М. Матусевича, на содержание толуола значительно сильнее влияет величина минерализации вод. Так, взаимодействие воды с конденсатом привело к переходу в раствор 3 мг/л бензола и 2,76 мг/л толуола при минерализации 25 г/л и соответственно 2 и 0,9 мг/л при минерализации 40 г/л.

Остальные гомологи бензола еще слабо изучены. Имеющиеся материалы показывают, что их концентрация в водах составляет 0,11–0,12 мг/л. Основными факторами, определяющими переход в раствор ароматических углеводородов, являются наличие залежей углеводородов и их состав, температурные условия и минерализация вод. В целом ароматические углеводороды представляют собой весьма важную группу ВРОВ, которая широко используется в качестве надежных показателей наличия залежей и при прогнозировании характера углеводородных флюидов.

2.2. Микроэлементы

К микроэлементам традиционно относят большой комплекс химических элементов, содержание которых в природных водах составляет миллиграммы и микрограммы на 1 л (йод, бром, бор, литий, рубидий, цезий, ванадий, никель, хром, свинец, медь, серебро, ртуть и др.).

Задача использования информации о содержании микроэлементов в водах при изучении нефтяных месторождений была поставлена еще В.И. Вернадским.

Большие успехи были достигнуты при изучении микроэлементов в рудных районах, давшем начало развитию и применению гидрогеохимического метода поисков рудных месторождений. Впоследствии стали появляться сведения о распространении микроэлементов в водах повышенной минерализации нефтегазоносных бассейнов.

В настоящее время значимость поисково-геохимической интерпретации микроэлементов в нефтегазовой геологии доказана исследованиями многих авторов (М. С. Гуревич, С. М. Катченков, Л. А. Гуляева, С. А. Пунанова, А. Э. Конторович, В. М. Матусевич, В. Г. Иванов и др.). Наиболее обстоятельные работы по гидрогеохимии микроэлементов выполнены в Волго-Уральском бассейне и особенно в Западно-Сибирском мегабассейне, где этот вопрос решался в системе порода–вода–нефть (газ) в неразрывной связи с изучением органической составляющей литосферных вод.

Во всех нефтегазоносных бассейнах, где определялись микроэлементы в водах, получены данные о значительном превышении концентрации многих из них по отношению к водам мирового океана (табл. 10). Это позволяет считать природу многих микроэлементов в водах литогенной.

Средние содержания микроэлементов в водах Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и Мирового океана, мкг/л [15]

Микроэлемент	Мировой океан		Воды Западно-Сибирского мегабассейна <i>в</i>	Степень концентрации <i>в/(а или б)</i>
	по Д. Грийну <i>а</i>	по В. Мейзону <i>б</i>		
Фосфор	10–100	60	488	4,9–50
Сера	$9 \cdot 10^5$	$8,8 \cdot 10^5$	$3,2 \cdot 10^3$	0,0035
Ванадий	0,3	0,3	9,8	32,6
Хром	Нет данных	0,07	6,2	89
Марганец	1–10	5,5	870	158–870
Кобальт	0,1	0,1	8,4	84
Никель	0,1–4,5	0,3	44,9	89–449
Медь	1,4	4,5	11,7	2,6–8,3
Цинк	5,1	10	502	50–98
Молибден	Нет данных	1,2	6,2	5,1
Серебро	0,15–0,3	0,25	2,2	7,3–14,7
Барий	50	50	$85 \cdot 10^4$	$1,3 \cdot 10^4$
Ртуть	0,33	0,3	21,6	720–7200
Свинец	4	4,5	6,4	1,5

Л. А. Гуляева и С. А. Пунанова путем анализа графиков «поля концентрации» установили, что концентрации в водах нефтегазоносных бассейнов титана, марганца, ванадия, никеля, меди, цинка, кобальта, свинца и других компонентов имеют определенную связь с их концентрацией в органическом веществе и нефтях. Сходство конфигурации полей концентраций микроэлементов в организмах и нефтях привело указанных авторов к выводу, что изменение концентрации большинства элементов в нефтях связано с изменением концентрации микроэлементов в организмах, являющихся основным их источником в нефтях. Литогенная эволюция органических и минеральных соединений такова, что, как и на всех стадиях литогенеза, микроэлементы находятся в постоянной парагенетической связи с органическим (живым и fossilized) веществом, причем корни этого парагенезиса уходят в ранние этапы литогенеза как свидетели органического (осадочно-миграционного) происхождения нефти.

Источники микроэлементов в водах нефтегазоносных бассейнов разнообразны – это исходные воды морских бассейнов осадконакопления, осадочные породы, живое и fossilized органическое вещество,

наконец, готовые нефти в залежах. Все они имеют аномальные концентрации определенных микроэлементов по сравнению с таковыми в водах. Однако весьма многочисленны и факторы, приводящие к обогащению вод нефтегазоносных бассейнов микроэлементами: их химические свойства (растворимость соединений), рН и Eh вод, их минерализация, ионно-солевой и газовый состав, ВРОВ и др. Действие этих факторов, тесно переплетающихся и накладывающихся одно на другое, подчас затрудняет правильное решение вопроса об источниках микроэлементов в водах бассейнов. Поэтому при поисково-геохимической интерпретации материалов предполагается тщательный учет всех основных факторов, приводящих к региональным и локальным закономерностям распределения микроэлементов в водах.

В историческом плане развития нефтегазоносных бассейнов факторы обогащения и миграции микроэлементов в водах можно разделить на первичные, действующие до накопления углеводородов в ловушках, и вторичные, связанные исключительно с активным влиянием сформировавшихся залежей углеводородов на ход и характер геохимических процессов, а также на геохимический облик вод бассейнов.

Первичные (региональные) факторы миграции микроэлементов – это факторы, действующие на различных стадиях преобразования осадочных толщ бассейнов и подготовивших геолого-геохимические условия для нефтеобразования и нефтенакпления и соответственно для проявления вторичных факторов, к числу которых, кроме наличия залежей нефти и газа, можно отнести также тектонический и геотермальный (разломы, геотермические аномалии).

Микрокомпонентный состав вод представляет собой наименее изученную часть геохимической системы применительно к литогенезу. В то же время многочисленные работы в области геохимии ландшафта и рудной геохимии показывают, что микроэлементы (металлы) – весьма чувствительные индикаторы всевозможных изменений условий среды. Существует довольно четкая связь между интенсивностью денудации на водосборных площадях и составом осадков в седиментационных бассейнах, причем, несмотря на наличие как морских, так и континентальных условий осадконакопления, процессы миграции микроэлементов на водосборных площадях подчиняются единому комплексу ландшафтно-климатических и структурно-тектонических факторов. Анализ механической и химической денудации водосборов Сибири и Причерноморья позволил В. П. Казаринову [15] сделать вывод о том, что сглаживание рельефа приводит к усилению химической денудации и ослаблению химического выветривания. Н. М. Страхов считает, что с увеличением расчлененности рельефа возрастает как химическая, так и механическая денудация.

В Западно-Сибирском мегабассейне, как показал В. М. Матусевич, на континентальном этапе его развития в дифференциации микроэлементов в водах (кайнозойский бассейн) отмечаются две основные закономерности: 1) отражение состава пород и металлогении областей денудации в комплексах микроэлементов вод краевых частей мегабассейна и 2) уменьшение содержания большинства микроэлементов по направлению к центру мегабассейна, связанное с постепенным уменьшением доли водной миграции в общем балансе переносимого материала. Это находится в соответствии с общей закономерностью преобладания механической (взвеси, кластический материал, сорбированный комплекс) и коллоидной (металлоорганические комплексы) форм переноса металлов над ионной.

Масштабы переноса микроэлементов в водных растворах должны особенно уменьшаться в процессе морской седиментации, поскольку материковые пресные воды при своем смешении с морскими (устья рек и т.п.) попадают в совершенно новые условия, встречая на своем пути геохимические барьеры (щелочной, солевой, биогеохимический и др.). Все это приводит к осаждению металлов из водных растворов, а также к перемещению части элементов из минеральной части осадочного материала в органическую и накоплению их в осадках, наиболее богатых органическим веществом.

На стадии диагенеза, как уже отмечалось, развиваются восстановительные процессы, приводящие к десульфатизации захороняемых в осадке морских вод и к формированию аутигенных минералов – пирита, сидерита, глауконита и др. Все это значительно затрудняет миграцию микроэлементов в водных растворах.

Активное передвижение микроэлементов в водных растворах начинается на стадии начального катагенеза. Микроэлементы обычно концентрируются в глинистом материале и органическом веществе осадков, склонных к образованию ассоциаций друг с другом. В процессе уплотнения осадков и отжатия седиментационных вод из глин в коллекторы происходит увеличение содержания микроэлементов в водах. Изучение З. В. Пушкиной осадков Каспийского моря показало, что в поровых водах отложений на глубине 300 м по сравнению с глубиной 9 м содержание меди и серебра увеличивается в 50, свинца в 75 и висмута в 138 раз. Подвижность микроэлементов в данном случае возрастает и в результате перестройки анионного состава поровых вод. Биохимическая сульфат-редукция в условиях восстановительной щелочной среды приводит к исчезновению сульфат-иона и появлению диссоциированного сероводорода – гидросульфида (HS^-). Растворимость же гидросульфидов многих металлов, в том числе и бария, значительно возрастает. Таким образом, на поздних стадиях диагенеза преодолевается восстановительный барьер и значительная часть металлов попадает в водоносные породы [15].

Более глубокая перестройка органоминеральной части пород на стадиях катагенеза (гидрослюдизация, каолинитизация, реакции преобразования рассеянного органического вещества и др.) приводит к дальнейшему накоплению микроэлементов в водах нефтегазоносных бассейнов, несмотря на восстановительные условия, в общем неблагоприятные для миграции большинства редких и рассеянных элементов. Однако это относится к ионной форме миграции микроэлементов. В водах бассейнов миграция их происходит в сложных органоминеральных комплексах. Органическое вещество здесь является главной потенциал-задающей системой, формирующей резко восстановительную обстановку. По данным Н. С. Скрипченко, энергичными восстановителями являются органические кислоты (щавелевая, аскорбиновая и др.). Несмотря на то, что атомы углерода имеют в них большую валентность, чем в молекуле метана, Eh органических кислот часто более низкий. При наличии потенциал-задающей системы органических кислот растворимость металлов определяется наличием комплексообразователей (BPOB , HS^- , HCO_3^-). Как уже отмечалось, благоприятным фактором в условиях восстановительной обстановки нефтегазоносных бассейнов является наличие диссоциированного (HS^-), а не свободного (H_2S) сероводорода, поскольку последний осаждает металлы из раствора в виде сульфидов. В. И. Смирнов и другие исследователи, ссылаясь на данные Д. Хемми, Х. Бернса, В. Тредвелла, приводят ряд соединений, участвующих в переносе металлов щелочными термами – $\text{Pb}(\text{HS})_2$, $\text{Pb}(\text{HS})_3$, $\text{Zn}(\text{HS})_2$, AgHS . Даже барий способен мигрировать в сернистых соединениях в виде $\text{Ba}(\text{HS})_2$. Ф. Гордон Смит отмечает, что в определенном интервале pH основными носителями рудного металла в растворе могут быть различные гидросульфидные комплексные ионы. В виде сложных гидрокарбонатных соединений могут мигрировать в восстановительных условиях ртуть, свинец, медь, цинк, серебро и др. [15].

Парагенетическая связь микроэлементов с органическим веществом доказана экспериментально и описана в работах Ю.Ю. Бугельского, В. М. Швеца, М. Беннета и др. Это – наличие «сэндвич-связи» в молекуле ферроцена $\text{Fe}(\text{C}_5\text{H}_5)_2$, ароматические соединения металлов, порфириновые комплексы с железом, никелем, ванадием и другими металлами, йодорганические, броморганические комплексы, а также органические соединения йода и брома с ковалентными связями.

Таким образом, к началу нефтегазообразования и нефтегазонакопления рассмотренные выше региональные факторы приводят к созданию благоприятных условий для накопления в водах микроэлементов и их миграции в литосферных водах бассейнов. Особенно активизируются процессы массопереноса вещества в водах в геотермозонах, соответствующих главной стадии нефтеобразования, когда происходит одновременная глубокая трансформация и минеральной и органической составляющих оса-

дочных отложений бассейнов. Это хорошо иллюстрируется закономерностями распределения металлов в водах различных нефтегазоносных бассейнов.

Региональная закономерность в распределении микроэлементов – повышение их содержания в водах с глубиной – как известно, представляет собой интегральный показатель геохимических преобразований, происходящих в недрах нефтегазоносных бассейнов, важнейшим фактором которых является повышение пластовой температуры. В нефтегазоносных бассейнах температура по разрезу отложений изменяется в пределах (без учета локальных аномалий) от 20-30 до 120-180 °С. В соответствии с этим наблюдается и увеличение концентраций микроэлементов в водах (табл. 11).

Таблица 11

Изменение среднего содержания микроэлементов, мкг/л, в водах Западно-Сибирского мегабассейна в зависимости от температуры вод

Микроэлементы	Температура, °С			
	50	50-80	80-100	100-120
Ванадий	1,3	10,9	22,4	32,3
Марганец	278,0	333,0	841,0	1113,0
Кобальт	3,4	7,9	12,1	36,9
Никель	24,5	25,0	97,2	115,5
Медь	1,1	12,1	37,6	98,2
Цинк	53,1	267,4	807,7	1060,0
Германий	Не обн.	3,2	6,6	15,8
Молибден	Не обн.	7,0	12,7	12,2
Серебро	0,5	1,4	2,5	Не обн.
Олово	1,8	1,3	1,0	1,7
Ртуть	Не обн.	5,2	6,8	Не обн.
Свинец	1,1	8,3	11,8	10,5

Подобно органическим кислотам и другим компонентам ВРОВ, распределение микроэлементов в водах нефтегазоносных бассейнов зависит от стадийности нефтеобразования. Главная стадия нефтеобразования представляет собой глубокую структурно-минералогическую трансформацию органических веществ и пород и характеризуется как зона максимального обогащения вод микроэлементами и ВРОВ. Это подтверждается расположением концентрационного максимума микроэлементов и ВРОВ в различных бассейнах на глубинах от 1 до 4 км в зависимости от расположения интервалов глубин, соответствующих главной фазе нефтеобразования.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите основные элементы ВРОВ. Каковы их процентные соотношения?
2. За счет каких процессов происходит первичное обогащение подземных вод органическим веществом?
3. Объясните связь органических кислот с гидрокарбонат-ионом.
4. Связь органических кислот и фенолов со стадийностью нефтеобразования.
5. Особенности распределения ароматических углеводородов в подземных водах.
6. Какие микроэлементы мигрируют в восстановительных условиях?
7. Региональные закономерности распределения микроэлементов в НГБ.

Глава 3. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ, СОХРАНЕНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Процессы генерации, миграции, аккумуляции, рассеяния и деструкции УВ от начала до конца проходят в среде, весьма важным компонентом которой являются литосферные водные растворы. Роль последних, как фактора, созидающего и разрушающего скопления нефти и газа, чрезвычайно велика и иногда может считаться решающей. Продукты разрушения скоплений нефти и газа становятся компонентами 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 [7,8].

3.1. Условия миграции и аккумуляции нефти и газа

При рассмотрении данного вопроса следует выделять активную и пассивную роль условий в этих 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. Но пассивность среды можно принять только условно, т.к. она может действовать и в качестве, например, химического реагента. Активная роль гидрогеологических условий в нефтегазонакоплении выражается в том, что литосферные растворы выступают как транспортирующий (иногда удерживающий) агент, определяющий миграцию нефти и газа, а следовательно, и их аккумуляцию.

В табл. 12 приведены взгляды разных авторов на роль вод в миграции углеводородов.

Практически всеобщее признание сейчас имеет представление о седиментогенности (талассогенности) литосферных водных растворов, образующих среду нефтегазообразования и нефтегазонакопления. При этом к седиментогенным растворам примыкают также литогенные, возникающие главным образом при дегидратации глинистых минералов.

В качестве вместилиц представляются в основном эксфильтрационные гидрогеодинамические системы, включая также термодегидратационные, в которых создание напора в водоносных коллекторах обуславливается преимущественно проявлением дегидратационных вод, выделяющихся из минералов под влиянием повышенной температуры (100-150 °С).

Представления о механизме миграции УВ
в водонасыщенных толщах пород (по С.П. Максимова, Н.А. Еременко,
В.Ф. Симоненко, 1988, 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, 1947 г. Н.Б. Вассоевич, 1954 г.; У.Б. Рассел, 1958 г. А.А. Карцев, 1963 г. Л.А. Польштер, Е.И. Парнов и др., 1967 г.; А.Е. Гуревич, 1969 г., С.Г. Неручев, 1969 г. А.Э. Конторович, 1970 г.; И.В. Высоцкий, 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.; Д.Ж. 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. Валуконис, 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, поверхностных сил минеральных систем	Структурные изменения воды, перепад давления (ситовой эффект)
Д.Ж. Мунн, 1909 г.; Д.Ж. Рич, 1921 г.; И.М. Губкин, 1937 г.; Ван-Тайл и др., 1948 г.; А.А. Трофимук, В.С. Вышенирский, А.Э. Конторович, 1977 г.	Водонефтяные эмульсии	Поверхностных сил минеральных систем	Эффект гравитации, всплывание к водоупору
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

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 органическим 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, неясны 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. По подсчетам, 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 «микропор», т.е. поровых каналов с малым диаметром (менее 1 мкм), в пределах которых воды, имеющие свойства «микропоровых растворов», обладают аномально высокой растворяющей способностью; так, при общей пористости песчаников около 20 % радиусы поровых каналов обычно менее 1 мкм. Во-вторых, 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 развиты представления о квазистационарном эмульгировании УВ при наличии двух фаз и перемещений 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.

Аккумуляция УВ происходит преимущественно (во всяком случае, при первичной миграции) в эксфильтрационных водонапорных системах. 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. гл. 5), 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.

Распространение сейсмических колебаний на тысячи километров должно обеспечивать латеральную миграцию УВ (в виде пульсирующего и многоэтапного процесса) на всем протяжении развития коллекторов. 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 водоуглеводородных потоков. Таким образом, влияние сейсмотектонических 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 разобранный 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. Суриса, 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. прибав-

ляясь 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 сейсмотектонических 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 [6, 7, 8, 27 и др.].

3.2. Условия разрушения 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 нефтеводяного или газовадяного контакта. В.П. Савченко и М. Хабберт показали, что горизонтальное положение газовадяных и нефтеводяных контактов есть лишь частный случай, возможный при полной неподвижности вод.

По М. Хабберту зависимость наклона поверхности нефтеводяного (или газовадяного) контакта от гидравлического уклона описывается выражением:

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{\rho_a}{\rho_a - \rho_i} \frac{dh}{dl} = \frac{dz}{dx} \quad (3.1),$$

где θ – угол между поверхностью нефтеводяного контакта и горизонтальной плоскостью; dz/dx – наклон поверхности нефтеводяного контакта; dh/dl – наклон пьезометрической поверхности (гидравлический уклон); ρ_a , ρ_n – плотность соответственно воды и нефти (подставив вместо ρ_n плотность газа ρ_g , получим соответствующее выражение для газовадяного контакта).

Зависимость (3.1) наглядно иллюстрируется схемой на рис.8.

Формулу (3.1) можно заменить выражением:

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{\rho_a}{\rho_a - \rho_i} i \quad (3.2),$$

где i – гидравлический уклон.

Таким образом, наклон поверхности нефтеводяного (газовадяного) контакта прямо пропорционален гидравлическому уклону и зависит также от соотношения плотностей контактирующих жидкостей (так называемый коэффициент усиления).

Как видно из рис. 9, для тяжелых (более плотных) нефтей наклон нефтеводяного контакта гораздо больше, чем для легких (менее плотных) нефтей и газов.

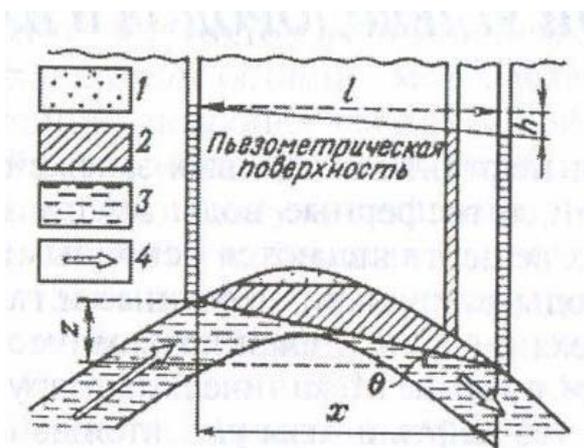


Рис. 8. Схема зависимости между наклоном нефтеводяного контакта и пьезометрической поверхностью (по А.И. Леворсену, с изменениями): 1 – газ, 2 – нефть, 3 – вода, 4 – направление движения воды

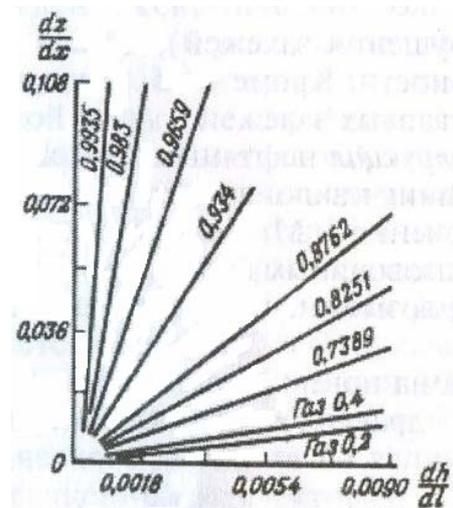


Рис. 9. Зависимости углов наклона нефтеводяного контакта от гидравлических уклонов и плотности нефти и газов (по А.И. Леворсену, с изменениями). Шифр кривых – плотность нефтей и газов

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 (3.2), для газовой залежи получим:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{1}{1 - 0,001}$$

Плотностью газа (в этом случае), как величиной значительно более высокого порядка малости по сравнению с величиной $p_в$, можно пренебречь, тогда:

$$\operatorname{tg} \theta_{\bar{a}} = i \quad (3.3).$$

Подставляя в формулу (3.2) значение $p_n = 0,8$, для нефтяной залежи получим:

$$\operatorname{tg} \theta_i = 5i \quad (3.4).$$

Следовательно, при выбранных величинах p_n и $p_г$ 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 2-3).

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 (3.3) и (3.4), можно ориентировочно подсчитать (табл. 13) минимальные углы падения и максимальные величины гидравлических уклонов, при которых газовые и нефтяные залежи еще не будут унесены движущимися водами и, следовательно, будут существовать (по данным Д. А. Назарова и Б. С. Черноброва, при $\alpha > 2\theta$ в ряде районов Предкавказья нефтяных залежей в ловушках нет).

Из табл. 13 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.

Минимальные значения углов падения пластов при сохранении залежей газа и нефти от полного вымывания ($p_v=1$, $p_n=0,8$, $p_r=0,001$)

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°

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. Наи-

большому 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: $\text{CH}_4 + \text{MeSO}_4 \longrightarrow \text{HCO}_2 + \text{MeS} + 2\text{H}_2\text{O}$.

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 нефтяные 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 играет 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.

3.3. 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 субаквальной 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 монт-мориллоните). Именно эти воды и формирующиеся 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 главным образом связаны уже 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, неблагоприятны. При гипергенезе преобладают процессы инфильтрации вод в осадочную толщу из внешних геосфер (в отличие от эксфильтрации вод для всех рассмотренных стадий) – они понижают температуру, приносят 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.

Вопросы для самоконтроля

1. Какую роль играют подземные воды в первичной миграции УВ?
2. Назовите факторы водной миграции УВ внутри коллекторов.
3. Как Вы представляете механизм разделения УВ и подземных вод в пласте?
4. Какую роль играют подземные воды в разрушении залежей УВ?
5. Сформулируйте условия сохранения залежей от механического разрушения.
6. Как влияет химический и газовый состав подземных вод на разрушение залежей?

Глава 4. РЕЗЕРВУАРЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

4.1. Структурно-гидрогеологические подразделения

Понятие «подземный водный резервуар» (ПВР) тесно связано со структурно-гидрогеологическими подразделениями, поскольку ранее, да и сейчас, многими исследователями ПВР называется «гидрогеологическая структура». Последний термин имеет несколько толкований: например, «природный резервуар, заполненный водами» - синоним термина «гидрогеологический район». Гидрогеологическая классификация геологоструктурных элементов разработана Н. К. Игнатовичем: 1) по степени закрытости: а) раскрытая, б) частично раскрытая (полузакрытая) и в) закрытая (слабораскрытая); 2) по степени проточности: а) проточная, б) частично проточная (полупроточная) и в) непроточная (слабопроточная); 3) по степени промытости: а) промытая, б) частично промытая (промыываемая) и в) непромытая (слабопромытая). Наиболее логичным является определение, данное Е. В. Пиннекером [23], исходящее из существа геологической структуры в понимании тектонистов и базирующееся на распределении подземных вод в зависимости от водно-коллекторских свойств вмещающих пород.

Как видно из классификации (рис. 10), геологическое пространство, заполненное подземными водами, разделяется на простые и сложные геологические тела. Простое тело является структурным элементом гидрогеологической структуры, а сочетание одинаковых или различных структурных элементов представляет собой гидрогеологическую структуру.

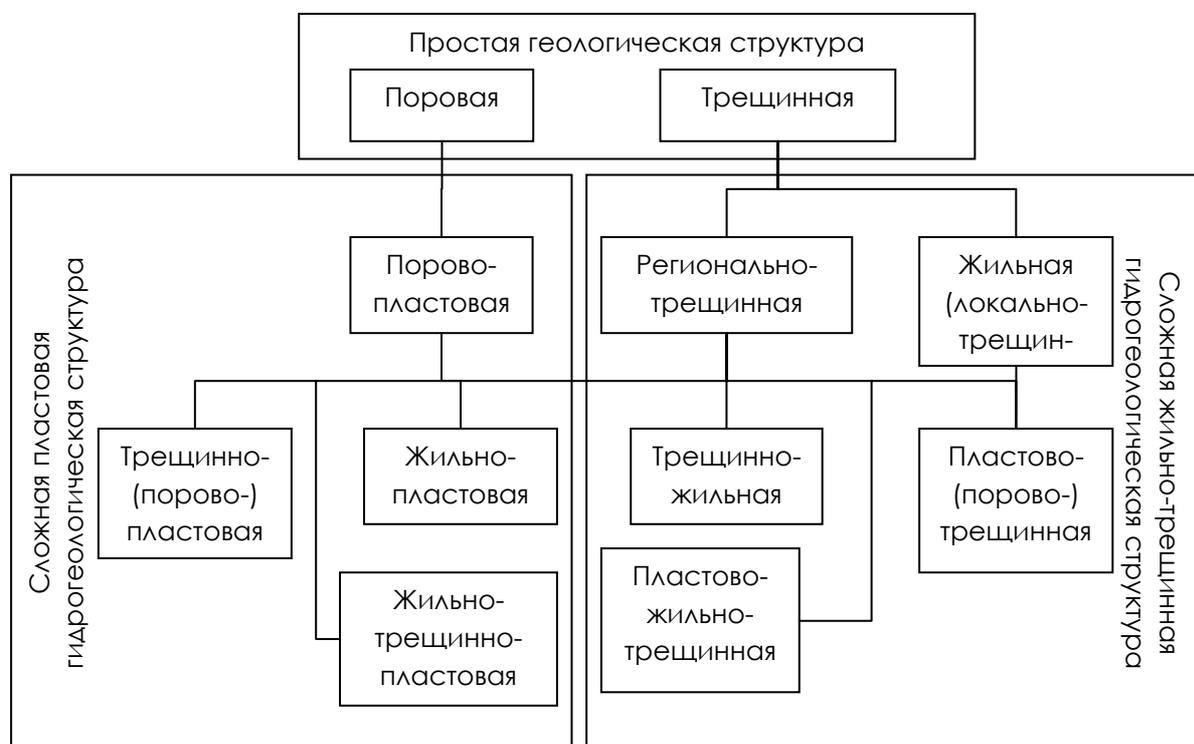


Рис. 10. Структурно-гидрогеологические подразделения по Е. В. Пиннекеру

Структурным элементом является элементарное геологическое пространство, заполненное водой, т.е. это может быть п о р а или т р е щ и н а . Они образуют два простых вида гидрогеологических структур: поровую и трещинную. Все структурные элементы сложной гидрогеологической структуры объединяются в два основных типа гидрогеологической структуры – пластовую и жильно-трещинную.

4.2. Основные типы подземных водных резервуаров (ПВР)

На протяжении многих лет традиционным при разграничении ПВР являлся учет этажного строения верхней части земной коры с выделением в пределах платформ и складчатых областей фундамента и чехла. В соответствии с этим также традиционным стало выделение двух основных типов природных резервуаров, заполненных водой: артезианских бассейнов и гидрогеологических массивов. Впоследствии В.А. Кирюхиным в дополнение к ним выделены вулканогенные бассейны [10].

Артезианский бассейн приурочен к погружению, состоит из фундамента и залегающего на нем платформенного чехла, вмещает разнообразные пластовые воды: артезианские и грунтовые – в чехле, трещинные – в фундаменте.

Вулканогенный бассейн сложен вулканогенными породами, которые перекрывают структуры артезианских бассейнов и гидрогеологических массивов, и характеризуется распространением трещинных и лавовых вод, разнообразными и сложными гидрогеологическими условиями.

Гидрогеологический массив представляет собой выход пород фундамента на поверхность (он может быть перекрыт четвертичными отложениями) с преобладающим развитием трещинных вод, нередко тесно связанных с грунтовыми водами четвертичных отложений.

Некоторые гидрогеологи (А. М. Овчинников, А. А. Карцев, Е. В. Пиннекер, В. М. Матусевич и др.) выделяют только «гидрогеологический бассейн», избегая терминов «артезианский бассейн» и «гидрогеологический массив». Последний мы вслед за этими исследователями называем бассейном трещинных вод, а выделение и характеристика геогидродинамических систем, как увидим далее, не оставляют места для термина «артезианский бассейн». При этом понятие «артезианские воды» мы оставляем в традиционном его значении.

Систематизация подземных водных резервуаров этими исследователями и нами проводится по двум классификационным признакам: условиям залегания и условиям движения подземных вод. Эти два признака могут быть независимыми друг от друга, но могут быть и во взаимосвязи и взаимообусловленности.

Под условиями залегания подземных вод понимается морфология их скопления, форма нахождения в литосфере. Условия движения зависят от

комплекса вызывающих их факторов. Они могут быть весьма различными в зависимости от гидродинамических и других условий.

По условиям залегания наиболее крупные скопления вод в земной коре (резервуары I порядка) можно называть гидрогеологическими бассейнами. В случае проявления совокупности гидрогеологических бассейнов I порядка в плане и разрезе эта совокупность нами называется мегабассейном (например, Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Приуральский и др.). Мегабассейн как надпорядковый элемент имеет определенную аналогию с артезианской областью Н.И. Толстихина, И.К. Зайцева, В.А. Кирюхина и др.

По условиям движения подземных вод в бассейнах выделяются геогидродинамические системы. По А. А. Карцеву и С. Б. Вагину [7,8], под геогидродинамической системой понимается система литосферных вод вместе с вмещающими их пластами и трещинными зонами, характеризующаяся общими (сходными) условиями возникновения движения вод. Ниже рассмотрим классификации и краткую характеристику гидрогеологических бассейнов и геогидродинамических систем.

4.2.1. Гидрогеологические бассейны

В соответствии с принципом бинальности [20] при классификации геологических объектов и исходя из основных структурно-гидрогеологических элементов: пора (пласт) - трещина, гидрогеологические бассейны территории суши подразделяются на бассейны трещинных и трещинно-жильных вод (в нефтепромысловой классификации подземных вод трещинно-жильные воды называются тектоническими) и бассейны пластовых вод.

Среди бассейнов пластовых вод выделяются бассейны стока грунтовых и субнапорных вод и бассейны напорных вод. Бассейны трещинных и трещинно-жильных вод в соответствии с двумя основными генетическими типами делятся на две группы бассейнов: бассейны стока грунтовых и субнапорных вод региональной трещиноватости и бассейны напорных вод локальной трещиноватости (рис. 11).

Бассейны пластовых вод обычно приурочены к крупным впадинам (прогибам), выполненным преимущественно осадочными породами, залегающими на породах фундамента, представленными перемежающимися водоносными и водоупорными пластами. В разрезе бассейна могут быть выделены водоносные горизонты, гидрогеологические комплексы и гидрогеологические этажи. В отдельных случаях может иметь место этажное залегание самостоятельных наложенных гидрогеологических бассейнов. Скопления вод здесь связаны преимущественно с порово-пластовыми структурами, однако в глубоких литифицированных осадочных отложениях и эффузивах могут встречаться наряду с порово-пластовыми и трещинно-жильные воды, чаще всего локального характера.



Рис. 11. Схема классификации гидрогеологических бассейнов для территории суши

В верхней части бассейнов пластовых вод обычно располагается современная водообменная система бассейнов стока грунтовых и субнапорных вод, охватывающая отложения от четвертичного до мелового и даже юрского возраста. Эта водообменная система, в частности, в пределах Западно-Сибирского мегабассейна рассматривается в ранге гидрогеологического бассейна. Бассейны пластовых вод располагаются, как правило, на равнинах платформ и плит, а также в предгорных и межгорных впадинах. Они часто традиционно называются артезианскими бассейнами, однако механизмом артезианского движения подземных вод далеко не исчерпывается все многообразие гидродинамических особенностей пластовых бассейнов, особенно в погруженных частях, и поэтому термин "артезианский бассейн" правильно употреблять применительно к довольно узким гидрогеологическим условиям. Как увидим далее, в пределах бассейнов пластовых вод могут быть развиты самые разнообразные геогидродинамические системы в сложном их взаимодействии.

Бассейны трещинных и трещинно-жильных вод могут быть связаны как с положительными (купольными), так и с отрицательными (впадинными) формами. В первом случае это складчатые области и щиты, во втором – прогнутое ложе фундамента бассейна пластовых вод (B_1 и B_2 , рис. 12). Здесь развиты трещинные воды региональной трещиноватости и жильные воды зон разрывных нарушений. В верхней части эти бассейны могут быть прикрыты рыхлыми отложениями с развитыми в них грунтовыми порово-пластовыми водами.

Вулканогенные бассейны мы не выделяем, т.к. классификация бассейнов нами проводится по единому структурному принципу (пора-трещина), а не по типу горных пород. Поэтому вулканогенные бассейны попадают в бассейны трещинно-жильных вод.

4.2.2. Геогидродинамические системы

Среди геогидродинамических систем С. Б. Вагиным и А. А. Карцевым выделяются системы грунтовых вод и системы напорных вод (водонапорные системы).

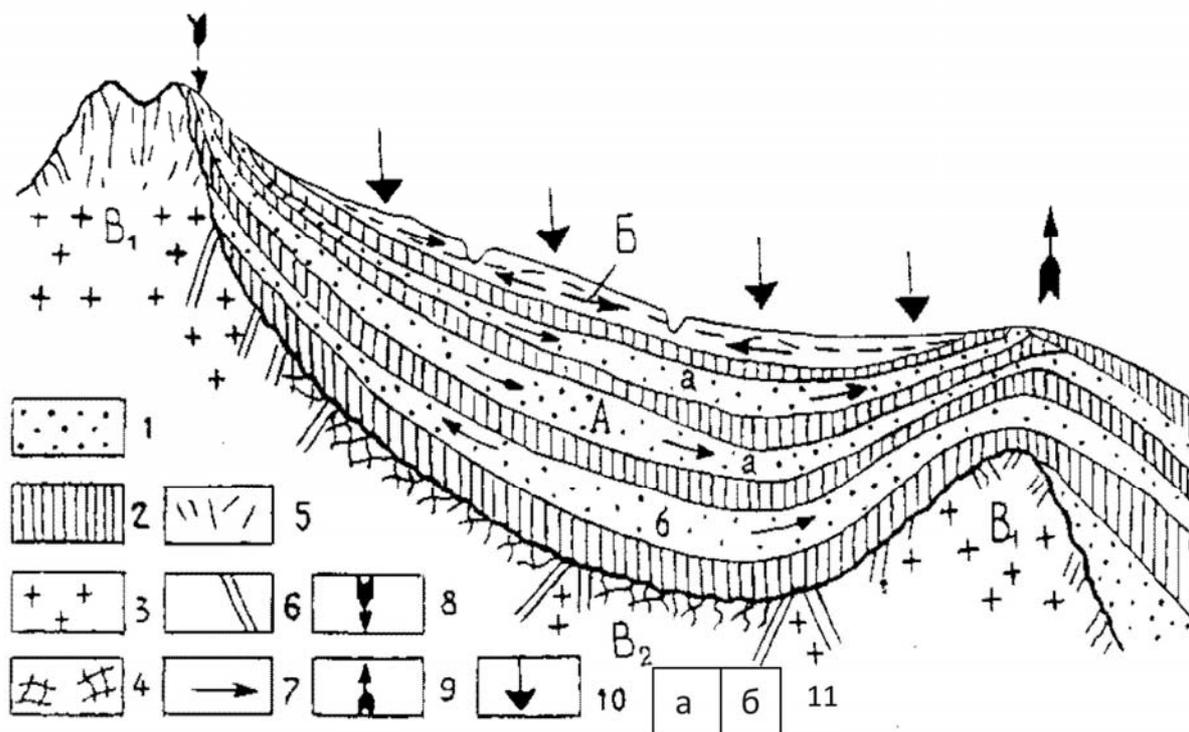


Рис. 12. Схема геогидрологического бассейна

(по С. Б. Вагину, с дополнениями и изменениями В. М. Матусевича):
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 артезианских вод; 10 – рассредоточенное инфильтрационное питание бассейнов стока; А – бассейн пластовых вод; Б – бассейны стока грунтовых и субнапорных вод; В – бассейн трещинных и трещинно-жильных вод; В₁ – купольных форм, В₂ – прогнутого ложа фундамента; 11 – природные водонапорные системы: а – инфильтрационная, б – элизионная

Водонапорные системы в свою очередь на втором иерархическом уровне классификации делятся на инфильтрационные и эксфильтрационные (элизионные). Элизионные водонапорные системы на третьем уровне подразделяются на геостатические (литостатические), геодинамические и термогидратационные. Взяв за основу классификацию С. Б. Вагина и А. А. Карцева, мы сочли необходимым внести в нее некоторые дополнения и изменения (рис. 13).

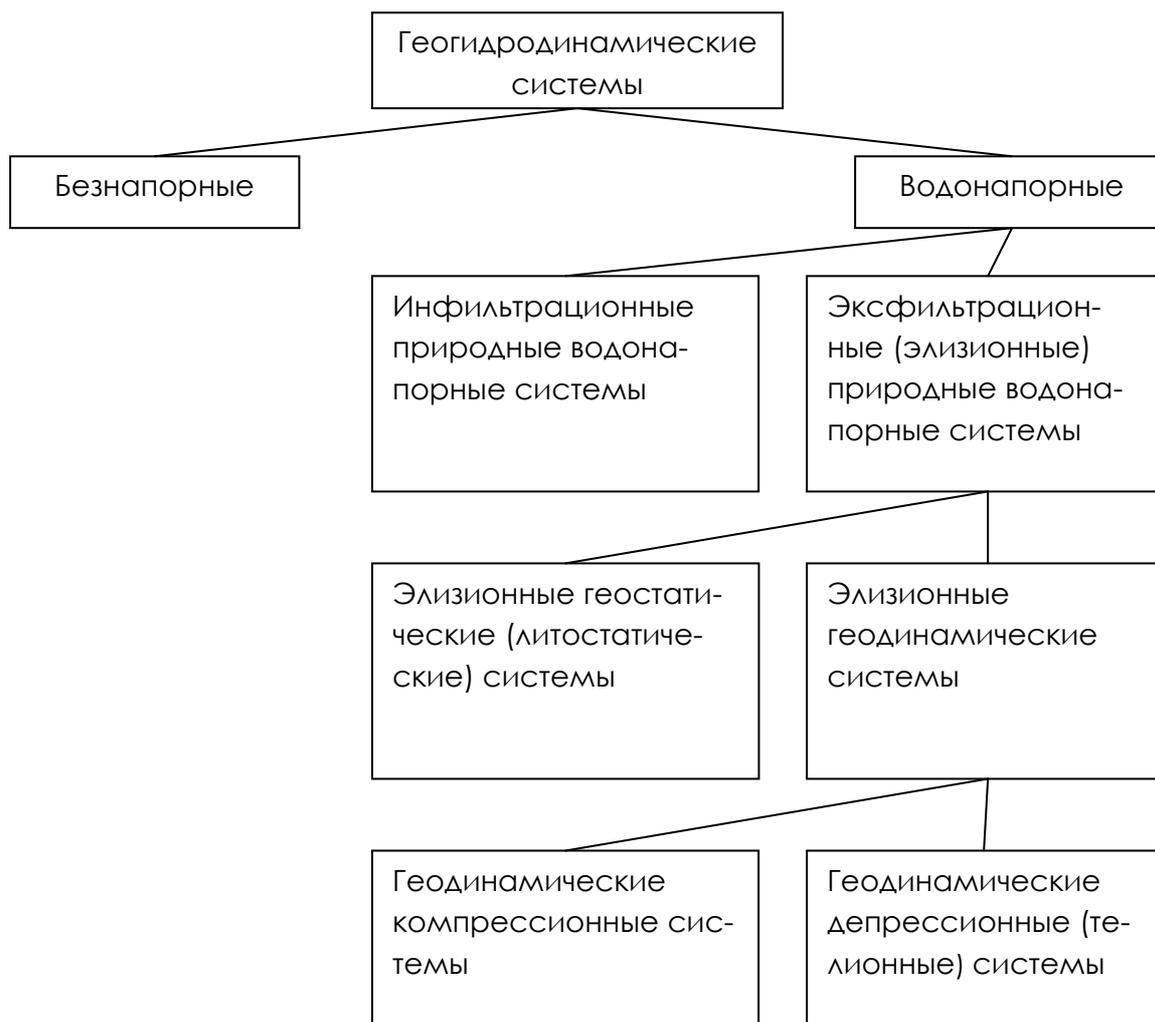


Рис. 13. Схема классификации геогидродинамических систем (по С. Б. Вагину, А. А. Карцеву, с дополнениями и изменениями В. М. Матусевича)

Вместо трех элизионных водонапорных систем мы выделяем только две, опуская термогидратационную, поскольку она, по нашему мнению, может иметь место как в литостатических, так и в геодинамических элизионных водонапорных системах. В дополнение к классификационной схеме С. Б. Вагина нами выделен четвертый уровень классификации с разделением элизионных геодинамических систем на компрессионные и депрессионные.

Геогидродинамические безнапорные системы приурочены к верхней части литосферы. Водонапорные инфильтрационные системы (рис.14) имеют напор подземных вод исключительно гидростатической природы, т.е. он возникает в результате инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод под действием гидростатической нагрузки. Таким образом, в любой точке водоносного (нефтеносного) пласта пластовые давления равны гидростатическим и их величину можно определить по формуле $P = H \cdot \rho$, где H – пьезометрический напор; ρ – плотность жидкости. Ин-

фильтрационная система является открытой и имеет все три классических элемента, присущие традиционному артезианскому бассейну: область питания, область напора и область разгрузки.

Таким образом, понятие артезианский бассейн включает в себя только эту систему, отражающую часть гидрогеодинамических свойств гидрогеологических бассейнов. В энергетическом отношении инфильтрационная водонапорная система находится в гравитационном поле.

Природные эксфильтрационные водонапорные системы связаны с движением подземных вод «изнутри наружу» (эксфильтрация). Напор в водоносных (нефтеносных) горизонтах и пластах создается вследствие перетока жидкости из одних пластов (или их частей) в другие без пополнения жидкости извне (рис. 15).

Среди эксфильтрационных водонапорных систем, как уже отмечалось, выделяются элизионная геостатическая (литостатическая) и элизионная геодинамическая (от «элизио» – выжимаю, выдавливаю).

Элизионная литостатическая водонапорная система характеризуется созданием напора жидкостей при их выжимании из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично при уплотнении самих коллекторов с выжиманием жидкости из мест с большим давлением в места с меньшим давлением.

Наиболее активно элизионная литостатическая система развивается на элизионных этапах гидрогеологических циклов. На инфильтрационных этапах она подвержена конвергенции за счет поднятия и внедрения инфильтрационных вод и в зависимости от длительности инфильтрационного этапа может сохраняться в различных масштабах как реликт до следующего элизионного этапа. Элизионная система, как правило, закрытая (или полураскрытая) система, которая сообщается с дневной поверхностью только в области разгрузки или не сообщается с ней. Основной формой энергии здесь является потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения пород и выжимания из них вод (нефти). В результате этого в коллекторах формируется избыточное количество жидкости $Q_{изб}$, а приращение давления происходит по закону $\Delta P = Q_{изб} / \beta^* \cdot V_0$, где ΔP – приращение давления, β^* – коэффициент сжимаемости жидкости в водонапорной системе, V_0 – объем. В соответствии с этим в элизионной литостатической водонапорной системе пластовое давление

$$P_{эл} = H \cdot \rho + \Delta P$$

Пластовое давление в этих системах обычно превышает гидростатическое (и истинное, и условное), особенно в наиболее погруженных частях впадин, где оно составляет (1,5-1,8 $P_{гидр}$). Это повышенное давление обычно называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). На самом деле никакой аномалии нет, это нормальное пластовое давление элизионной литостатической водонапорной системы, сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД). С. Б. Вагин предлагает называть его супергидростатическим.

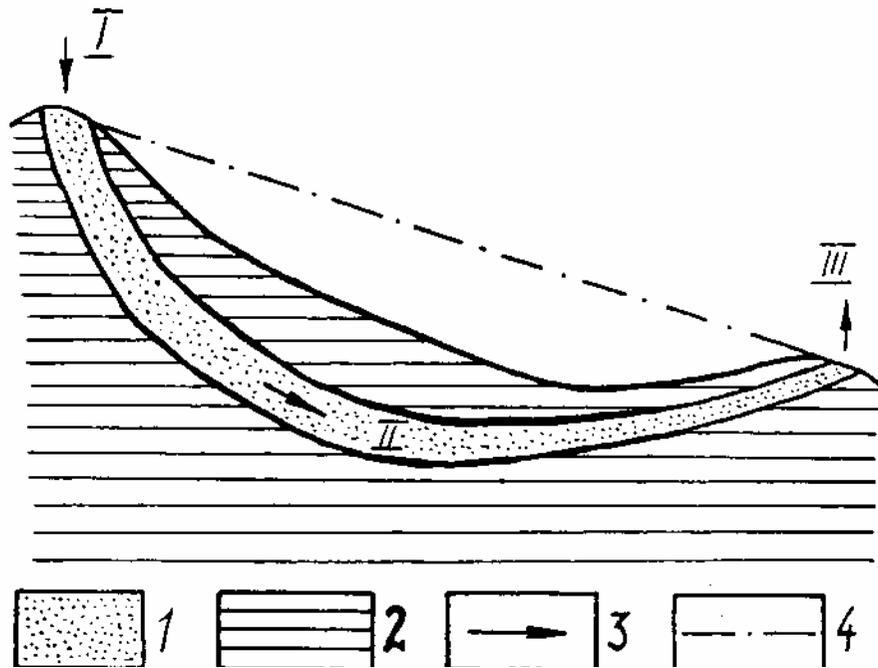


Рис. 14. Схема инфильтрационной водонапорной системы (по С. Б. Вагину):

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

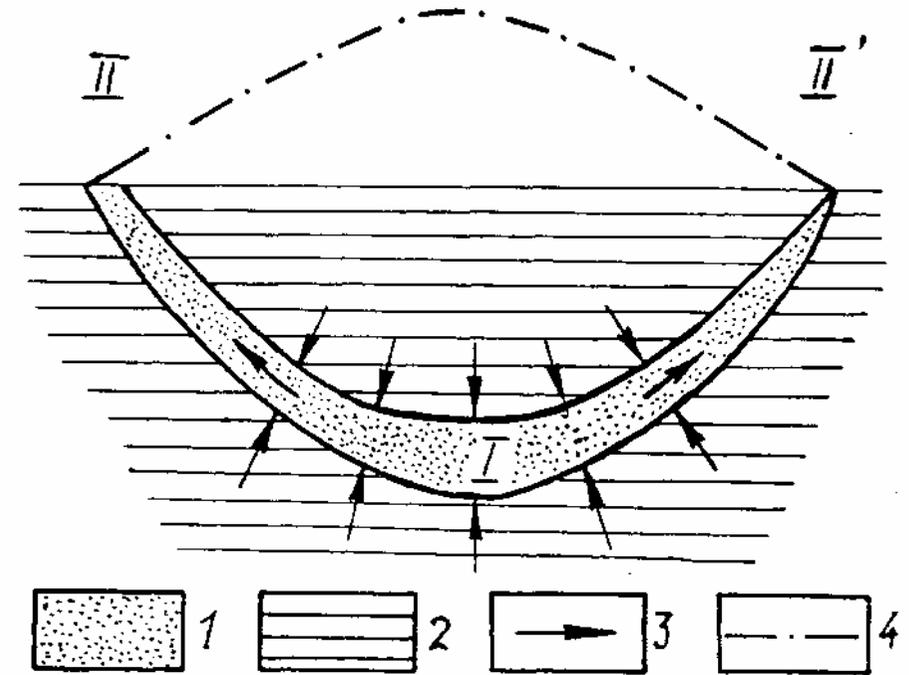


Рис. 15. Схема элизионной геостатической водонапорной системы (по С. Б. Вагину):

Породы: 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

В элизионных геодинамических водонапорных системах напор вод формируется под воздействием геодинамического давления (тектоническое растяжение-сжатие). Обычно считают, что эти системы встречаются главным образом в областях интенсивной складчатости и повышенной сейсмичности (Западно-Таджикская впадина, Предкарпатский прогиб и др.). Однако нашими исследователями в Западно-Сибирском мегабассейне выявлено наличие СГПД геодинамической (рифтогенной) природы, превышающее гидростатическое в 1,8-2,15 раза. Таким образом, реализация тектонических сжатий приводит к формированию геодинамической компрессионной системы с весьма высокими пластовыми давлениями.

Участки же с тектоническим растяжением характеризуются, наоборот, дефицитом пластовых давлений. Впервые по материалам Байкальского рифта давления ниже гидростатических выявлены Ю. И. Яковлевым и Р. Г. Семашевым. Эти системы названы депрессионными (телионными, по А. А. Карцеву). Такие системы выявлены и охарактеризованы впоследствии в Западно-Сибирском мегабассейне (нами совместно с О. В. Бакуевым). Дефицит пластовых давлений от гидростатического здесь варьирует в пределах $0,9-0,3 P_{\text{гидр}}$. Механизм формирования таких водонапорных систем связан с увеличением трещинно-порового объема пород при растяжении (раздвиге) и «засасывании» вод из окружающих пород в эти приразломные участки, что и приводит к резкому уменьшению пластовых давлений ниже уровня условных гидростатических давлений. Такие пластовые давления по аналогии с АВПД не следует называть аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Являясь атрибутом естественного гидродинамического поля, они имеют право именоваться не аномально низкими, а нижегидростатическими пластовыми давлениями (НГПД) или субгидростатическими (по С. Б. Вагину).

Геогидродинамические системы не являются застывшими образованиями. Они развиваются в пространственно-временных измерениях в связи с развитием соответствующих гидрогеологических бассейнов. При этом одни и те же водоносные горизонты и гидрогеологические комплексы могут входить в состав различных природных водонапорных систем. При переходе комплекса из одного этапа гидрогеологического цикла в другой в нем происходит перераспределение давлений. В случае погружения (нечетный этап) возобновляется сжатие глинистых пород и элизионный водообмен.

На инфильтрационных этапах (четный этап) вновь происходит перераспределение пластовых давлений и т.д. Схема гидродинамического развития природных водонапорных систем при переходе от одного гидрогеологического цикла к другому была разработана В. А. Кудряковым (рис.16).

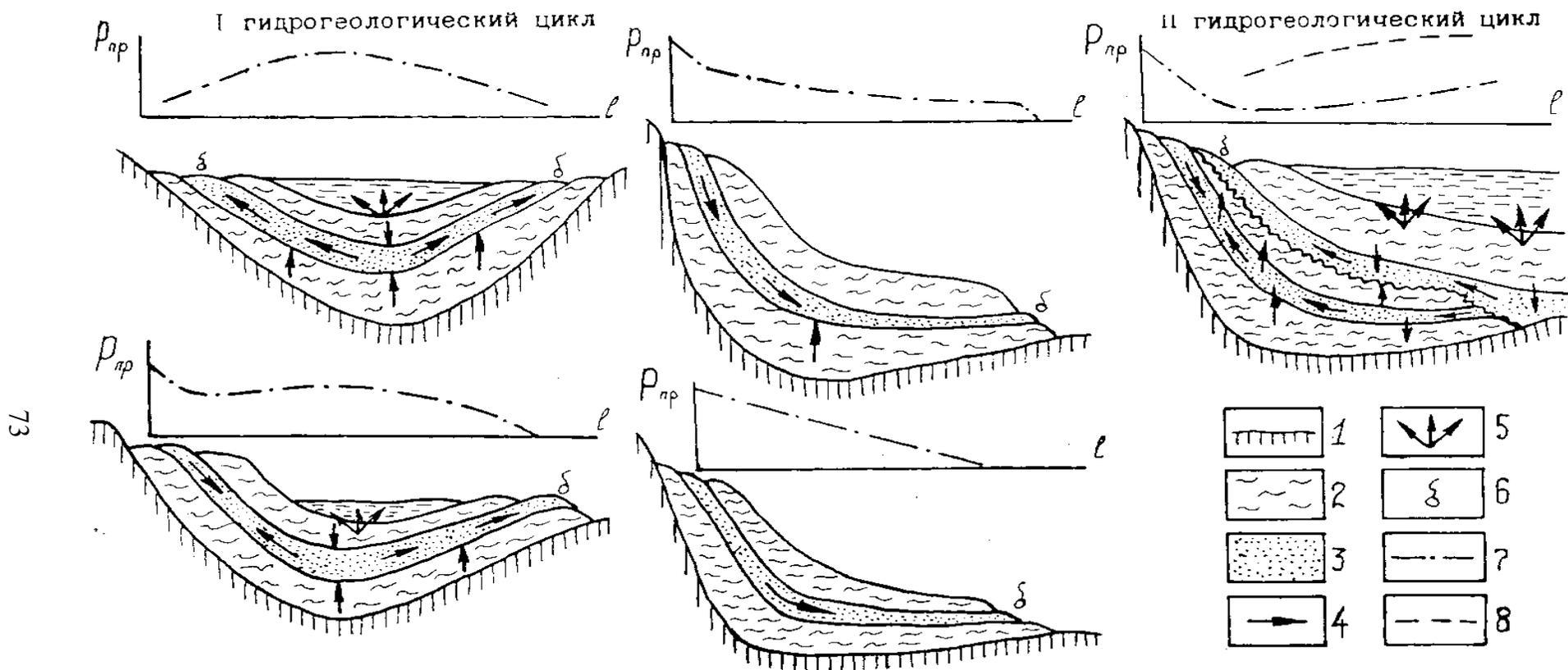


Рис. 16. Схема гидродинамического развития природных водонапорных систем (по В. А. Кудрякову):
 1 – фундамент (ложе бассейна пластовых вод); 2 – глинистые породы; 3 – породы-коллекторы; направление: 4 – движения пластовых вод, 5 – распыленной разгрузки; 7 и 6 – пьезометрические линии соответственно нижнего и верхнего водоносных комплексов; $P_{пр}$ – приведенное давление; l – длина профиля

В гидрогеологических бассейнах могут быть распространены однородные (гомогенные) водоносные системы, например только инфильтрационные, и разнородные (гетерогенные). Примерами гидрогеологических бассейнов с гетерогенными водоносными системами могут служить Западно-Сибирский и Прикаспийский мегабассейны, Азово-Кубанский и Каракумский бассейны.

В Западно-Сибирском мегабассейне элизионная литостатическая водоносная система выявлена в так называемом Западном тектоническом мегаблоке наиболее погруженной части впадины, а инфильтрационная – в Восточном и Юго-Западном (рис. 17).

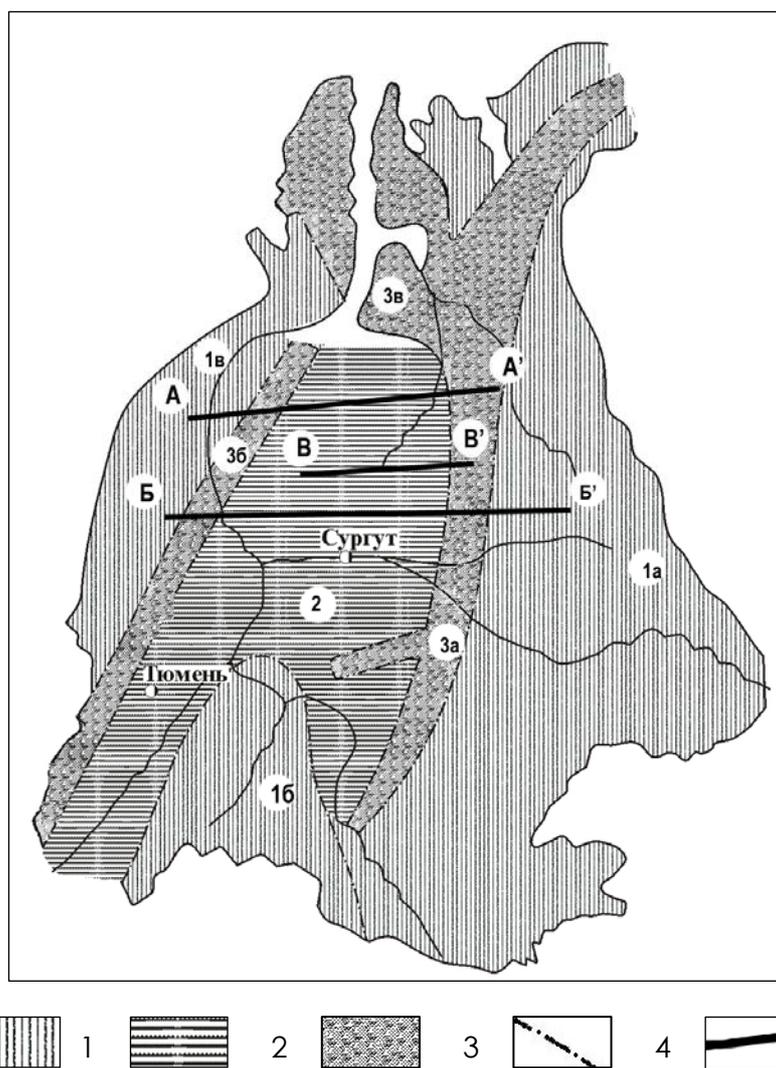


Рис. 17. Водоносные системы и мегаблоки мезозойского бассейна ЗСМБ: 1 – инфильтрационные системы (1а – восточного мегаблока, 1б – юго-западного мегаблока, 1в – приуральского мегаблока); 2 – элизионная литостатическая система западного мегаблока; 3 – элизионные геодинамические системы (3а – Омско-Гыданской структурной зоны, 3б – Восточно-Уральского краевого шва, 3в – Ямало-Гыданских линейментов); 4 – границы водоносных систем; 5 – линии гидрогеологических профилей А-А', Б-Б', В-В'.

С надрифтовыми зонами и разломами (Омско-Гыданская структурная зона, Аганский рифт, Приуральский краевой шов и др.) связаны элизионные геодинамические водонапорные системы компрессионного и депрессионного типов (см. рис. 17).

Вопросы для самоконтроля

1. Понятие о гидрогеологической структуре, ее типы и виды.
2. Назовите основные типы поземных водных резервуаров, их особенности.
3. Что понимается под гидрогеологическим бассейном и геогидродинамической системой?
4. Классификация гидрогеологических бассейнов суши.
5. В чем отличие инфильтрационных и элизионных геогидродинамических систем?
6. Понятие о сверхгидростатических пластовых давлениях, их связь с водонапорными системами.

Глава 5. НЕФТЕГАЗОПОИСКОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Нефтегазопроисковая гидрогеология – раздел гидрогеологии, содержащий информацию о гидрогеологических показателях и гидрогеологических критериях при поисках залежей нефти и газа и о методике поисковых гидрогеологических исследований.

По мнению А.А. Карцева нефтегазопроисковая гидрогеология может обосновать три уровня прогноза перспектив нефтегазоносности: *региональный*, т.е. для целого нефтегазоносного, а также обособленного гидрогеологического этажа (комплекса) бассейна; *зональный* – для нефтегазоносной или возможно нефтеносной зоны, представляющей часть бассейна; *локальный* – для отдельной ловушки, которая может содержать месторождение, или отдельного интервала разреза с ловушками, возможно содержащими залежи углеводородов.

Мы придерживаемся двухуровневой схемы в этом вопросе и выделяем *региональный* и *локальный* прогнозы. Что же касается зонального, то на наш взгляд он, скорее всего, ближе стоит к региональному прогнозу.

Следует согласиться с А.А. Карцевым о выделении *абсолютного* (типа есть–нет) и *сравнительного* (типа больше–меньше) прогнозов. При этом для региональной оценки используется в основном сравнительный прогноз. Вообще региональный прогноз в связи со значительной изученностью многих НГБ в настоящее время может применяться для малоизученных глубоких горизонтов (4-5 км и более) континентальных бассейнов и, главное, для бассейнов морского дна (шельфовые бассейны). Что касается активно изучаемых континентальных НГБ, то наибольшее значение здесь имеет локальный прогноз нефтегазоносности, который в значительной степени базируется на ореолах рассеяния залежей нефти и газа, а также ореолах геохимического влияния залежей нефти и газа.

5.1. Нефтегазопроисковые гидрогеологические показатели

Нефтегазопроисковые гидрогеологические показатели весьма разнообразны. Предложен ряд классификаций таких показателей и схемы их рациональных комплексов [7, 8, 15, 27 и др.].

Практика привела к выводу о том, что наиболее надежны нефтегазопроисковые 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 (K_r), т.е. отношение величины давления (упругости) растворенных газов p_2 к величине давления в водоносном пласте p_6 : $K_r = p_2 / p_6$. Он выражается и через дефицит упругости водорастворенных газов: $\Delta p = p_6 - p_2$.

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 парциальные 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 [7].

Метод прямого определения упругости водорастворенных газов в скважине предложен И.К. Зерчаниновым: он требует замеров газонасыщенности в четырех-пяти точках по стволу скважины.

Рациональный комплекс гидрогеологических показателей нефтегазоносности, 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_2/p_0 ; содержания ($\text{см}^3/\text{л}$, % суммы водорастворенных газов) метана, гомологов метана (сумма), бутанов, пентанов, гексанов, гелия (в нефтегазоносных 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; хлоркальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод по В.А. Сулину (второй – при преобладании натрия среди катионов); йод, бром, хлор-бромное отношение (отрицательный показатель); бор, барий, никель, ванадий, кобальт, молибден, ртуть, германий и другие.

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. 18), основанное на определении фоновых и аномальных концентраций газов (аномальные концентрации в некоторых случаях могут быть и отрицательными по знаку, например, для азота).



Рис.18. Схема расположения водного ореола рассеяния залежи УВ (по В. М. Матусевичу)

Гидрогеологические исследования с нефтегазопроисковыми целями проводятся на различных этапах поисковых работ. В основе всех нефтегазопроисковых гидрогеологических исследований должно лежать гидрогеологическое районирование. При слабой изученности территории оно может частично опираться на общегеологические и орогидрографические данные. Оценка нефтегазоносности дает наилучшие результаты, если при этом рассматривается гидрогеологический бассейн в целом. Изучение и оценка отдельных локальных элементов должна проводиться с учетом их положения в бассейне.

Прогнозы в соответствии с двухуровненностью оценок целесообразно проводить в два этапа: 1) оценка бассейнов и крупных территорий в целом, а также отдельных этажей или комплексов и территорий в пределах бассейна (региональный прогноз); 2) оценка локальных площадей (участков) и интервалов разреза с целью решения вопроса о постановке поискового бурения или переоценки ранее полученных результатов после комплексного анализа водных ореолов рассеяния.

Следует указать, что при прогнозно-рекогносцировочных и, главным образом, при поисково-оценочных исследованиях часть показателей используется также для выявления ловушек нефти и газа.

Важнейшим источником информации для определения нефтегазопоскоковых гидрогеологических показателей служит опробование скважин.

5.2. Водные ореолы рассеяния 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 и другие.

Принципиальная схема водного ореола рассеяния вокруг залежи показана на рис. 18. Наличие ореола может быть представлено в виде выражения $C_1 > C_2$, где C_1 – концентрация рассеиваемого 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. 19, 20) 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).

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.

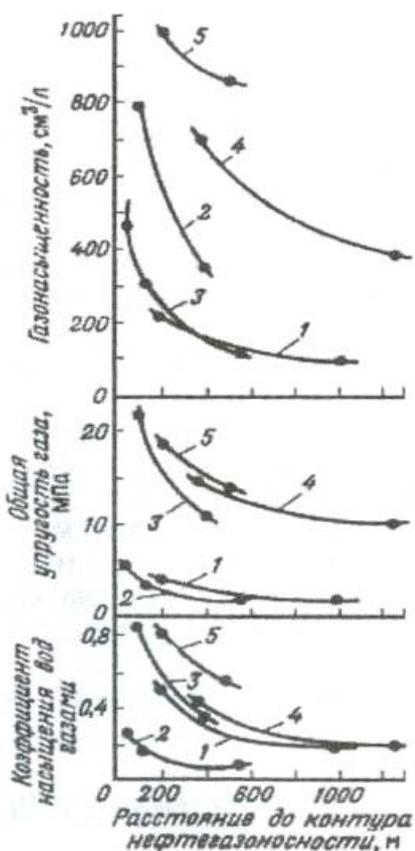


Рис. 19. Кривые изменения характеристик пластовых вод в Днепровско-Донецком бассейне по мере удаления от контура нефтегазоносности (по Г.А. Юрину) Месторождения: 1 – Спиваковское, газовое; 2 – Шебелинское, газоконденсатное; 3 – Глинско-Розбышевское, нефтяное; 4 – Рыбальское, нефтегазовое; 5 – Перещепинское, газовое

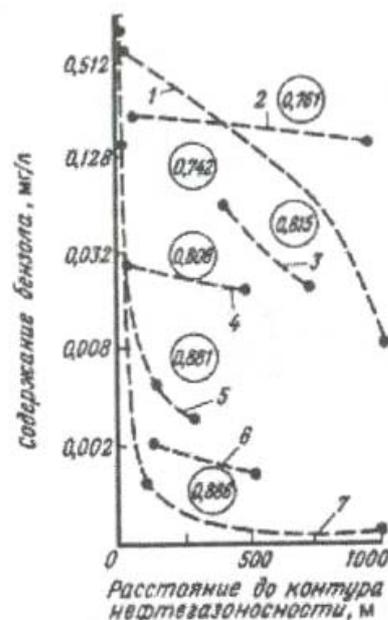


Рис. 20. Кривые изменения содержания бензола в пластовых водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтегазоносности (по Е.В. Стаднику) Месторождение, возраст продуктивных отложений: 1 – Коробковское, С₃; 2 – Гуселкское; 3 – Коробковское, С₂; 4 – Жирновское, С₃; 5 – Бахметьевское; 6 – Саушинское; 7 – Жирновское, С₁; в кружках – плотность нефти, г/см³

Микроэлементы вблизи газовых залежей формируют бедные и мало-контрастные ореолы. Исключение составляют йод и ртуть, характерные для ореолов вблизи залежей газа, что связано с высокой летучестью этих микроэлементов в виде парогазовой 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. 14).

Таблица 14

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

Выявление водных ореолов рассеяния газов, микроэлементов и водорастворенного ОВ имеет важнейшее значение при гидрогеохимической оценке нефтегазоносности локальных структур и интервалов разреза, а также при отдельном 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. 21). Данное явление следует учитывать при выборе мест заложения поисковых скважин.

В водных ореолах рассеяния залежей кроме появления и повышения концентрации рассеивающихся компонентов наблюдаются аномальные 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. 22). Этот фактор тоже используется при поисках залежей нефти и газа.

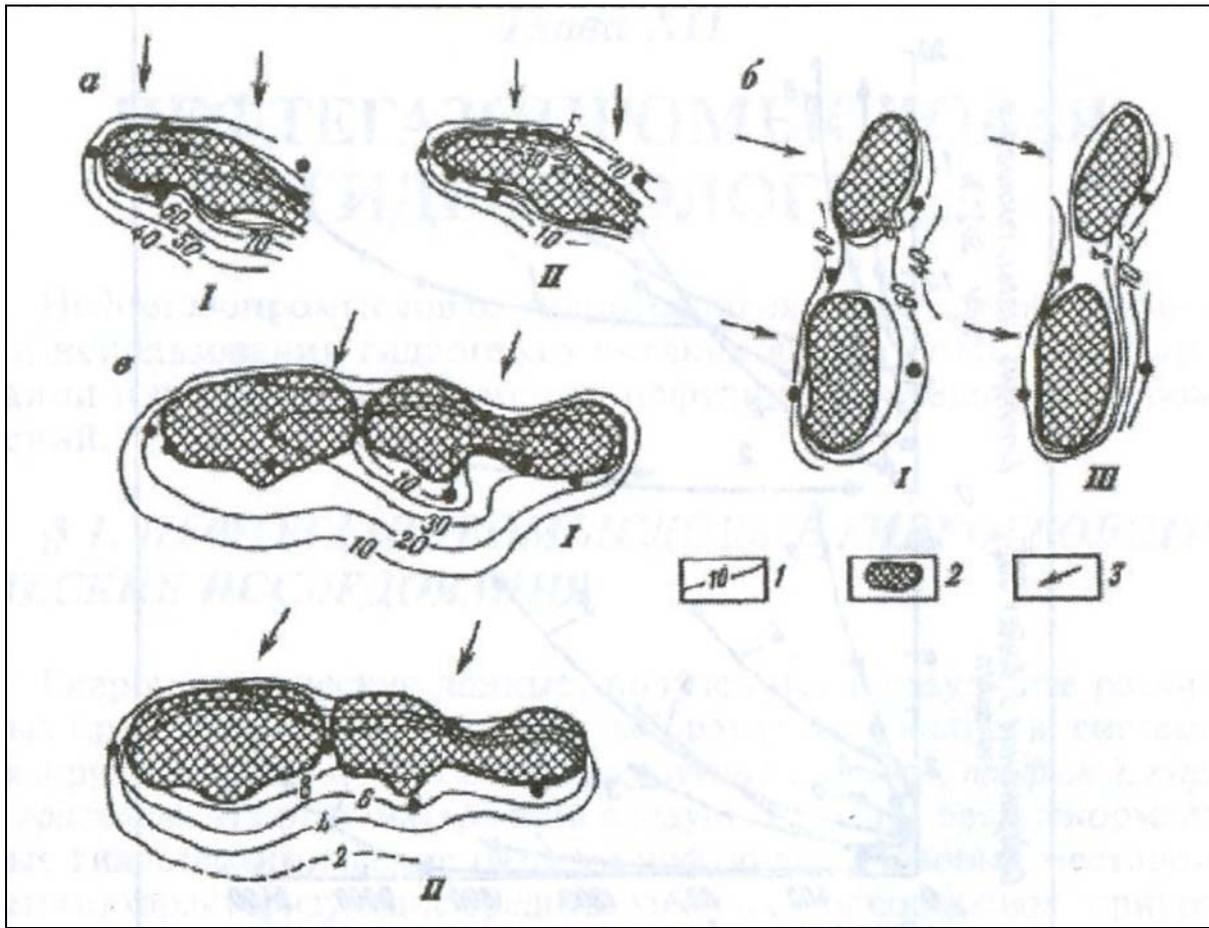


Рис. 21. Примеры эффекта Савченко (по Л.М. Зорькину)
 а – Кулешевское месторождение, пласт А₄; б – Жирновское и Бахметьевское месторождения, тульский горизонт; в – месторождение Красный Яр, пласт Б₂;
 1 – изолинии содержания газа (II – homologов метана, III – азота), см³/л, и давления насыщения газов (I), МПа; 2 – залежи; 3 – направление движения вод

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 недо насыщение 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, недо насыщенность вод сульфатами) являются более стабильными, могут сохраняться и при исчезновении ореола рассеяния (и даже самой залежи!).

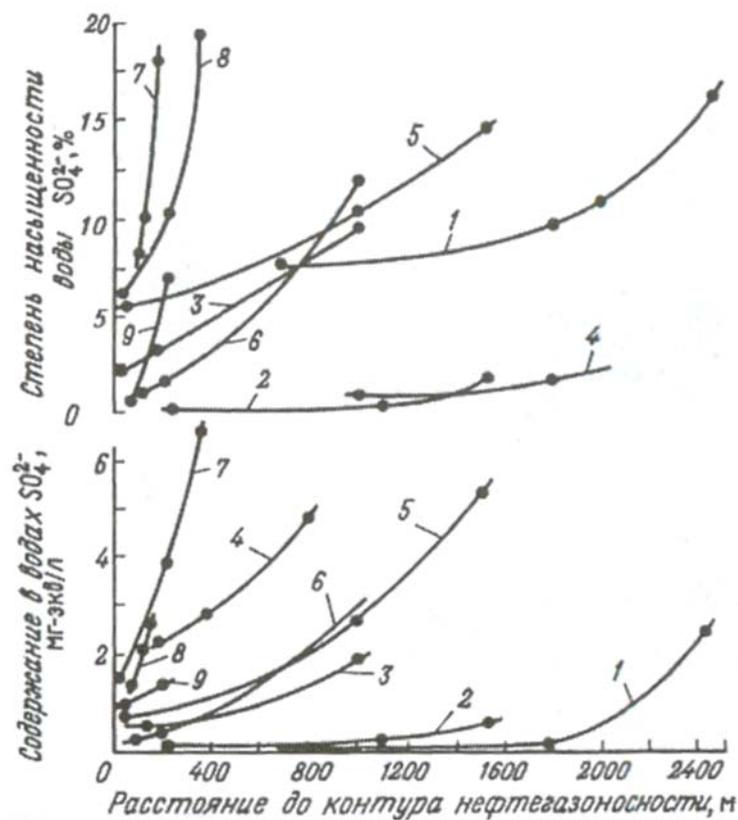


Рис. 22. Кривые изменения сульфатного показателя в пластовых водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтегазоносности (по Е.В. Стаднику; для оценки сульфонасыщенности использован специальный коэффициент $10800/Са$)
 Газовые залежи: 1 – Голубинская, 2 – Абрамовская, 3 – Клетско-Почтовская;
 газонефтяные залежи: 4 – Коробковская, 5 – Жирновская, 6 – Бахметьевская;
 7, 8 – Елшанская (соответственно фронтальная и тыловая части),
 9 – Соколовогорская

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.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите гидрогеологические показатели нефтегазоносности.
2. Какие микрокомпоненты могут служить поисковым критерием на нефть и газ?
3. Растворенные газы, как поисковые критерии на углеводороды.
4. Объясните, как формируются ореолы рассеяния углеводородных залежей, каковы их размеры?
5. В чем проявляется эффект Савченко?
6. Какие гидрогеологические показатели наиболее информативны при региональном и локальном прогнозах нефтегазоносности?

Глава 6. ГИДРОМИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

6.1. Гидроминеральные ресурсы

В недрах нефтегазоносных бассейнов (НГБ) содержатся огромные запасы гидроминерального сырья, которые могут использоваться в хозяйственной деятельности: 1) конденсационные воды; 2) воды, насыщенные углеводородными газами; 3) промышленные воды; 4) минеральные воды и рассолы лечебного значения; 5) пресные воды, пригодные для бытового, промышленного и сельскохозяйственного водоснабжения; 6) термальные воды.

6.1.1. Подземные конденсационные воды

Особое место среди пресных вод НГБ занимают пластовые и техногенные *конденсационные* воды, получаемые попутно из недр с углеводородными газами.

Оценка масштабов переноса воды углеводородами, как показано А. А. Карцевым, свидетельствует о том, что при перемещении природного газа из зоны с температурой 200-250 °С и давлением 80-100 МПа в зону с температурой 90-100 °С и давлением 30-50 МПа из 1 м³ газа выделится 28-53 г воды. При запасах газа в залежах 50·10⁹ м³, площади газовой контактной поверхности 1 км², пористости коллектора 15% и остаточной водонасыщенности 20% мощность формирующейся водяной оторочки может составить 11-22 м. В отличие от конденсационных вод газовых залежей, воды, выделившиеся из нефти (из 1 м³ нефти выделяется до 0,01 м³), названы В. В. Колодием *соллюционными*.

Согласно натурным исследованиям и экспериментальным данным, конденсационные и соллюционные воды имеют низкую минерализацию – 1 г/л и менее, относительно обогащены гидрокарбонат-ионом, диоксидом углерода, летучими ОВ и микроэлементами (ртуть, сурьма, сера). Минерализация и состав конденсационных водных растворов определяется термобарическими условиями растворения подземных вод в углеводородах и последующей сегрегации газовых и жидких растворов, в связи с чем эти растворы характеризуются довольно пестрым составом, хотя в общем из растворенных солей в них преобладают хлориды и бикарбонаты натрия. Исследования В. В. Колодия, В. М. Матусевича, В. В. Нелюбина и др. свидетельствуют о переходе в газовую фазу отдельных компонентов ОВ (летучие фенолы, летучие органические кислоты, бензол) и микроэлементов (ртуть, сурьма, мышьяк, сера). Это является дополнительным свидетельством генетической связи конденсационных и соллюционных вод с залежами.

Большое значение имеют и техногенные конденсационные воды, конденсирующиеся из парогазовой смеси при эксплуатации скважин. При влагосодержании газа в среднем 2-4 г/см³ общее количество выносимой из газовых залежей конденсационной воды составит $(1,2-2,5) \cdot 10^6$ т/год [7]. Таким образом, общее количество пресных и маломинерализованных (техногенных) конденсационных вод весьма велико, причем они никак практически не используются. Необходимо учитывать ресурсы и солюционных вод. Как указывает А. А. Карцев, под нефтяной залежью с запасами 50 млн.т может быть сосредоточено до 50 тыс.м³ пресной воды.

6.1.2. Воды, насыщенные углеводородными газами

В пластовых водах НГБ содержится огромное количество растворенных углеводородных газов. По данным Л. М. Зорькина, В. Н. Корценштейна, Е. В. Стадника и др., в 1м³ пластовой воды палеозойских отложений Волго-Уральского бассейна содержится 1-1,3 м³ углеводородного газа. Газонасыщенность Западно-Сибирского мегабассейна достигает 2-3, а иногда и более м³/м³. И. И. Нестеров оценил общее количество углеводородных газов в осадочном чехле ЗСМБ в 500 триллионов м³ [22]. Еще более высокую газонасыщенность имеют пластовые воды Среднекаспийского бассейна – до 4-5 м³/м³, а максимальная газонасыщенность – в Азово-Кубанском бассейне (8 м³/м³) [7, 27].

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.

Как указывает А. А. Карцев, вследствие большей длительности процессов рассеяния древние бассейны по сравнению с молодыми характеризуются меньшей плотностью запасов *водорастворенного газа* на единицу объема пород (табл. 15), что связано также со снижением интенсивности генерации УВ во времени. Как видим из таблицы, в Западно-Сибирском мегабассейне потенциальные запасы водорастворенных УВ газов по сравнению с данными И. И.Нестерова за 40 лет удвоились. Таким образом, суммарные ресурсы растворенных УВ газов на несколько порядков больше промышленных запасов УВ газов, находящихся в залежах. Необходимо учитывать, что данные табл. 15 касаются толщи 3-4 км и лишь для Прикаспийского бассейна – 7 км.

В настоящее время почти всеми исследователями признается, что растворенные газы могут быть источниками УВ сырья, хотя практический опыт извлечения газов из вод незначителен, и лишь в Японии доля растворенных газов в общей добыче горючих газов достигла 30%. Благоприятными здесь оказались гидродинамические условия водонапорных систем

молодых НГБ: самоизлив высокообогащенных метаном вод при значительных дебитах и устьевых давлениях [7].

Таблица 15

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

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
	Приверхоянско-Виллюйский	355
Западно-Сибирская геосинеклиза	Западно-Сибирский	1000
Скифская и Туранская плиты	Азово-Кубанский	180
	Среднекаспийский	259
	Южно-Каспийский	120*
Туранская плита	Кызылкумский	86
	Каракумский (совместно с Устюртским)	

* рассчитано только для продуктивной толщи

Бассейны вод с высокой насыщенностью УВ газами обычно совпадают с бассейнами термальных вод, обогащенных промышленно ценными химическими элементами и зачастую обладающих бальнеологическими свойствами. Это позволяет осуществлять эффективную комплексную эксплуатацию вод НГБ, углеводородное сырье которых практически неисчерпаемо: по подсчетам отдельных исследователей глобальные ресурсы растворенных газов осадочной оболочки Земли составляют 10^{16} - 10^{18} м³.

6.1.3. Промышленные подземные воды и рассолы

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

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

- большие запасы сырья;
- отсутствие затрат на горные работы (часто используют уже пробуренные для других целей скважины);
- возможность получения продукции с больших глубин и с большей площади;
- комплексность полезного ископаемого;
- возможность попутного получения ряда солей (хлориды натрия, калия, магния, кальция и др.),
- возможность использования водных ресурсов – отходов действующих производств (нефтегазодобывающего, йодо-бромного, калийного и др.) [7].

К этому следует добавить возможность получения электролитически чистых металлов, особенно сверхредких, что делает металлоносные воды безальтернативными.

Как видно из табл. 16, концентрации семи элементов в водах бассейнов, по которым приведены данные, превышают кондиционные величины, и, следовательно, можно говорить о наличии ресурсов этих веществ и о возможности их промышленного использования. Недавно в неоконских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна на Зимней разведочной площади получены маломинерализованные (до 15 г/л) воды с рекордной концентрацией (для Западной Сибири) йода – 68 мг/л, что значительно выше кондиционных концентраций.

Таблица 16

Содержание некоторых ценных элементов, мг/кг, в подземных водах (по Л. С. Балашову, М. С. Галицину, 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 НГБ 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	10000	300	150-2000
Йод	1000	10	5-20

Промышленными считаются 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. 16 видно также, что концентрация ряда ценных элементов в НГБ Русской плиты далеко не достигает наибольших ее величин в литосферных водных растворах (калий, стронций, бром, йод). Максимальное содержание этих элементов известно в рассолах некоторых других бассейнов, в частности, Ангаро-Ленского.

Наиболее полный материал по промышленным водам приведен в ряде работ С.С. Бондаренко с соавторами [2 и др.].

6.1.4. Минеральные лечебные подземные воды и рассолы

Практически все воды и рассолы в нефтегазоносных пластах обладают *лечебными свойствами*; большая часть их ресурсов сосредоточена именно в НГБ, хотя в них представлены далеко не все типы этих вод. По классификации В.В. Иванова (1977 г.) для нефтяных и газовых месторождений характерны следующие *типы подземных минеральных лечебных вод*:

- 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 – кзылмуштукский, каякентский, краснокамский, балыхтинский).

Существуют также йодистые, бромистые (табл. 17), радиевые и некоторые другие специфические виды минеральных лечебных вод и рассолов, характерных для нефтяных и газовых месторождений. При этом лечебная минеральная вода одновременно может быть и промышленной, термальной, может содержать большие количества УВ газов, т.е. это комплексное гидроминеральное сырье.

6.1.5. Пресные подземные воды

Пресные подземные воды являются ценнейшим полезным ископаемым. Они обычно встречаются в разрезах НГБ выше продуктивных горизонтов. Доля пресных вод, получаемых из земных недр, в общем водопотреблении в последнее время неуклонно растет, и это при очень большом росте всего водопотребления. Такое положение объясняется, прежде всего, опережающим загрязнением поверхностных – речных и озерных вод, а также в связи с использованием пресных подземных вод системах поддержания пластового давления на нефтепромыслах (в частности, в Западной Сибири).

Таблица 17

Характеристика йодистых, йодисто-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 [7])

Подгруппа	Тип	Содержание биоактивных компонентов, мг/л	Минерализация, г/л	Районы
Йодистая	Сиазанский	25-55	5-35	Афруджа
Йодисто-бромистая	Нафталанский Тюменский Хадыженский Майкопский			Нафталан Тобольск Сургут Челекен Хыдырлы
Бромистая	Устькачкинский	700-850	150	Краснокамск

В конце 80-х годов в нашей стране извлечение пресных вод из недр приблизилось к 100 млн м³/сут (менее 10% всех ресурсов). Примерно четверть этого количества используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения, остальное – на нужды промышленности и сельского хозяйства. По прогнозам, в ближайшем будущем количество добываемой из недр 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%) [7].

Ввиду исключительной ценности пресных вод важной задачей является использование этих вод при освоении нефтегазоносных бассейнов.

6.1.6. Термальные воды

К *термальным* обычно относят воды с температурой выше 20 °С, 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 г.; 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 [7], в которой выделяются три группы вод: *холодные*, *низкотермальные* и *высокотермальные*.

В группе *холодных* вод выделяются воды с температурой, °С: <0 – переохлажденные, 0-10 – очень холодные, 10-20 – холодные; в группе *низ-*

котермальных вод: 20-37 – теплые, 37-50 – горячие; в группе *высокотермальных* вод: 50-100 – очень горячие, >100 – перегретые.

Термальные воды 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 йодом, бромом, железом, а также различными микроэлементами, имеющими бальнеологическое значение.

Нередко термальные воды содержат в достаточно высоких концентрациях различные элементы, например, литий, рубидий, цезий, мышьяк и в случае их высоких концентраций могут рассматриваться как жидкие руды.

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 геотермальной 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) [7].

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. 18 представлена только ее часть, относящаяся к нефтегазоносным бассейнам.

Таблица 18

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

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 эксплуатации [3]. 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.

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 России и СНГ применительно к двум методам эксплуатации скважин – фонтанному и насосному. Некоторые результаты этой оценки по нефтегазоносным бассейнам приведены в табл. 19.

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.

Таблица 19

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

Бассейны	Водоносные комплексы	Группа вод		Запасы вод м ³ /сут, при способе эксплуатации	
		по температуре, °С	по минерализации, °С	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

Бассейны	Водоносные комплексы	Группа вод		Запасы вод м ³ /сут, при способе эксплуатации	
		по температуре, °С	по минерализации, °С	фонтанном	насосном
Средне-Каспийский (западная часть)	Миоценовые и Нижнемеловые	70	<35	29	189
		70-100	<35	27	285
		70-100	>35	44	425
		100	>35	129	707
Западно-Сибирский	Альб-сеноманский	70	<35	129	13500
	Неокомский	70-100	<35	130	1867
Сахалинский	Неогеновый	60-70	<20	9	335

Вопросы для самоконтроля

1. Какие виды гидроминеральных ресурсов распространены в НГБ?
2. Каков механизм формирования конденсационных вод в нефтегазоносных пластах, их особенности?
3. Что понимают под промышленными водами, какие компоненты из них извлекают?
4. Какие типы минеральных лечебных вод характерны для НГБ?
5. Какими факторами определяется перспективность использования термальных вод?

Глава 7. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Гидрогеологические исследования и изыскания в гидрогеологии довольно многочисленны и разнообразны. Основным видом всегда являлась гидрогеологическая съемка различных масштабов (обзорная, районная, детальная). Кроме того, в этот комплекс входят гидрогеологическое изучение разрезов скважин, опробования водоносных горизонтов, принципы оценки запасов вод в земной коре, понятие о режиме вод в недрах и режимных гидрогеологических наблюдениях.

Многие из гидрогеологических методов уже рассмотрены в учебных курсах и разделах общей гидрогеологии, методики гидрогеологических исследований, поисков и разведки подземных вод, водоснабжения и др. Поэтому здесь мы остановимся на рассмотрении исследований и изысканий применительно к нефтегазовой гидрогеологии, а именно: палеогидрогеологические исследования при поисках залежей УВ и вопросы охраны недр и окружающей среды месторождений углеводородов.

7.1. 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 низкой 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 показателя интенсивности элизионного водообмена (ПИЭВ), тем выше следует оценивать перспективы нефтегазоносности изучаемого комплекса. Необходимо также учитывать абсолютную и относительную дли-

тельность инфильтрационных этапов в гидрогеологической истории района или комплекса после образования залежей, а также показатель интенсивности инфильтрационного водообмена (ПИИВ) на этапах, следовавших за временем образования залежей [6, 7, 8, 20, 27 и др.].

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 (палеопьезомиимумы), относятся к зонам *нефтегазонакопления*.

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.

Так, палеогидрогеологический анализ западной части Западно-Сибирского НГБ позволил авторам [18] оценить Фроловскую область как зону нефтегазообразования, а смежные структуры - как зоны нефтегазонакопления.

Фроловская нефтегазоносная область расположена в западной части Западно-Сибирского мегабассейна и примыкает к его Уральскому обрамлению.

Для изучения палеогидрогеологии Фроловской области (рис. 23) обработаны данные по более чем 500 скважинам с использованием методики совместного анализа палеогеографических схем М. Я. Рудкевича и Г. С. Ясовича и составлением палеогидродинамических схем элизионного водообмена.

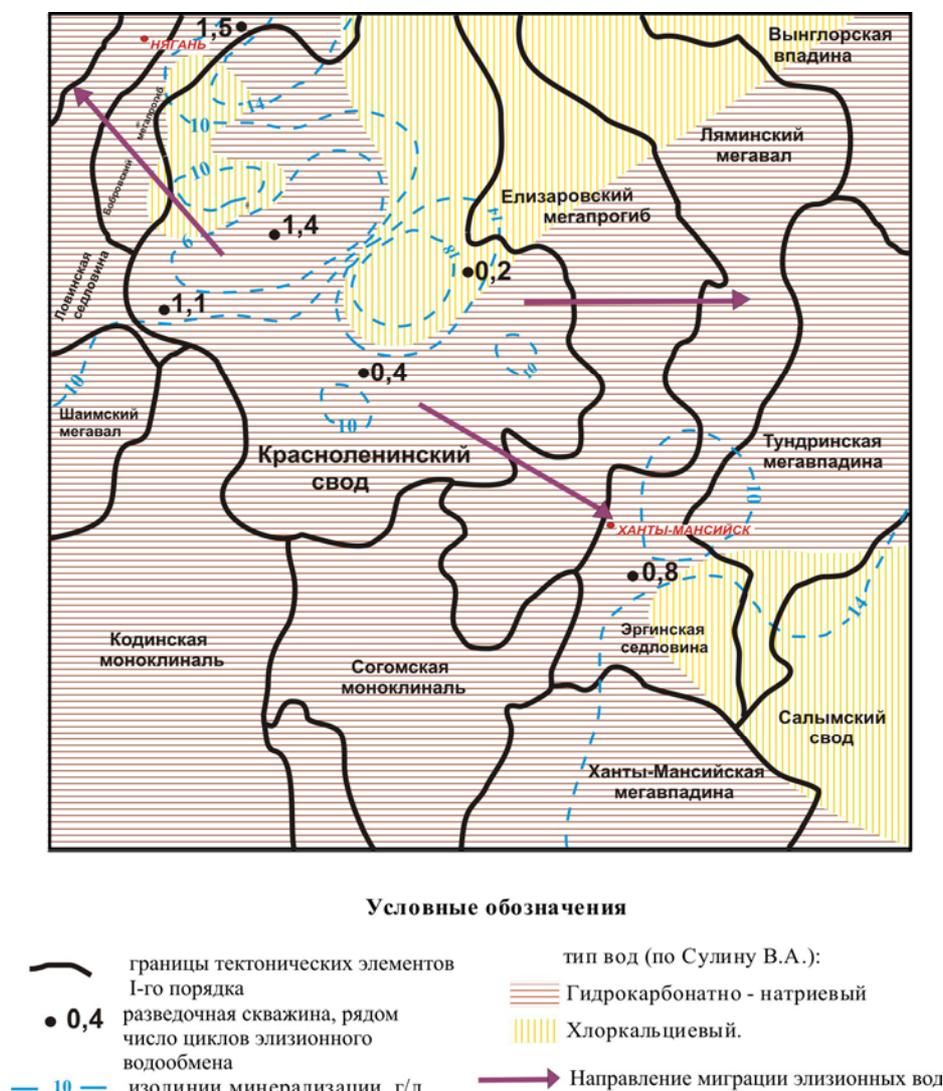


Рис. 23. Карта-схема структурных элементов мезозойско-кайнозойских отложений и элизионного водообмена юрского комплекса

Анализ палеогидродинамических условий в разновозрастных осадках указывает на то, что в отложениях мезозойского гидрогеологического бассейна во Фроловской области, как и во всей центральной части ЗСМБ, развиты исключительно отжатые поровые воды, представляющие собой измененные воды древних морских бассейнов. За рассмотренный период истории по юрским отложениям Фроловской нефтегазоносной области кратность смены вод составила 9 - 12, по неокомским - 80 - 120 (за счет преобладания глинистых пластов и практически отсутствия коллекторов) и по апт-сеноманским - до 3-х.

В соответствии с полученными фактическими данными для мезозойского гидрогеологического бассейна Фроловского нефтегазоносного района характерно проявление элизионной литостатической и геодинамической систем. Особенно ярко черты их отмечаются в юрском гидрогеологическом комплексе.

Современная гидрогеохимическая зональность, палеогидродинамический анализ и чередование зон пьезоминимумов и пьезомаксимумов в пределах Фроловской области указывают на то, что основным фактором формирования ресурсов и ионно-солевого состава подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна является элизионный водообмен. В целом Фроловская область представляет собой региональную область пьезомаксимума, которая могла являться первой из крупнейших зон нефтегазообразования, а окружающие ее положительные тектонические структуры – зонами нефтегазонакопления.

Обобщенная схема поэтапного изучения палеогидрогеологических условий [7, 8] при поисках скоплений УВ представлена в табл. 20.

7.2. Эколого-гидрогеологические исследования на месторождениях углеводородов

Охрана природы, рациональное использование ее ресурсов относятся к актуальным проблемам современности, от правильного решения которых во многом зависят успешное развитие экономики, благосостояние нынешнего и будущих поколений.

Таблица 20

Схема палеогидрогеологических 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 гидрогеологических циклов	То же, что и на качественном уровне
Палеогидрогеодинамические 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	То же	Соотношение зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления (во времени и пространстве). Оценка перспектив нефтегазоносности, выделение территорий различной степени перспективности. Рекомендации объектов для поисково-разведочных работ	Расчет балансов нефтегазообразования и нефтегазоразрушения

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям законодательных и нормативных актов, государственных стандартов по охране окружающей среды и недр и учитывать особые условия проведения работ. Соблюдение требований и контроль за их реализацией возлагается на ведомственную экологическую службу предприятия.

В связи с решением эколого-гидрогеологических проблем возникла особая отрасль гидрогеологии – *экологическая гидрогеология* как учение о роли гидрогеологических условий существования и развития биосферы и ноосферы, и в особенности в обстановке техногенеза. Прикладная экологическая гидрогеология занимается выработкой и обоснованием мер, направленных на оптимизацию экологических взаимосвязей в системе «гидрогеологические условия – ноосфера». Эти меры – профилактические, коррекционные, ликвидационные – опираются на соответствующие прогнозы и проектные решения.

7.2.1. Гидрогеологические аспекты охраны недр и окружающей среды

Основными эколого-гидрогеологическими проблемами являются две: *истощение* и *загрязнение подземных вод*.

Истощение – снижение уровней или напоров ниже пределов, установленных при оценке запасов, или прогрессирующее снижение дебита и уровня в районе водозабора. Особенно это касается ограниченных в размерах изолированных скоплений подземных вод. Часто причиной истощения является нерациональное использование подземных вод или излив воды из открытых (нарушенных) скважин на поверхность. Основой охраны водных ресурсов от истощения является регулирование работы водозаборов, а в некоторых случаях – искусственное пополнение запасов подземных вод (магазинирование).

Загрязнение подземных вод – изменение их качества в сторону непригодности к использованию. Загрязнение может происходить за счет промышленных и коммунально-бытовых стоков, удобрений и ядохимикатов с сельскохозяйственных площадей. В глубокие водоносные горизонты промышленные воды могут попадать через заброшенные или дефектные скважины, в которые их специально сбрасывали.

Предварительные меры по охране вод состоят в создании наблюдательных пунктов вблизи предприятий и водозаборов, подготовке к очистке и утилизации стоков и отходов, многократном использовании одной и той же воды, проектировании надежных мер по предотвращению утечки вредных веществ. Одним из способов защиты вод от загрязнений служит *захоронение промстоков* в недрах.

Необходимо изучать степень защищенности водоносных горизонтов от проникновения в них загрязняющих веществ.

Основные методы охраны подземных вод: 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 зон санитарной охраны.

1. Использование вод по замкнутому циклу применяется, главным образом, при заводнении продуктивных пластов (системы ППД). Здесь воды после использования и очистки закачиваются в пласты, затем снова извлекаются и так далее.

2. Пополнение запасов подземных вод (за счет поверхностных водотоков и водоемов) – применяется для пресных вод неглубоких водоносных горизонтов (так называемое *магазинирование* подземных вод).

3. Барраж – создание барьера повышенного давления (так называемые *гидрозавесы*), который преграждает путь загрязненным водам к водозабору и предохраняет водоносный горизонт от истощения. Производится закачка воды в пласт под давлением в специальные скважины.

4. Дренаж – откачка загрязненных вод из специальной скважины для перехвата загрязненных вод.

5. Захоронение промышленных стоков в водоносных горизонтах и искусственных пустотах внутри непроницаемых пород (глины, соли и др.). Может применяться для любых вод, но основным требованием является строгий контроль за возможными утечками.

6. Изоляция водоносных горизонтов в скважинах, которая предохраняет от загрязнения водами иного состава, нефтью и т.п., содержащимися в глубоких горизонтах, вскрываемых теми же скважинами.

7. Зоны санитарной охраны организуются на водозаборах. Обычно состоят из трех поясов: первый (внутренний) – зона строгого режима (30-50 м), второй и третий – зона ограничений. Второй пояс предназначен для защиты от микробиологических и химических загрязнений и рассчитывается с учетом времени выживания бактерий, которое принимается равным 200 суток для защищенных (напорных) и 400 суток для недостаточно защищенных (грунтовых) от поверхностных загрязнений водоносных горизонтов. Третий пояс предназначен для защиты от химических загрязнений. Его размеры рассчитываются исходя из предположения, что за период эксплуатации (обычно 25 лет, то есть 10^4 суток) загрязнения не достигнут водозабора.

При разработке нефтяных и газовых месторождений можно выделить три основных аспекта ее влияния на гидрогеологические условия.

1. Истощение нефтегазоводоносных горизонтов при разработке залежей без ППД; водоносных пластов, эксплуатируемых для водоснабжения нефтепромыслов. При этом развиваются воронки депрессии до 100 км и более, снижаются дебиты, происходят прямые потери минеральных и термальных вод при их попутном извлечении.

2. Изменение состава подземных вод в нефтегазоводоносных горизонтах при закачке посторонних вод (разбавление, выпадение осадков, выделение кислых газов и др.), что может приводить к ухудшению коллекторских свойств, снижению продуктивности водозаборных скважин; сероводородное заражение вод, приводящее к их непригодности для использования и коррозии эксплуатационного оборудования.

3. Влияние на верхние водоносные горизонты с загрязнением их нефтью или засолением их за счет соленых вод и рассолов нефтегазоносных горизонтов. Проникновение нефти и рассолов может происходить по трещинам через водоупоры или через скважины при дефектах их изоляции. Могут происходить межпластовые перетоки, подпор и поднятие уровня, в результате чего возникают заболачивание местности и подтопление зданий и сооружений. Образование депрессий при разработке нефтяных и газовых месторождений на естественных режимах иногда приводит к просадкам земной поверхности, а в некоторых случаях – к техногенным землетрясениям (например, в Нефтеюганске (Западная Сибирь)).

При разработке нефтяных и газовых месторождений за счет попадания сливов, протоканов может происходить загрязнение попутными водами нефтегазодобычи водоемов (рек, озер, морей, болот), 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 по оборотному циклу, выпаривание вод и рассолов.

Особого внимания заслуживают гидрогеологические основы *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 нефтегазовые пласты захороняются также жидкие стоки и ряда других отраслей промышленности (нефтеперерабатывающей, химической и др.).

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 500 м; при этом 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, перекрывающих и подстилающих отложений для определения физических свойств и влияния на них стоков; 4) физико-химические условия взаимодействия стоков 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. Лучшими поглощающими горизонтами служат зоны палеокарста, проявляющиеся при проходке поглощениями промысловой жидкости и провалами бурового инструмента. Могут использоваться также трещиноватые известняки, крупнозернистые песчаники и другие породы.

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.

В районе сброса сточных вод организуются санитарно-защитные зоны, состоящие из двух-трех поясов, а также системы наблюдательных скважин.

7.2.2. Охрана недр и окружающей среды при разбуривании месторождений углеводородов

Перед началом бурения на каждую скважину составляется геолого-технический наряд (ГТН), в котором предусматриваются мероприятия по охране недр. При этом необходимо соблюдать следующие основные условия:

- выбор технологии бурения, обеспечивающий предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- вскрытие продуктивных интервалов с применением промышленных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны пластов и уменьшение продуктивности скважины;
- опробование промежуточных (непроектных) интервалов;
- выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
- обеспечение надежной изоляции всех поглощающих интервалов и герметизации заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;
- выбор способа вскрытия пласта (перфорация эксплуатационной колонны после цементирования), обеспечивающего проектную производительность скважины и ее хорошее техническое состояние;
- выбор интервала перфорации, обеспечивающий максимальное вскрытие продуктивного интервала при условии предотвращения прежде-

временного обводнения подошвенными водами и прорыва газа из газовой шапки;

– выбор способа освоения скважины, обеспечивающего проектную ее производительность, предотвращение открытого фонтанирования и других аварийных ситуаций (разрушение призабойной зоны, смятие колонны и др.);

– обеспечение проведения комплекса глубинных исследований скважины для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта.

В процессе разбуривания нефтяных и газовых месторождений необходимо учитывать и требования охраны окружающей среды.

Под *загрязнением* окружающей среды понимается всякое искусственное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающее условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно или в будущем.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду относятся:

– при бурении скважин: блок приготовления и химической выработки бурового и цементного растворов (гидроциклы, вибросита); циркуляционная система; насосный блок (охлаждение штоков насосов, охлаждение дизелей); устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента); отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости ГСМ, двигатели внутреннего сгорания, котельные, химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы;

– при испытании скважин: межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам, фонтанная арматура, продувочные отводы, сепаратор, факельная установка; нефть, газ, конденсат, получаемые при испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);

– при ликвидации и консервации скважин: негерметичность колонны, обсадных труб, фонтанной арматуры, задвижки высокого давления, закупорка пласта при вторичном вскрытии, прорыв пластовой воды и газа из газовой «шапки», нефти, газа, конденсата, минерализованной воды.

С целью предотвращения загрязнения и ослабления вредного воздействия на окружающую среду при сооружении скважин необходимо соблюдать следующие условия.

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности скважины,

герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Площадка для буровой установки планируется с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почвогрунтов, глубины залегания грунтовых вод (особенно пресных), наличия охранных зон, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории, аэрокосмическому мониторингу, близости проектируемой буровой к питьевому или рыбохозяйственному водоему, его категоричности.

Проведение буровых работ в пределах береговых охранных зон осуществляется только при наличии специального разрешения, выдаваемого в установленном порядке природоохранными органами, а в пределах охранных зон водозаборов, заповедников эти работы регламентируются законодательными и нормативными документами Российской Федерации.

При строительстве скважин запрещается нарушение растительного и почвенного покрова за пределами участков, отведенных под строительство.

Предусматривается инженерная система организованного сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок для защиты территории буровой от различных отходов и токсичных веществ.

В случае бурения в особо охраняемых зонах запрещается сооружение амбаров-накопителей.

Запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты. Здесь возможно захоронение буровых сточных вод в глубокие подземные горизонты, не имеющие в разрезе пресных или бальнеологических вод, при условии получения разрешения государственных контролирующих органов.

При разбуривании водоносных горизонтов, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового и цементного растворов, должны иметь токсикологические характеристики, согласованные с органами Минздрава. Интервалы залегания водоносных горизонтов надежно изолируются.

До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается герметичность и надежность в работе выкидных линий, сепаратора, факела, замерных устройств, емкостей; гидроизоляция амбаров под нефть, площадки под сепаратором и обваловки вокруг него.

В процессе испытания скважин нефть, минерализованная вода собираются в емкости или амбары с последующим их вывозом, а при строительстве эксплуатационных скважин закачиваются в нефтяной коллектор.

Вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающим выбросами или открытыми фонтанами, проводится при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважины.

При завершении работ по освоению и гидродинамическому исследованию скважин необходимо провести контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверку герметичности устьевого арматуры.

При появлении признаков нефтепроявлений ремонтные работы на скважине должны быть немедленно прекращены.

Ввод в эксплуатацию скважины или куста скважин производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом.

После окончания бурения, освоения скважин и демонтажа оборудования необходимо провести работы по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

7.2.3. Охрана недр и окружающей среды при разработке месторождений углеводородов

Экологическое обоснование целесообразности разработки месторождений углеводородов проводится в соответствии с условиями природопользования, согласованными при выборе места размещения объекта, включая ограничения, связанные с особой ценностью и опасностью предполагаемого района работ.

Основные вопросы, которые освещаются в экологическом обосновании, кратко сводятся к следующему:

- цель, характер, средства и сроки реализации разработки месторождения;
- перечень законодательных актов, регламентирующих требования в области охраны окружающей природной среды и рационального использования природных ресурсов применительно к разработке месторождений нефти и газа;
- природно-хозяйственно-социальная характеристика района разработки месторождений нефти и газа;
- характеристика предполагаемой техногенной нагрузки (по каждому варианту разработки);
- сценарии возможных аварийных ситуаций;
- прогноз действия каждого варианта разработки на окружающую среду (включая недра и социальную сферу);
- эколого-экономическая оценка разработки нефтяных и газовых месторождений, включая:
 - плату за нормативные и сверхнормативные сбросы и выбросы загрязняющих веществ и складирование отходов производства;
 - плату за использование недр.

Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, сопровождается следующими техногенными воздействиями на окружающую среду и недра:

- исключение из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- использование пресной воды на производственные нужды;
- сжигание попутного газа в факелах, испарение легких фракций нефти;
- размещение шламонакопителей на территории промысла;
- аварийные разливы нефти и пластовой воды;
- сброс на рельеф местности и захоронение в поглощающие горизонты извлекаемых с нефтью высокоминерализованных пластовых вод;
- загрязнение недр и подземных вод в результате межпластовых перетоков нефти.

К основным источникам загрязнения при разработке месторождений УВ относятся: неплотности сальников устьевого арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты от сжигания газа в факелах и испарения нефти; химические реагенты, пластовая вода и т.п.

Законодательными и нормативными документами предусмотрены правила разработки месторождений УВ, регламентирующие установление санитарно-защитных зон, размеры которых определяются действующими санитарными нормами.

В процессе эксплуатации залежей УВ осуществляются наблюдения за сейсмическими и геодинамическими режимами района с целью выявления конкретных очагов сейсмической активности, определения механизмов землетрясений и т.д., а также возможных просадок поверхности земли.

В процессе разработки нефтяных месторождений должны быть обеспечены сбор и использование добываемых вместе с нефтью газа, конденсата, сопутствующих ценных компонентов и воды. В проекте разработки обязательно оговаривается объем сбора и рационального использования нефтяного газа.

Запрещается выпуск сероводородсодержащего газа в атмосферу без сжигания или нейтрализации. Сброс газа от рабочего и резервного предохранительных клапанов – только в факельную систему. Обязательна очистка нефти и газа от меркаптанов.

Запрещается эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.

Необходимым условием применения при разработке нефтяных месторождений химических реагентов является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий.

При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

При закачке в пласт ингибиторов солеотложений, ПАВ, деэмульгаторов и др. во избежание их разлива необходимо использовать только специализированную технику.

При обводнении эксплуатационных (добывающих) скважин помимо контроля за обводненностью их продукции необходимо проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, то предприятие обязано установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, должны применяться коррозионностойкие марки стали без применения ингибиторов коррозии; специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

Должны приниматься меры по повышению надежности системы поддержания пластового давления (ППД).

Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, используется в системе ППД или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты.

Запрещается сброс пластовой воды на поля испарения, в поверхностные водные источники; закачка в подземные горизонты, приводящая к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без нейтрализации.

Пластовая вода с высоким содержанием сероводорода должна обрабатываться и содержаться в герметичных емкостях.

Подземное захоронение промышленных стоков должно осуществляться путем их закачки в нагнетательные скважины, в надежно изолированные поглощающие горизонты, не содержащие подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственно-питьевых или бальнеологических целей.

Подземное захоронение промстоков в поглощающие горизонты допускается только в исключительных обстоятельствах:

- при разработке залежей без применения заводнения;
- при получении небольших количеств промстоков в начальный период разработки до строительства системы ППД;
- при избыточном количестве промстоков по сравнению с проектной необходимостью и целесообразности их транспортировки к другим месторождениям;

- при использовании подземных вод как минерального сырья;
- при неоправданно сложной технологии очистки некоторых промстоков, образующихся на установке комплексной подготовки нефти.

Для проведения глубокого захоронения промстоков создается специальный полигон, на территории которого размещается комплекс поверхностных и подземных сооружений, предназначенных для сбора и удаления отходов, контроля за их состоянием и миграцией в недрах.

Для небольших объемов жидких отходов и при наличии благоприятных геологических условий может применяться способ глубинного захоронения с *гидравлическим разрывом пласта*, при котором в массиве слабопроницаемых пород образуется система *искусственных трещин*, заполняющихся в процессе нагнетания жидкими отходами.

Безопасность глубинного захоронения определяется свойствами геологической среды, характером геохимических и физико-химических процессов в недрах, а также техногенного влияния на них закачиваемых отходов; технологией заполнения коллекторов или искусственных емкостей в горных породах промышленными отходами; состоянием инженерных сооружений и систем контроля.

Запрещается размещение на территории промысла нефтешламовых амбаров. Содержимое имеющихся шламонакопителей подлежит переработке или утилизации с последующей их рекультивацией.

Должны проводиться систематические исследования технического состояния скважин на предмет их соответствия требованиям охраны недр и окружающей среды.

Предприятие несет полную ответственность за обеспечение надежности и безопасности объекта на стадии его эксплуатации, консервации и ликвидации.

Предприятием через сеть инженерных скважин осуществляется контроль за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения), а также в районе расположения шламонакопителей.

На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий, в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний или взрывов.

Осуществление указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, грунтов, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране окружающей среды и, в том числе, водных ресурсов.

Невозможно указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде. Деятельность по охране природы не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требований существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии рай-

она работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать своевременному выявлению ситуаций, в которых может быть нанесен вред недрам или окружающей среде, и выбору эффективных мер для их предотвращения или ликвидации.

7.3. Техногенные гидрогеологические системы (ТГГС)

Техногенные гидрогеологические системы – это 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. Техногенные процессы могут оказывать как позитивное, так и негативное влияние на гидрогеологическую обстановку.

Поскольку водные растворы служат главными агентами тепломассопереноса в литосфере, важное значение для гидрогеологии имеет деление геологических процессов по их отношению к тепломассообмену. По условиям формирования тепломассообмена можно выделить три основных типа техногенных гидрогеологических систем [12, 13, 16, 17, 27]:

инжекционные – привнос вещества в литосферу; при этом вещество представлено в основном водными растворами;

эжекционные – изъятие вещества из литосферы; вещество представлено водными растворами, твердым веществом пород, газами, нефтью; при этом (что очень важно!) при изъятии других веществ практически всегда происходит и извлечение вод;

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

Инжекционные ТГГС возникают при эксплуатации обводненных 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, при искусственном пополнении запасов литосферных вод (магазинирование), закачке вод в нефте-, серо-, соленосные породы с целью интенсификации добычи этих полезных ископаемых; захоронении промышленных стоков в поглощающие горизонты литосферы и т.п.

Проявление инъекционных ТГГС приводит к заболачиванию и подтоплению территорий, прилегающих к ирригационным и гидротехническим

сооружениям; опреснению минерализованных литосферных вод; межпластовым перетокам и грифонообразованию; землетрясениям.

Опреснение водных растворов в глубоких горизонтах может происходить при закачке вод в продуктивные пласты на различных месторождениях (нефти, серы, соли и др.). При участии межпластовых перетоков опреснение может распространяться не только на те горизонты, в которые производится закачка, но и на другие, преимущественно вышележащие.

Загрязнение литосферных вод возможно в результате проявления всех перечисленных разновидностей процессов в ТГС 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 (осолонение), загрязнение, а при достижении водами приповерхностной зоны – подтопление и грифонообразование.

Эжекционные ТГС формируются при эксплуатации осушительных водохозяйственных объектов и устройств, когда 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 гидрогеохимические 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 ТГС проявляется в истощении запасов литосферных вод; просадок и провалов земной поверхности; засоления и опреснения (вод, почв, грунтов и др.), 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, а также при мелиорации земель. Следствием интенсивного отбора минеральных вод и рассолов, истощения горизонтов и зон, содержащих эти воды, 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 появлении *инжекционных ТГС* в качестве важнейшего последствия их негативного влияния на гидрогеологическую об-

становку можно назвать *загрязнение* литосферных вод, то для *эжекционных ТГС* - *истощение* запасов вод в литосфере. Техногенные гидрогеологические системы, кроме того, оказывают негативное влияние на геологическую и окружающую среду в целом (ухудшение общих ландшафтных условий, засоление почв и грунтов, деформация поверхности, подтопление и т.д.).

В связи с вышеизложенным большое значение приобретает прогнозная оценка возможного развития ТГС и на ее основе – проектирование профилактических мер. Н. И. Плотниковым и А. А. Карцевым разработана классификация ТГС с выделением трех групп: хорошо прогнозируемые, приближенно прогнозируемые и прогнозируемые только на качественном уровне.

Вопросы для самоконтроля

1. Как влияет продолжительность инфильтрационного и элизионного этапов водообмена на формирование залежей УВ?
2. Какова последовательность палеогидрогеологических реконструкций при поисках УВ?
3. В чем суть палеогидродинамических исследований?
4. Каковы основные эколого-гидрогеологические проблемы в НГБ?
5. Комплекс гидрогеологических исследований при захоронении стоков.
6. Охрана недр при бурении и ликвидации скважин.
7. Природоохранные мероприятия на нефтегазопромыслах.

Список литературы

1. Биндеман, Н. Н., Язвин Л. С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. – М.: Недра, 1970. – 214 с.
2. Бондаренко, С. С., Куликов, Г. В. Подземные промышленные воды. – М.: Недра, 1984. – 358 с.
3. Боревский, Б. В., Дробноход, Н. И., Язвин, Л. С. Оценка запасов подземных вод. – Киев: Выща шк. Головное изд-во, 1989. – 407 с.
4. Гаррелс, Р. М., Крайст, И. Л. Растворы, минералы, равновесия. – М.: Мир, 1968. – 368 с.
5. Драйвер, Д. Геохимия природных вод. – М.: Мир, 1985. – 440 с.
6. Капченко, Л. Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазоаккумуляции. – Л.: Недра, 1983 г.
7. Карцев, А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
8. Карцев А. А., Вагин, С. Б., Шугрин, В. П., Брагин, Ю. И. Нефтегазовая гидрогеология: учебник. – М.: 2001 г. – 258 с.
9. Карцев, А. А., Матусевич, В. М., Яковлев, Ю. И. Связь аномально низких пластовых давлений с рифтогенными зонами Сибири //Геотектоника, Наука, 1989, № 2. – С. 86-88.
10. Кирюхин, В. А. Общая гидрогеология. – С-Пб: изд-во Санкт-Петербургского государственного горного института. – 439 с.
11. Ковяткина, Л. А. Зональность техногенеза Западно-Сибирского мегабассейна /Материалы 4-ой Всероссийской научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». – Тюмень: изд-во «Вектор бук», 2006. – 208 с.
12. Ковяткина, Л. А. Карбонатные равновесия в природных и техногенных гидрогеологических системах /Материалы XV Всероссийского совещания «Подземные воды Востока России». – Тюмень: изд-во ТюмГНГУ, 1997. – 80 с.
13. Крайнов, С. Р., Рыженко, Б. Н., Швеиц, В. М. Геохимия подземных вод. – М.: Наука, 2004. – 677 с.
14. Курчиков, А. Р., Матусевич В. М., Ставицкий, Б. П. Ретроспектива и перспектива развития гидрогеологических исследований в Западной Сибири /Материалы 19-ого совещания по подземным водам Востока России. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2009. – С. 81- 86.
15. Курчиков, А. Р., Ставицкий, Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987.
16. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 157 с.
17. Матусевич, В. М. Краткая история изучения глубоких подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна и эволюция научных представлений /Известия ВУЗов «Нефть и газ», 1999.- №2, с. 24-31.

18. Матусевич, В. М., Абдрашитова, Р. Н., Куликов Ю. А. Палеогидрогеология и условия формирования подземных вод Фроловской нефтегазональной области /Материалы 19-ого совещания по подземным водам Востока России. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2009. – С. 102- 106.
19. Матусевич, В. М., Ковяткина, Л. А. Оценка экологического состояния подземных вод в нефтепромысловых районах Западной Сибири /Материалы научно-методической конференции «Экологические проблемы гидрогеологии». – С-Пб, 1999. – С. 86-90.
20. Матусевич, В. М., Ковяткина, Л. А. Техногенные гидрогеологические системы нефтегазональных районов Западной Сибири /Известия ВУЗов «Нефть и газ», 1997.-№ 1, с. 41-46.
21. Матусевич, В. М., Курчиков, А. Р., Семенова, Т. В., Павленко, О. Л. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 100 с.
22. Матусевич, В. М., Рыльков, А. В., Ушатинский, И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазональности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
23. Наумов, Г. Б. и др. Справочник термодинамических величин. – М.: Атомиздат, 1972. – 240 с.
24. Нестеров, И. И. Критерии прогнозов нефтегазональности/ Труды ЗапСибНИГНИ, вып.15, 1969 г. – 335 с.
25. Пиннекер, Е. В., Писарский, Б. И., Шварцев, С. Л. и др. Основы гидрогеологии. Т.1. Общая гидрогеология. – Новосибирск: Наука, 1980. – 232 с.
26. Плотников, Н. И., Краевский, С. Гидрогеологические аспекты охраны окружающей среды. – М.: Недра, 1983 г.
27. Сает, Ю. Е., Ревин, Б. А., Янин, Е. П. и др. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 334 с.
28. Ставицкий, Б. П., Матусевич, В. М. Палеогидрогеология Западно-Сибирского артезианского бассейна /Материалы 5-ого совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – Изд-во СО АН СССР, 1969. – С. 93-101.
29. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии /под ред. Карцева А. А. – М.: Недра, 1992. – 208 с.
30. Тютюнова, Ф. И. Гидрогеохимия техногенеза. – М.: Наука, 1987. – 335 с.
31. Шварцев, С. Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1996. – 423 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	4
ЧАСТЬ 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ	
Глава 1 Формирование водных растворов в литосфере	6
1.1 Генетическая классификация водных растворов в литосфере	6
1.2 Генезис водных растворов в НГБ.....	8
1.3 Стадийность литогенеза и гидрогеологические процессы	10
1.4 Гидрогеохимические факторы формирования и изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород	14
1.5 Гидрогеологическая зональность	18
Глава 2 Органическое вещество и микроэлементы в во- дах нефтегазоносных бассейнов	33
2.1 Водорастворенное органическое вещество (ВРОВ)	33
2.1.1 Органические кислоты	36
2.1.2 Фенолы	37
2.1.3 Ароматические углеводороды	39
2.2 Микроэлементы	43
Глава 3 Гидрогеологические условия миграции, аккумуляции, сохранения и разрушения нефти и газа	50
3.1 Условия миграции и аккумуляции нефти и газа	50
3.2 Условия разрушения углеводородов и их залежей	56

3.3	Роль гидрогеологических условий в формировании и разрушении скоплений нефти и газа на разных стадиях литогенеза	61
Глава 4	Резервуары подземных вод	64
4.1	Структурно-гидрогеологические подразделения	64
4.2	Основные типы подземных водных резервуаров (ПВР)	65
4.2.1	Гидрогеологические бассейны	66
4.2.2	Геогидродинамические системы	68
Глава 5	Нефтегазопроисковая гидрогеология	76
5.1	Нефтегазопроисковые гидрогеологические показатели	76
5.2	Водные ореолы рассеяния углеводородных залежей	79
Глава 6	Гидроминеральные ресурсы нефтегазоносных бассейнов	84
6.1	Гидроминеральные ресурсы	84
6.1.1	Подземные конденсационные воды	84
6.1.2	Воды, насыщенные углеводородными газами	85
6.1.3	Промышленные подземные воды и рассолы	86
6.1.4	Минеральные лечебные подземные воды и рассолы	88
6.1.5	Пресные подземные воды	88
6.1.6	Термальные воды	89
Глава 7	Гидрогеологические исследования. Охрана недр и окружающей среды месторождений углеводородов	93
7.1	Палеогидрогеологические исследования при поисках залежей углеводородов	93
7.2	Эколого-гидрогеологические исследования на месторождениях углеводородов	96

7.2.1	Гидрогеологические аспекты охраны недр и окружающей среды	98
7.2.2	Охрана недр и окружающей среды при разбуривании месторождений углеводородов	101
7.2.3	Охрана недр и окружающей среды при разра- ботке месторождений углеводородов	104
7.3	Техногенные гидрогеологические системы (ТГГС)	108
	Список литературы	111

Учебное издание

Матусевич Владимир Михайлович
Ковяткина Любовь Андреевна

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Часть I

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

Редактор *Г. Б. Мальцева*

Подписано в печать 30.03.2010. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 7,25.
Тираж 500 экз. Заказ № 105.

Издательство государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Отдел оперативной полиграфии издательства.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.