

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ  
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ОТДЕЛЕНИЯ РАН**

*На правах рукописи*

**Тарасенко Ирина Андреевна**

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА  
И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД  
В ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ  
РАЙОНОВ ЛИКВИДИРОВАННЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ**

**Специальности 25.00.09 – Геохимия, геохимические методы поисков полезных  
ископаемых  
25.00.36 – Геоэкология**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

**на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук**

**Научный консультант:  
д.г.-м.н., профессор О.В. Чудаев**

**Владивосток – 2014 г.**

## Содержание

<b>Введение</b> .....	4
<b>Глава 1. Состояние изученности проблемы</b> .....	11
<b>Глава 2. Методика исследований</b> .....	18
<b>Глава 3. Геолого-гидрогеологические условия районов ликвидированных угольных шахт</b> .....	21
3.1. Геолого-тектоническое строение .....	21
3.1.1. Бассейны и месторождения нижне мелового возраста Приморья .....	21
Раздольненский каменноугольный бассейн .....	22
Партизанский каменноугольный бассейн .....	27
Подгородненское каменноугольное месторождение .....	32
3.1.2. Бассейны и месторождения палеогенового и неогенового возрастов Приморья .....	34
Угловский буроугольный бассейн .....	35
Хасанское буроугольное месторождение .....	39
3.1.3. Месторождения Сахалина .....	42
Мгачинское каменноугольное месторождение .....	50
Бошняковское каменноугольное месторождение .....	52
Макаровское буроугольное месторождение .....	53
Горнозаводское буроугольное месторождение .....	55
3.1.4. Особенности геологического строения территорий .....	56
3.2. Закономерности размещения подземных вод в гидрогеологических структурах .....	59
3.2.1. Структурно-гидрогеологическое районирование .....	59
3.2.2. Гидрогеологическая стратификация .....	61
3.2.3. Особенности современной гидродинамики .....	76
<b>Глава 4. Состав и особенности формирования подземных вод в районах ликвидированных шахт угольных месторождений Приморья и Сахалина</b> .....	95
4.1. Геохимия подземных вод районов ликвидированных шахт Приморья .....	95
4.1.1. Восточно-Маньчжурский бассейн трещинных вод .....	95
4.1.2. Центральный Сихотэ-Алинский бассейн трещинных вод .....	102
4.1.3. Приханкайский артезианский бассейн .....	119
4.2. Геохимия подземных вод районов ликвидированных шахт Сахалина .....	123
4.2.1. Татарский адартезианский бассейн .....	123
4.2.2. Паранайский артезианский бассейн .....	127
4.3. Особенности изменения состава подземных вод в природно-техногенных структурах угольных месторождений Приморья и Сахалина .....	130
4.4. Физико-химическое моделирование процессов изменения состава подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт .....	158
<b>Глава 5. Региональные особенности формирования состава подземных вод в природно-техногенных структурах угольных месторождений</b> .....	174
5.1. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейнов каменноугольного возраста .....	176

5.1.1. Донецкий угольный бассейн .....	176
5.1.2. Кизеловский угольный бассейн .....	188
5.2. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейнов пермского возраста .....	199
5.2.1. Кузнецкий угольный бассейн .....	199
5.2.2. Печорский угольный бассейн .....	210
5.3. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейна триасового возраста .....	215
5.4. Особенности межрегионального распространения типов (классов) подземных вод природных и техногенных комплексов .....	223
<b>Глава 6. Оценка экологической безопасности техногенного водоносного комплекса .....</b>	<b>269</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>293</b>
<b>Список использованной литературы .....</b>	<b>295</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность исследований** определяется масштабами последствий реструктуризации угольной отрасли, которая была проведена в исторически короткие сроки и обладала огромным размахом. В России за период реформ в отрасли прекращена добыча угля на 203 предприятиях [Агапов, 2006, 2007; Навитный и др., 2011]. Практически полностью ликвидирована подземная добыча угля в Приморском крае (работает одна шахта «Липовецкая»), Сахалинской области (работают две шахты – «Долинская» и «Ударновская»), в Пермской (Кизеловский бассейн) и Архангельской (Печорский бассейн) областях. Значительно снизилось количество действующих шахт в Подмоскowie (Тульская область), в Восточном Донбассе (Ростовская область). Большое количество шахт (52) ликвидировано в Украине (Донецкая, Луганская, Львовская и Волынская области) [Техногенные последствия ..., 2004; Экологический мониторинг ..., 2010]. В таких странах, как Голландия, Бельгия и Португалия, прекратили существование все угледобывающие предприятия. Значительно сократилось их количество в Германии, Англии, Испании и Франции [Краснянский и др., 1995; Османян и др., 1995; Хуекун, 1997; Оньонз, 1999; Техногенные последствия ..., 2004]. Причины закрытия шахт разнообразны и включают экономические, геологические, геотехнические, социальные и другие факторы [Агафонов и др., 2006; Меркулова, 2008].

Закрытие угольных шахт преимущественно осуществляется методом «мокрой» ликвидации, при котором водоотлив прекращается и горнодобывающие предприятия, десятилетия осушавшие огромные прилегающие пространства, затапливаются до уровня естественных отметок зеркала подземных вод. В результате гидrolитосфера подвергается масштабным изменениям. Трансформируется гидродинамический режим подземных вод, повышается уровень грунтовых вод, происходит подтопление земной поверхности. В регионах возрастает техногенное воздействие на подземные воды, которое вызывает изменение гидрохимического фона и приводит к формированию в верхней части подземной гидросферы новых, ранее не свойственных ей, геохимических типов вод. Происходит влияние на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения регионов, а также на поверхностные водотоки, имеющие важное рыбохозяйственное значение. Для некоторых населенных пунктов проблема водоснабжения и загрязнения водотоков высшей рыбохозяйственной категории приобретает кризисный характер. В связи с этим изучение особенностей состава и закономерностей формирования подземных вод в природно-техногенных структурах районов ликвидированных угольных шахт является чрезвычайно актуальным и имеет

важное практическое значение для разработки основ гидрохимических прогнозов и мероприятий по минимизации воздействия на окружающую природную среду.

В качестве **объектов исследований** выбраны подземные воды, так как, являясь активной составляющей геологической среды, они участвуют в преобразовании, миграции и концентрировании вещества и, преобразуясь сами, служат носителями информации, необходимой для принятия тех или иных научных и инженерных решений.

**Цель исследований.** Установить геохимические особенности состава и закономерности формирования подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт на основе развития методологических подходов к оценке и прогнозированию флуктуаций состава подземных вод, формирующихся в природно-техногенных структурах.

Учитывая, что исследования по рассматриваемой проблеме имеют свою специфику, обусловленную технологией горного производства, и требуют особенно тесной комплексации геологических, гидрохимических и геоэкологических методов, для достижения поставленной цели представлялось необходимым решить следующие **задачи**:

1. Изучить геологические и гидродинамические условия формирования подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт;
2. Выявить особенности изменчивости химического состава подземных вод в сформировавшихся природно-техногенных структурах, формы миграции макро-, микроэлементов и ассоциации равновесных вторичных минералов стабильные в условиях той или иной гидрогеохимической среды;
3. Использовать эмпирически установленные региональные закономерности формирования состава подземных вод в природно-техногенных структурах ликвидированных угольных шахт для разработки основ гидрохимического прогноза;
4. Оценить масштабы влияния затопленных угольных шахт на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения регионов.

Указанные задачи охватывают как научные, так и прикладные аспекты: от условий формирования состава вод в природно-техногенных структурах до конкретного воздействия вод затопленных угольных шахт на окружающую природную среду и источники питьевого водоснабжения. Они относятся к приоритетному направлению развития науки, технологий и техники «Рациональное природопользование», а также к Перечню критических технологий РФ (п. 19, 21), утвержденным Указом Президента Российской Федерации от 07.07.2011 г. № 899. Поставленные задачи актуальны как для регионов Дальнего Востока, так и для европейской части России, Урала, Сибири, дальнего

и ближнего зарубежья. Именно поэтому при выборе районов исследования автор стремился охватить, по возможности, более широкий круг горно-геологических условий. Опорными районами исследования выбраны угольные бассейны Приморского края и Сахалинской области. Привлечены также гидрогеохимические материалы по таким крупным угольным бассейнам России и Украины, как Донецкий, Кизеловский, Кузнецкий, Печорский и Челябинский.

**Фактический материал и личный вклад автора.** Диссертационная работа основана на непрерывном, методологически и технически стандартизированном процессе наблюдений и измерений показателей, характеризующих гидродинамические особенности затопления угольных шахт, а также флуктуации составов подземных и поверхностных вод. Под руководством и при непосредственном участии автора, в период работы в ОАО «ДальвостНИИпроектуголь», а также научно-исследовательской деятельности в Дальневосточном геологическом институте ДВО РАН, на территориях ликвидируемых угледобывающих предприятий Приморского края и Сахалинской области проводились систематические гидрогеологические и экологические исследования, выполнявшиеся в рамках договорных работ с ПримЦЭМ и ГУРШ. Осуществлялись экологические обследования полей ликвидируемых шахт, авторское сопровождение рабочего проекта «Экологический мониторинг по ликвидируемым шахтам и разрезам Приморского края и Сахалинской области», научно-исследовательская работа, касающаяся разработки рекомендаций по технологии очистки загрязненных вод, выходящих на поверхность при закрытии шахт в Приморском крае, и последующее авторское сопровождение работ по процессу очистки шахтных вод (шахты «Нагорная» и «Углекаменская»). Выполнялась разработка инженерных мероприятий по защите от подтопления зданий и сооружений, расположенных на горных отводах шахт [РП «Инженерные мероприятия ...», 2003 г.]; корректировка рабочего проекта экологического мониторинга [РП «Экологический мониторинг ...», 2007 г.]; подготовка отчетов о результатах экологического обследования полей ликвидируемых шахт Приморского края и Сахалинской области [Отчет о результатах ..., 2003; 2005] и о результатах биологического мониторинга [Отчет о результатах ..., 2004].

Аналитические работы (макро- и микроэлементный состав вод) выполнялись в аккредитованных лабораториях Приморского гидрометрического агентства Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (г. Владивосток), ГП «Дальинформгеоцентр» и Сахгидромета (г. Южно-Сахалинск). Исследования твердых минеральных фаз, определение содержаний  $\delta^2\text{H}$ ,  $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta^{32}\text{S}$  и  $\delta^{34}\text{S}$  в подземных водах техногенных комплексов, осуществлялись в аналитическом центре

ДВГИ ДВО РАН. Пробы, характеризующиеся значительными количествами углеводородов, анализировались в Экоаналитической лаборатории ООО «Экоаналитика».

Полученные фактические материалы, положены в основу диссертационной работы. Все разделы диссертации выполнены автором лично. Основные положения и выводы диссертационной работы опубликованы.

#### **Защищаемые положения:**

1. Подземные водоносные горизонты при затоплении угольных шахт не восстанавливаются в прежних параметрах и координатах, а формируют гидравлически связанный техногенный водоносный комплекс. Его формирование определяется особенностями современной гидрогеологической стратификации надугольной и угольной толщ, масштабами зоны водопроницающих трещин, величиной водопритока и емкостными характеристиками сдренированного массива.

2. Геохимическая специфика подземных вод техногенного комплекса природно-техногенных структур Приморья и Сахалина закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока по схеме:  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$ . Она определяется соотношением взаимодействующих масс породы и воды, контролируется парциальным давлением  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в системе «вода–порода» и процессами вторичного минералообразования.

3. Формирование геохимических типов подземных вод в природно-техногенных структурах зависит от состава пород осадочных бассейнов и, в первую очередь, от наличия в угольных и надугольных толщах морских, соленосных и пресноводных групп геологических формаций, которые определяют направленность процессов растворения в системе «вода–порода».

4. Влияние техногенного водоносного комплекса на бассейн подземных вод и поверхностные водотоки в районах ликвидированных угольных шахт носит локальный в пространстве характер. Особенности сформировавшейся гидрогеологической структуры определяют размеры гидрогеохимических полей техногенно-трансформированных вод и масштабы их экологического воздействия на окружающую природную среду.

#### **Научная новизна работы:**

1. Исследована нарушенная горными работами 200–300-метровая толща обводненных пород как самостоятельная природно-техногенная гидрогеологическая структура. Показано, что подземные водоносные горизонты при затоплении угольных шахт не восстанавливаются в прежних параметрах и координатах, а формируют гидравлически связанный техногенный водоносный комплекс со значительными отклонениями в скоростном (фильтрационном) и напорном (уровневом) аспектах.

2. Для подземных вод районов ликвидированных угольных шахт впервые установлены формы миграции макро-, микроэлементов и изменчивость их соотношений при эволюции системы «вода–порода». С помощью физико-химического моделирования определены закономерности гидрогеохимических процессов, ряды изменения состава подземных вод в условиях природно-техногенных структур и ассоциации равновесных вторичных минералов, стабильные в условиях той или иной гидрогеохимической среды.

3. Впервые выполнена геохимическая систематизация подземных вод, формирующихся в районах ликвидированных шахт, на основе классификации Алекина–Никольской–Посохова [Алекин, 1953; Никольская, 1961; Посохов, 1969], базирующейся на генетических принципах. С позиции межрегионального распространения рассмотрены типы (классы) подземных вод, формирующиеся в природно-техногенных структурах Донецкого, Кизеловского, Кузнецкого, Печорского, Челябинского, Партизанского, Раздольненского, Угловского и Сахалинского угольных бассейнов. Установлена коррелируемость состава вод техногенных комплексов с особенностями геологического строения осадочных бассейнов и, прежде всего, с наличием в угольных и надугольных толщах морских, соленосных и пресноводных групп геологических формаций.

4. Разработаны методологические основы гидрохимического прогноза при затоплении угольных шахт в зависимости от формационной принадлежности пород надугольной толщи. Выделены типы вод (I  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; I  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; I, IIa, IIб и IIIa  $\text{Cl-Na}$ ) характеризующие условия и процессы их формирования в природно-техногенных структурах, являющиеся региональными маркерами формационной принадлежности водовмещающих пород.

5. Впервые созданы визуализированные цифровые модели гидрохимических полей районов ликвидированных угольных шахт, основанные на интерполяции значений минерализации подземных вод. Показаны масштабы влияния техногенного водоносного комплекса на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения регионов, а также на поверхностные водотоки, имеющие рыбохозяйственное значение.

**Практическая значимость работы.** Полученные результаты важны при разработке гидрохимических прогнозов, мероприятий по управлению качеством подземных вод и борьбе с загрязнением окружающей среды в районах проектируемых, действующих и ликвидируемых угольных шахт и разрезов. Они полезны проектным и производственным организациям, службам экологического мониторинга и научно-исследовательским институтам, проводящим планирование и реализацию работ по



обеспечению экологической безопасности бассейна подземных вод, источников водоснабжения, а также поверхностных водотоков.

Практическая ценность работы обеспечена распространением ее результатов на действующие предприятия и на вновь осваиваемые месторождения, где важной задачей уже на предпроектной стадии являлось сохранение окружающей среды. Разработанные основы гидрохимического прогноза, подходы к оценке техногенного воздействия на окружающую природную среду использовались автором при написании проектов горно-экологического мониторинга и ОВОС (Оценка воздействия на окружающую среду) к Проекту по расширению и техническому перевооружению разреза «Лучегорский-2» ..., 2002 г.; к Проекту строительства шахты «Северная» ООО «Северный Ургал», 2003 г.; к Проекту реконструкции шахты «Нагорная» ОАО «Шахта Нагорная», 2004 г.; к Проекту строительства разреза «Ерковецкий» ООО «Амурский уголь»..., 2004 г.; к Проекту отработки части запасов пласта В-26 на участке «Северный Ургал» шахты «Ургал» ОАО «Ургалуголь», 2005 г.; к Проекту строительства участка «Долина» Шкотовского бурогоугольного месторождения, 2005 г.; к Корректировке проекта строительства шахты «Северная» производственной мощностью 4500 тыс. тонн на геологическом участке «Северный Ургал» ОАО «Ургалуголь», 2007 г.; к Корректировке проекта строительства разреза ООО «Сахалинуголь-2» ..., 2007 г.; к Проекту строительства и отработки угольного разреза «Солнцевский-2», 2007 г.; к Проекту отработки участка открытых работ «Буреинский» ОАО «Ургалуголь», 2007 г., а также Проекта ликвидации шахты ООО «Правобережное», 2007 г.; и др., прошедших государственную экспертизу и реализованных на практике.

Результаты работы имеют значение для таких областей знаний, как геохимия, геоэкология, гидрогеология, инженерная геология, горнопромышленная экология и используются в учебном процессе.

**Апробация работы.** Основные положения авторских исследований докладывались и обсуждались на международных, всероссийских и региональных конгрессах, конференциях, симпозиумах (Москва, 2002, 2003; Болонья, 2003; Флоренция, 2004; Владивосток, 2005, 2006, 2008, 2009; Барселона, 2006; Нижний Тагил, 2008; Хабаровск, 2008; Чита, 2008; Иркутск, 2012).

По тематике диссертации опубликовано более 60 работ, в том числе 13 статей из Перечня ведущих рецензируемых научных журналов и изданий ВАК Минобрнауки России.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, 6 глав и заключения. Общий объем работы составляет 327 страниц машинописного текста, 134 иллюстраций и 100 таблиц. Список литературы включает 434 наименования.

Автор признателен своим первым учителям – Б.П. Каменскому, Р.Я. Старовойтовой, Т.В. Шаманской, привившим начальный интерес к геологии и основам профессиональной культуры. Автор искренне благодарен научному консультанту д.г.-м.н., профессору О.В. Чудаеву, академику А.И. Ханчуку, члену-корреспонденту Е.В. Склярову, докторам наук О.В. Авченко, Ю.А. Мартынову, В.В. Наумовой, А.К. Седыху, В.Г. Хомичу, С.Л. Шварцеву, кандидатам наук Л.П. Алексеевой, Н.Н. Баринкову, Г.А. Бахаревой, А.С. Ваху, Т.Н. Елисафенко, П.П. Сафронову, а также Т.Б. Афанасьевой, Н.В. Зарубиной, Н.Н. Семеновой, сотрудникам ОАО «ДальвостНИИпроектуголь» О.А. Акимовой, Л.Г. Буяновой, Т.М. Кадыровой, Т.В. Тарасовой и Т.Г. Языкиной, руководству ПримЦЭМ А.М. Зайко, А.Н. Стихину и гидрогеологу А.А. Николаеву, профессиональное сотрудничество и многолетнее общение с которыми всегда оказывали большое влияние на автора. Автор выражает благодарность начальнику Уральского регионального центра госмониторинга состояния недр д.г.-м.н. С.Н. Елохиной и главному специалисту Госуправления охраны окружающей природной среды в Донецкой области О.Н. Лысенко. Особая признательность и благодарность за многолетнюю поддержку профессору А.В. Зинькову.

## ГЛАВА I. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ

Проблемы формирования и изменения состава подземных вод всегда привлекали внимание исследователей. Однако вопросы геохимии шахтных вод в должной мере не рассматривались. Большая часть гидрогеологических работ на угольных месторождениях была посвящена изучению обводненности, прогнозированию водопритоков в горные выработки и разработке способов борьбы с этими явлениями [Плотников, 1959; Троянский и др., 1960; Сыроватко, 1960; Абрамов, 1955; Абрамов, Скиргелло, 1968; Абрамов и др., 1968, 1976; Пересунько, 1968; Бабушкин, 1974; Гварцман, Кацнельсон, 1977; Мироненко и др., 1977, 1980; Мироненко, Румынин, 1982, 1985 а, б, 1986; и др.]. Значительно меньшее количество работ [Кравцов, 1948; Кальгин, 1961; Соболева, Пельтихин, 1965; Соболева, 1966; Назарова, 1968, 1969; Миненко, Елифанцева, 1973; Севрикова, 1972, 1978; Панасенко и др., 1974; Плескачевская, 1974; Кононенко, 1976; Солнцева, Никифорова, 1982; Воронов, 1986, 1992; и др.] касалось изучения химии подземных и шахтных вод угольных месторождений в период их отработки, главным образом как источника загрязнения окружающей среды. Некоторые работы были посвящены рассмотрению возможности использования шахтных вод угольных месторождений для питьевого или технического водоснабжения, мелиорации земель [Дружинин и др., 1959; Попов, Плевако, 1974; и др.] и в качестве источника гидроминерального сырья [Ершов, Щеглова, 1958; Пономарев, 1974; Рожин, Рубейкин, 1986; Куликов и др., 1984].

Огромное значение в познании региональных гидрогеохимических закономерностей имело изучение подземных вод в процессе гидрогеологических и геологических съемок. Результаты обобщения материалов этих исследований, содержащие в том числе и данные по химическому составу подземных вод районов угольных месторождений и отражающие научные представления, сформировавшиеся к 70-м годам прошлого столетия, были приведены в многотомном издании «Гидрогеология СССР», не потерявшем свое значение и в настоящее время.

В 1989 г. на основании химико-аналитических определений сотрудниками Всесоюзного научно-исследовательского и проектно-конструкторского института охраны окружающей природной среды в угольной промышленности впервые был обобщен [Шахтные воды ..., 1989] микроэлементный состав шахтных вод. В конце 80-х годов удалось разработать [Тютюнова, 1987; Техногенный регрессивный литогенез, 1988] теоретические основы техногенного регрессивного литогенеза, развивающегося при подтоплении промышленно-урбанизированных территорий, и сделать вывод о том, что

процессы, протекающие в массивах пород при их техногенном обводнении, по существу характеризуют литогенетические преобразования под воздействием техногенных факторов и имеют, главным образом, регрессивную направленность.

Изучение химического состава подземных вод, формирующегося в процессе и в результате затопления угольных шахт, началось сравнительно недавно, когда в 1997–1998 гг. по поручению Межведомственной комиссии по социально-экономическим проблемам угледобывающих регионов и в соответствии с Федеральным законом от 20.06.1996 г. № 81-ФЗ «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» началось массовое затопление шахт и увеличилась интенсивность воздействия на окружающую природную среду.

В Дальневосточном регионе была разработана «Региональная программа реструктуризации угольной промышленности ...» (1997 г.), предусматривающая закрытие «неперспективных и высокоубыточных шахт и разрезов». Специалисты ОАО «ДальвостНИИпроектуголь» с участием работников ГУП «Дальвостуглеразведка» начали разработку технико-экономических обоснований и проектов ликвидации шахт и разрезов Приморского края и Сахалинской области, а также проектов экологического мониторинга. В это время Государственным учреждением по вопросам реорганизации и ликвидации шахт и разрезов (ГУРШ, Москва) был создан Приморский центр экологического мониторинга (ПримЦЭМ) для организации и ведения наблюдений, оперативного решения возникающих социальных вопросов. С 1998 г. на основании Постановления Правительства РФ от 03.12.1997 г. № 1523 «О государственном финансировании мероприятий по реструктуризации угольной промышленности» и Технического задания ГУРШ работники ПримЦЭМа совместно с сотрудниками ОАО «ДальвостНИИпроектуголь» начали ведение горно-экологического мониторинга на полях ликвидируемых угольных шахт и разрезов при непосредственном участии автора настоящей работы.

В рамках горно-экологического мониторинга выполнялись замеры и анализы проб шахтного воздуха на объектах, находящихся в границах угрожаемых и опасных по выделению вредных газов зон; наблюдения за уровнем затопления шахт по контрольно-наблюдательным скважинам, выходам подземных вод на земную поверхность; обследования территории возможного подтопления; контроль за макро- и микрокомпонентным составом как в шахтных водах, так и в местах их возможной разгрузки в водоносные горизонты, в гидросеть и в районах существующих централизованных водозаборов; наблюдения за состоянием отвалов в границах горных и

земельных отводов с обследованием и документированием мест возгораний; обследование потенциально провалоопасных площадей, выявление провалов поверхности в границах горных и земельных отводов. Выполнялись научно-исследовательские работы (Оценка и прогноз влияния ... , 2000 г.; Комплексная оценка и прогноз ... , 2000 г.; Разработка рекомендаций по технологии очистки ... , 2002 г.; Обоснование оптимальных условий эксплуатации ... , 2008). Ежегодно выпускались отчеты по результатам ведения горно-экологического мониторинга. По результатам мониторинга и НИР подготовлен ряд рекомендаций по соблюдению инженерно-экологических нормативов в зоне влияния предприятий после завершения их ликвидации, основные результаты которых были опубликованы в научных изданиях [Зайко, 2001; Елисафенко, 2001, 2002; Елисафенко и др., 2003; Кручинина, 2001, 2002; Садардинов и др., 2002, 2004; Гресов, Курьянов, 2002; Гресов, 2006; Гресов и др., 2008, 2009; Буянова и др., 2004; Тарасенко и др., 2004, 2008, 2009; Тарасенко, Буянова, 2005, 2006; Тарасенко, 2006; Обжиров, Гресов, 2006; Коровицкая, 2007, 2008, 2009; Ветошкина и др., 2008, 2009; и др.].

В других регионах России и стран бывшего Советского Союза также была создана и действует система мониторинга негативных экологических последствий ликвидации нерентабельных шахт и разрезов, представленная региональными центрами мониторинга на территориях с массовым закрытием предприятий. С привлечением специалистов различных организаций осуществляются наблюдения за гидрогеологической, гидрохимической, гидрологической, газодинамической, геодинамической ситуациями. Выполняются теоретические и методические разработки вопросов ликвидации шахт. Отраслевыми научно-исследовательскими и проектными, а также академическими и учебными учреждениями (ВНИМИ (ныне Межотраслевой научный центр), ИГД им. А.А. Скочинского (ныне Национальный научный центр горного производства), ВостНИИ, РосНИИГД, ГУА, КузНИИшахтострой, ИПКОН РАН, Кузбассгипрошахт, Московский государственный горный университет, Институт конъюнктуры рынка угля (ИНКРУ), Гипроуголь (Новосибирск), научно-промышленный центр «Недра» и др.) подготовлен ряд важных нормативных документов, регламентирующих порядок выполнения технических работ по ликвидации шахт и разрезов, обеспечивающих соблюдение экологических нормативов в зоне влияния предприятий после завершения их ликвидации [Азимов и др., 2001]. Разработаны нормативные документы [Нормативно-методическое обеспечение ... , 2000] по борьбе с газамми, вытесняемыми водой на поверхность при затоплении шахт; по недопущению подтопления земной поверхности, жилых, общественных и производственных зданий и сооружений; по предупреждению образования провалов над старыми горными выработками, по защите подрабатываемых объектов и рекультивации

нарушенных горными работами земель. ВНИМИ разработано руководство по созданию систем мониторинга территорий закрываемых угольных предприятий, предложена типизация шахтных полей по организации гидрогеологических наблюдений, методике их выполнения и интерпретации [Методические указания по оценке ... , 1997]. Разработаны типовые расчетные схемы-модели [Отчет о НИР «Разработка типового руководства ...», 1999 г.; Норватов, Петрова, 1999; Норватов, 2007; Норватова, 2005, 2007], отражающие условия формирования водопритоков в затопливаемые выработки. Сотрудниками ВНИМИ выполнена типизация шахтных полей Кузбасса по потенциальной возможности подтопления земной поверхности при ликвидации шахты, разработано руководство по гидроизоляции стволов, пересекающих обводненную и нарушенную отработкой пластов толщу пород на погашаемых шахтах.

Сотрудниками МНИИЭКО ТЭК выполняются исследования в Кизеловском угольном бассейне, где остро стоит проблема нейтрализации кислых вод в связи с закрытием шахт. Получены данные по расчетам возможного объема экологического ущерба от сброса шахтных вод без очистки в открытые водоемы [Блинов, 2003; Холостова, Максимович, 2005; Максимович и др., 2006]. Предложен способ очистки кислых шахтных вод Кизеловского бассейна с использованием отходов содового производства [Патент на полезную модель 50218 ..., 2005]. Рассмотрены [Имайкин, 2012; Имайкин и др. ([http://geo.web.ru/conf/geolog\\_2/gl\\_5/5\\_16.rtf](http://geo.web.ru/conf/geolog_2/gl_5/5_16.rtf))] изменения гидродинамического режима подземных вод при ликвидации шахт Кизеловского угольного бассейна.

Выполняются наблюдения за гидродинамическими процессами, происходящими в зоне влияния ликвидируемых шахт Восточного Донбасса [Экологический мониторинг ..., 2010]. Изучаются качественные характеристики подземных вод и использование мембранно-сорбционных методов их очистки [Айрапетян, 2001; Мохов, 2003; Демкин и др., 2010]. Как альтернативные источники питьевой воды рассматриваются [Полтавец, Кабаков (<http://www.lgh.com.ua/files/minewater.pdf>)] подземные воды шахт Западного Донбасса, выполняется изучение их химического состава [Техногенные последствия ..., 2004; Проскурня, Тарасова, 2007].

Осуществляется анализ изменений гидродинамического режима и качественного состава подземных вод на шахтах Подмосковного бассейна [Потапенко, 2001; и др.].

Изучение современного состояния подземных вод в условиях Кузнецкого бассейна осуществляется Е.В. Домрочевой (2005 г.), О.А. Ягуновой (2010 г.) и др. Установлено [Лудзиш (<http://www.inesa.ru/?dr=bulletin/archiv/0137/&pg=020>)], что на поверхность из ликвидированных шахт Кузбасса ежегодно поступает 40,2 млн м<sup>3</sup> подземных вод, из них

лишь 5,8 млн м<sup>3</sup> подвергается очистке. В результате исследований разработана [Полевщиков, Козырева, 2007; Ягунова, 2010 г.] методика оценки риска загазований поверхностных сооружений и предложен метод геофизического прогноза опасных по газовыделениям зон.

Наблюдения за гидродинамической и гидрохимической ситуациями в районах ликвидированных шахт и разрезов Челябинского бассейна и разработка мероприятий по предотвращению подтопления и заболачивания территории горного отвода шахт выполняются в Челябинском подразделении Уральского центра социально-экологического мониторинга углепромышленных территорий [Елохина, 2004, 2013; РП «Предотвращение подтопления ...», 2006 г.; Информационный бюллетень ... , 2007].

Несмотря на значительный объем выполняемых исследований и накопленный к настоящему времени опыт наблюдений, необходимо отметить, что основные усилия специалистов сегодня все же направлены на выполнение мониторинга и на решение главным образом инженерных задач.

Очевидно, что процессы формирования состава подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт, литогенетические преобразования толщи пород при ее техногенном обводнении, по существу, являются гипергенными процессами. Истоки исследований по изучению гипергенеза связаны, как известно, с идеями академика В.И. Вернадского [1927, 1929, 1933, 1983, 2003], который показал важную роль водных растворов в разрушении и преобразовании горных пород. Идеи В.И. Вернадского нашли отражение в работах многих его современников, учеников и последователей. С различных позиций закономерности формирования состава подземных вод рассмотрены Ферсманом, 1933–1939; Бунеевым, 1932; Саваренским, 1933, 1947, 1950; Саваренским, Афанасьевым, 1946; Чухровым, 1936; Каменским и др., 1938; Сулиным, 1946; Польновым, 1956; Бродским, 1957; Крыловым, 1958; Виноградовым, 1959, 1967; Толстихиным и др., 1959; Посоховым, 1960, 1969, 1972, 1975, 1981, 1985; Алекиным, Бражниковой, 1964; Алекиным, 1953, 1970; Перельманом, 1968, 1972, 1973, 1989; Гольдбергом, 1968, 1976, 1987; Гольдбергом, Газда, 1984; Гольдбергом, Скворцовым, 1986; Овчинниковым, 1970; Зайцевым, Толстихиным, 1963, 1972; Зайцевым, 1986; Гинзбургом и др., 1966; Карповым и др., 1971, 2001; Карповым, 1981; Карпов et al., 1997, 2002; Кононовой и др., 1971; Кононовой, 1974; Питъевой, 1971, 1978, 1984; Щербиной, 1972; Бочевеком, Орадовской, 1972; Бочевеком и др., 1979; Валяшко и др., 1973; Зверевым, 1974, 2006, 2011; Ломоносовым, 1974; Шваровым, 1976, 1999; Пиннекером, 1977, 1999; Пиннекером и др., 1982; Бутельским, 1979; Мироненко и др., 1977, 1980; Мироненко, Румынин 1982, 1985а,б, 1986; Mironenko et al., 2000; Алексеевым и др., 1984, 1989; Шварцевым, 1985, 1991, 1994,

1998, 2007, 2008; Крайновым и др., 1986, 2001; Крайновым, Соломинным, 1990; Крайновым, Зарубинным, 1991; Крайновым, Швец, 1992; Крайновым, 1997; Крайновым, Рыженко, 2000; Писарским, 1987; Боровским и др., 1989; Рыженко и др., 1990, 1996, 1997, 2000, 2003, 2006; Рыженко, Крайновым, 2001; Кирюхиным, Сырвада, 1961; Кирюхиным, Альбинским, 1963; Кирюхиным, 1975; Кирюхиным, Толстихиным, 1987; Кирюхиным и др., 1988, 1989; Лебедевым, 1976, 1989; Рынковым, 1988; Букаты, 1997; Чудаевым и др., 1999, 2000, 2008; Чудаевым, 2001, 2003; В.Н. Островским, А.В. Островским, 2000; Островским, 2009; Чудненко, Карповым, 2003; Кулаковым, 2004; Дутовой, 2005; Сорокиной, 2005; Сорокиной, Поповым, 2007; Глотовым, 2009; Абдрахмановым, Поповым, 2010; Поповым, Абдрахмановым, 2013; и др. Этими учеными достигнуты значительные успехи в познании процессов гипергенеза и формирования химического состава подземных вод. Разработаны основные положения общей и региональной гидрогеологии, учения о режиме и балансе подземных вод, определены закономерности их изменения под влиянием климата. Разработаны основы построения моделей массопереноса, методы их аналитической и численной реализации, оценки характера и степени равновесности вод с широким спектром минералов.

Активно развивались гидрогеохимические исследования за рубежом. На базе методических приемов Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста [1968], обосновавших применение методов химической термодинамики в геохимических исследованиях, началось систематическое изучение фактического состояния равновесия водных растворов с разнообразными горными породами [Helgeson, 1968, 1971; Singer, Stamm, 1968; Paces, 1973; Truesdall, 1974; Berner, 1974; Chemical modelling ..., 1979; Plummer, 1984; Plummer et al., 1988; Драйвер, 1985; Lasaga, 1984; Schott et al., 1989; Bigham et al., 1990; Appelo, Postma, 1994; Sugimori et al., 1995; и др.]. Заложена база количественного познания процессов, составляющих основу гидрогеохимических явлений. Созданы фундаментальные справочные монографии и предложены способы вычисления термодинамических параметров [Pitzer, Mayorga, 1973; Pitzer, 1975, 1980; Nordstrom et al., 1979, 1983, 1990; Nordstrom, 1982; Nordstrom, Ball, 1984; Nordstrom, Olsson, 1987; Nordstrom, May, 1989; Aagaard, Helson, 1982; Robie, Hemingway, 1995], необходимые для расчета, интерпретации и прогноза гидрогеохимических явлений.

С внедрением в геологические исследования методов термодинамики кардинально изменилась ситуация в области познания геологии в целом и зоны гипергенеза в частности. Созданы специализированные программы для моделирования природных процессов в системе «вода–порода» («Селектор» – [Карпов, 1981; Карпов et al., 1997, 2002; Карпов и др., 2001; Чудненко, Карпов, 2003]; «GIBBS» – [Шваров, 1976]; «Hydgeo» –



[Букаты, 1997]; «GEOCHEM» – [Mironenko et al., 2000] и др.), установлены термодинамические константы многих природных соединений и растворенных веществ. Доказано, что водный раствор всегда неравновесен с отдельными первичными минералами, но одновременно равновесен с определенной гаммой вторичных минеральных фаз, и именно это обстоятельство определяет способность воды непрерывно растворять минералы и формировать вторичные продукты.

Использование достижений выдающихся исследователей в качестве методической основы при изучении подземных вод, формирующихся в техногенно-нарушенных горных массивах районов ликвидированных угольных шахт, позволило на современном уровне подойти к анализу накопленного фактического материала.

## ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Предлагаемая работа основана на непрерывном, методологически и технически стандартизированном процессе наблюдений и измерений показателей, характеризующих гидродинамические особенности затопления угольных шахт, а также флуктуации составов подземных и поверхностных вод в пределах горных и земельных отводов.

Наблюдения за уровнем затопления шахт выполнялись по скважинам, оборудованным на отработанный массив. В качестве измерительного прибора использовался электроуровнемер. Замеры проводились в одни и те же дни каждого месяца. По результатам работ выполнялась оценка динамики затопления шахты и уровня режима подземных вод.

Гидрохимическое опробование осуществлялось в соответствии с действующими нормами (ГОСТ Р 51592-2000; ГОСТ Р 51593-2000). Отбор проб из поверхностных водотоков выполнялся в точках, расположенных выше горных отводов шахт (антропогенный фон), в местах возможного загрязнения рек и в точках, расположенных ниже по течению водотоков от мест потенциального влияния шахт. Подземные воды опробовались по скважинам, оборудованным фильтрами на определенный водоносный горизонт или комплекс. Кроме этого выполнялось опробование вод источников нецентрализованного водоснабжения (колодцы, родники и т.п.). Воды техногенного водоносного комплекса опробовались по скважинам, имеющим связь с горными выработками и оборудованным фильтрами на подработанную толщу. Перед каждым отбором пробы осуществлялась прокачка скважины погружным насосом, при этом выкачивалось не менее трех объемов воды, содержащейся в стволе скважины. По всем пробам выполнялись полевой и лабораторный химические анализы.

Полевым методом *in situ*, с помощью комплект-лаборатории НКВ-2, в отобранных пробах визуальным, органолептическим, визуально-колориметрическим и титриметрическими методами определялись органолептические показатели, рН, общая жесткость, основные ионы (хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, кальций и железо), биогенные вещества (аммоний).

Пробы на полный химический анализ и микрокомпоненты консервировались на месте отбора в соответствии с методиками лабораторий. В качестве базовых определены лаборатории Приморского гидрометрического агентства ФС России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (г. Владивосток), ГП «Дальинформгеоцентр» и Сахгидромета (г. Южно-Сахалинск), аккредитованные Федеральной службой по аккредитации.

В перечень контролируемых компонентов качества воды входили: органолептические показатели (температура, запах, цветность) и показатели химического состава воды, в том числе: рН, сухой остаток, общая жесткость, окисляемость перманганатная (ХПК) и бихроматная (БПК), щелочность, углекислота свободная, основные ионы ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ), биогенные вещества ( $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Fe}_{\text{общ}}$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{HNO}_2$ ), типичные загрязняющие микрокомпоненты ( $\text{Be}^{2+}$ ,  $\text{V}^{3+}$ ,  $\text{Mn}^{2+}$ ,  $\text{Pb}^{2+}$ ,  $\text{Se}^{2-}$ ,  $\text{Cu}^{2+}$ ,  $\text{Mo}^{2+}$ ,  $\text{As}^3$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{F}^-$ ,  $\text{Zn}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{Cr}^{6+}$ ,  $\text{Ni}^{2+}$ ,  $\text{Li}^+$ ,  $\text{Cd}^{2+}$ ,  $\text{Hg}^+$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ , нефтепродукты и фенолы).

Пробы, характеризующиеся значительными количествами углеводов, анализировались в Экоаналитической лаборатории ООО «Экоаналитика» методом ИК-спектрометрии и газовой хроматографии, в соответствии с методическими указаниями ПНД ф 14.1:2.5-95 и ПНД ф 14.1:2:4.128-98. Качественный анализ экстрактов выполнялся на ИК-Фурье спектрофотометре IR FTIR-84008 (Шимадзу, Япония).

Кроме этого исследования составов вод, а также твердых минеральных фаз выполнялись в аналитическом центре Дальневосточного геологического института ДВО РАН с применением современных сертифицированных аналитических методов. В лаборатории стабильных изотопов ДВГИ ДВО РАН выполнялось определение содержаний  $\delta^2\text{H}$ ,  $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta^{32}\text{S}$  и  $\delta^{34}\text{S}$  в водах техногенных комплексов ликвидированных угольных шахт. Для изучения состава и микроморфологии минеральных новообразований использовались химический, спектральный и рентгенофазовый (рентгеновский дифрактометр D8 Discover с  $\text{CuK}\alpha$ ; Дрон-3 с  $\text{FeK}\alpha$ ) анализы, а также метод инфракрасной спектроскопии (ИК Фурье-спектрометр NICOLET 6700, Thermo, США) и съемка на сканирующем электронном микроскопе ZEISS EVO 50XVP, оснащеном рентгеновским энерго-дисперсионным спектрометром INCA Energy 350.

По величине минерализации, водородного показателя и жесткости воды классифицировались в соответствии с «Отраслевым стандартом ...» [1986]. Наименование водам давалось по соотношению эквивалентных (молярных) концентраций анионов и катионов в порядке их возрастания. Преобладающими считались ионы, содержащиеся в количествах 20 % и более, при условии, что сумма как анионов, так и катионов равна 100 %.

При выражении химического типа воды в виде псевдодробы (формулы ионного состава) в формулу ионного состава записывали все анионы и катионы, содержание которых составляет 1 % и более от суммы миллимолярных концентраций анионов (катионов). Написание формул ионного состава в работе сопровождается данными о минерализации, выражаемой в граммах на кубический дециметр ( $\text{г/дм}^3$ ).

Для хранения, обобщения и математической обработки геохимической информации использовались методы математической статистики (кластерный анализ) и приемы физико-химического моделирования – решение уравнений термодинамических констант равновесия реакций (программа AquaChem V. 5.1 [2006]) и минимизации свободной энергии Гиббса (программа Селектор–Windows [Чудненко, Карпов, 2003]). Использовались сравнительные, комплексные и регионально-гидрогеологические подходы. С целью получения представлений о формах миграции химических элементов и о способности вод к растворению и минералообразованию для средних обобщенных составов вод угольных бассейнов выполнены физико-химические расчеты электролитической диссоциации (комплексообразования). Для определения интенсивности преобразования вещества горных пород при взаимодействии с водой в работе использован диаграммный метод оценки устойчивости породообразующих минералов, основанный на гипотезе существования непрерывной серии твердых растворов между отдельными глинистыми минералами. Определение направления эволюции развития системы «вода–порода» в условиях ликвидированных угольных шахт и интерполяция иногда ясных, иногда трудноуловимых соответствий между составом воды и составом вмещающих пород осуществлялись с использованием классификации О.А. Алекина [1953], дополненной Ю.П. Никольской [1961] и Е.В. Посоховым [1969]. По соотношениям  $i\text{HCO}_3 > i\text{Ca}+i\text{Mg}$ ,  $i\text{HCO}_3 < i\text{Ca}+i\text{Mg}$ ,  $i\text{Cl} > i\text{Na}$ ,  $i\text{Cl} < i\text{Na}+i\text{Mg}$ ,  $i\text{Cl} > i\text{Na}+i\text{Mg}$  и  $\text{HCO}_3 = 0$  выделены классы и группы подземных вод, особенности которых в последующем рассмотрены с позиции межрегионального распространения.

Оценка экологической обстановки в районах затопленных угольных шахт осуществлялась путем сравнения результатов анализов гидрохимических проб с предельно допустимыми концентрациями в соответствии с СанПиН 2.1.4.1074-01 и с «Перечнем ПДК и ОБУВ вредных веществ ...» [1997]. Выполнялось построение цифровых моделей гидрохимических полей с использованием программы Surfer 8.

Многочисленность объектов исследований, многократность повторных работ, использование высокоточных аналитических методов, а также современных приемов обработки информации и физико-химического моделирования способствовали объективности, репрезентативности выводов и развитию научных представлений о процессах, происходящих в природно-техногенных гидрогеологических структурах районов ликвидированных угольных шахт, направленных на решение сложной научно-практической проблемы рационального природопользования.

## **ГЛАВА 3. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНОВ ЛИКВИДИРОВАННЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ**

Закономерности распределения и формирования подземных вод в угольных бассейнах Приморья и Сахалина определяются сочетанием сложившихся к настоящему времени геолого-тектонических и структурно-гидрогеологических условий. Ниже рассмотрены геолого-тектоническое строение угольных бассейнов (месторождений) и особенности размещения подземных вод в природных и техногенных гидрогеологических структурах.

### **3.1. Геолого-тектоническое строение**

Угольные бассейны (месторождения) Приморья (Раздольненский, Партизанский, Угловский бассейны, Подгородненское и Хасанское месторождения) и Сахалина (Мгачинское, Бошняковское, Макаровское, Горнозаводское месторождения) формировались в посторогенных обстановках в позднем мезозое и кайнозое. Краткая характеристика стратиграфических подразделений бассейнов и месторождений нижнемелового, палеогенового и неогенового угленакопления, позволяющая определить условия размещения и формирования подземных вод в рассматриваемых районах, представлена ниже.

Описание осадочных и вулканогенно-осадочных комплексов угольных бассейнов и месторождений выполнено в соответствии со Стратиграфическим кодексом России [2006], работой Л.Ф. Назаренко, В.А. Бажанова [1989], обобщающей фактический материал по стратиграфии, интрузивным образованиям, тектонике и истории геологического развития Приморского края, а также крупной работой «Угольная база России» [1997, 1999], дополняющей изданную ранее двенадцатитомную монографию «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР» [1973], монографическими изданиями «Геодинамика, магматизм и металлогения Востока России» [2006], «Гидрогеология Азии» [1974], «Геология СССР» [1974], «Перспективы освоения ...» [2004] и другими геологическими сведениями по угольным объектам, представленными в отчетных материалах и публикациях.

#### **3.1.1. Бассейны и месторождения нижнемелового возраста Приморья**

Мезозойские бассейны с раннемеловым угленакоплением в Приморье немногочисленны. Они имеют изометричные очертания и расположены преимущественно в Южно-Приморской и Западно-Приморской зонах. Это объясняется особенностями развития региона [История развития ..., 1965 г.; Геологическое строение Северо-

Восточной Кореи и Юга Приморья, 1966], который к мезозою превратился в устойчивый массив, представляющий собой на подавляющей части область размыва. Мезозойские отложения резко несогласно залегают на нижележащих комплексах, характеризуются континентальными или мелководными фациями и выполняют брахисинклинальные структуры и мелкие грабены.

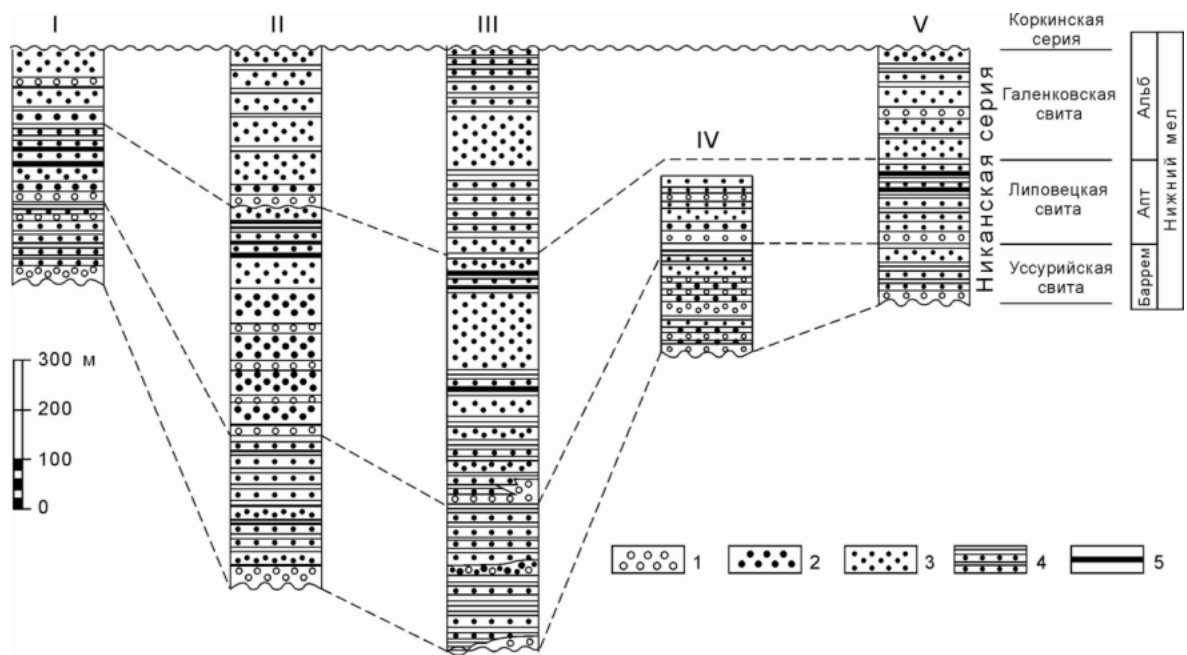
Среди бассейнов и месторождений раннемелового возраста, включающих ликвидированные угольные предприятия подземной добычи, рассмотрены следующие: Раздольненский (Липовецкое и Ильичевское месторождения) и Партизанский (Старо-Партизанский, Тигровский и Мельниковский угленосные районы) каменноугольные бассейны, Подгородненское каменноугольное месторождение.

#### *Раздольненский каменноугольный бассейн*

Раздольненский каменноугольный бассейн расположен в пределах одноименной впадины. Он характеризуется сложным и разнообразным геологическим строением. Поскольку впадина заложилась по разломам на стыке ранне мезозойских и палеозойских отложений и относится к типу наложенных поздне мезозойских, домеловые образования относятся к фундаменту, который в северной части бассейна сложен среднепалеозойскими гранитами, а в западной – сильно дислоцированными осадочными отложениями нижнего силура и перми, прорванными интрузиями позднепермских гранитоидов. Основную часть разреза осадочной толщи составляют отложения мезозойского возраста, максимальная мощность которых достигает 4000–4500 м. На юге и юго-востоке бассейн подстилается относительно спокойно залегающими отложениями триаса (общей мощностью до 2000–2500 м) и нижней–средней юры (мощностью до 1000 м). Вдоль его западной границы прослежена зона Западно-Приморского субмеридионального разлома [Геодинамика, магматизм ..., 2006].

Континентальные отложения раннего мела объединены в *никанскую серию* ( $K_1 nk$ ), которая представляет собой сероцветную угленосную толщу (до 1150 м), расчлененную В.А. Красиловым [1967] на уссурийскую, липовецкую и галенковскую свиты (рис. 3.1).

Уссурийская свита сложена песчаниками, алевролитами и мало мощными (0,1–0,2 м) слоями угля. Липовецкая свита представлена гравелитами, конгломератами, песчаниками и алевролитами с двумя пластами каменного угля рабочей мощности. С этой свитой связаны промышленные запасы угля Раздольненского бассейна. Угли гумусовые и липтобиолитовые (рабдописситовые), высокозольные, длиннопламенные. Галенковская свита характеризуется слабой угленосностью и наличием вулканогенно-осадочных пород с прослоями алевролитов и аргиллитов.



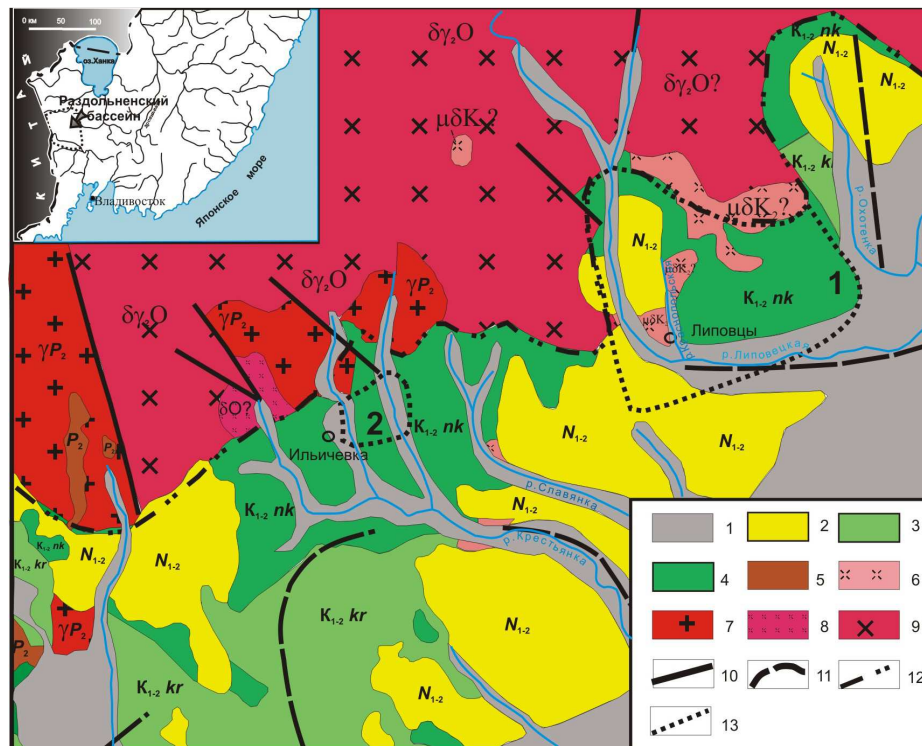
**Рис. 3.1. Стратиграфические колонки никанокской серии Раздольненского бассейна [Геодинамика, магматизм ..., 2006]:** 1 – конгломераты, гравелиты, гравелистые песчаники; 2 – песчаники грубо- и крупнозернистые; 3 – песчаники мелко- и среднезернистые; 4 – чередование песчаников и алевролитов; 5 – углистые аргиллиты и угли. Колонки I, II, IV, V – краевые части бассейна [Красилов, 1967]; колонка III – приосевая часть Пуциловской синклинали

На отложениях галенковской свиты согласно залегают осадки *коркинской серии* ( $K_{1-2} kr$ ) мощностью до 750 м. Серия образована пестроцветными отложениями, иногда делится на толщи: туфогенную и «шоколадных» сланцев.

Меловые отложения бассейна большей частью перекрыты более молодыми рыхлыми терригенными образованиями, которые залегают с резким угловым и стратиграфическим несогласием и представлены отложениями усть-давыдовской, усть-суйфунской, суйфунской и шуфанской свит неогенового возраста. *Усть-давыдовская свита* ( $N_1 ud$ ) сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, прослоями и пластами бурого угля и углистых аргиллитов. Мощность свиты в кайнозойских впадинах бассейна иногда превышает 300 м [Угольная база ..., 1997]. *Усть-суйфунская свита* ( $N_1 us$ ) сложена разнозернистыми песчаниками и галечниками, переслаивающимися с туфами. Мощность свиты до 130 м. *Суйфунская свита* ( $N_2 sf$ ) сложена галечниками, песками русловых и руслово-пойменных фаций мощностью до 30 м. *Шуфанская свита* ( $N_2 šf$ ) занимает значительную часть площади Раздольненского бассейна. Она сложена покровами базальтов и андезибазальтов мощностью ~350 м, преимущественно толеитовыми. Субщелочные базальтоиды наблюдаются лишь возле центров извержения и известны в основном на севере Ханкайского массива.

Четвертичные образования (Q) представлены аллювиальными и делювиально-пролювиальными осадками, сложенными глинами, песчано-гравийными смесями, разнозернистыми песками и галечниками. Мощность отложений достигает 30 м.

Непосредственное влияние на отложения угленосной формации оказали магматические процессы в поздне меловом времени ( $\mu\delta K_2?$  – дациты, диориты, андезиты) и плиоцене (рис. 3.2). Интрузивный магматизм этого времени зафиксирован в виде небольших по размерам нектров, силлов и даек, прорывающих угленосные отложения.



**Рис. 3.2. Схема геологического строения Константиновско-Липовецкого прогиба (по Л.А. Изосову, 1982 г.) [Угольная база ..., 1997]:** 1 – четвертичные отложения ( $Q_{I-IV}$ ) нерасчлененные (глины, суглинки, супеси, пески, гравийники); 2 – миоцен-плиоценовые ( $N_{1-2}$ ) отложения усть-давыдовской, усть-суйфунской, суйфунской и шуфанской свит (галечники, пески, алевролиты, песчаники, пласты бурого угля, туффиты, базальты, андезибазальты); 3 – нижне-верхнемеловые ( $K_{1-2} kr$ ) отложения коркинской серии (песчаники, туфопесчаники, алевролиты, аргиллиты, прослой и линзы конгломератов); 4 – нижнемеловые ( $K_1 nk$ ) отложения никанской серии (песчаники, конгломераты, гравелиты, алевролиты, аргиллиты, пласты каменного угля); 5 – верхнепермские ( $P_2$ ) сложнодислоцированные терригенные отложения барабашской и погран-петровской свит; 6–9 – магматические образования фундамента: 6 – верхнемеловые диориты, 7 – верхнепермские граниты, 8 – ордовикские диориты, 9 – гранодиориты ордовика; 10, 11 – тектонические нарушения, выходящие на дневную поверхность (10) и скрытые под более молодыми образованиями (11); 12 – северная граница прогиба; 13 – граница промышленных площадей Липовецкого (1) и Ильичевского (2) каменноугольных месторождений

Бассейн объединяет несколько месторождений (Липовецкое, Ильичевское, Константиновское, Синеловское, Алексее-Никольское и Уссурийское) и проявлений



(Пуциловское, Казачинское, Пушкинское, Куликовское и др.) каменного угля раннемелового возраста. Добыча угля в бассейне в основном осуществлялась на Липовецком и Ильичевском месторождениях шахтами № 4 и «Ильичевская».

В структурном отношении *Липовецкое месторождение* приурочено к одноименной брахисинклинали, имеющей субширотное простирание, с глубиной погружения мезозойских отложений до 600 м (рис. 3.3). Углы падения пород внутри структуры колеблются от 10 до 45°. Брахисинклиналь осложнена вторичными брахиформными складками и разбита разрывными нарушениями.

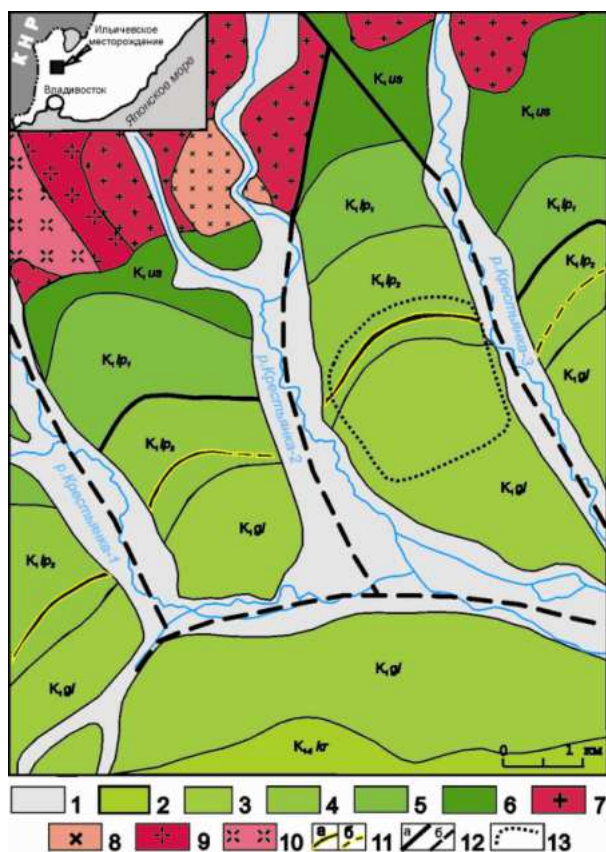


**Рис. 3.3. Схема геологического строения Липовецкого каменноугольного месторождения [Угольная база ..., 1997]:** 1 – четвертичные отложения, 2 – неогеновые отложения; 3 – отложения коркинской серии; 4 – отложения галенковской свиты; 5 – отложения липовецкой угленосной свиты; 6 – отложения уссурийской свиты; 7 – поздне меловые (?) андезиты, дациты и диориты; 8 – ордовикские (?) граниты; 9 – крупные тектонические нарушения; 10 – стволы шахты № 4; 11 – площадь действующего разреза; 12 – границы участков месторождения; 13 – номера участков (1–10): 1 – поле шахты № 4; 2 – разрез Восток-2; 3 – Восточный; 4 – Южный-2; 5 – Липовецкий-6; 6 – Южный-3; 7 – Галенковский-3; 8 – Некковский; 9 – Галенковский-2; 10 – Галенковский-1

*Ильичевское месторождение* (рис. 3.4) площадью ~ 200 км<sup>2</sup> расположено западнее Липовецкого месторождения, граница с которым проходит по крупному сбросо-сдвигу. Ильичевская брахисинклиналь вытянута в восток-северо-восточном направлении, имеет асимметричное строение с северо-западным крылом, падающим на юго-восток под углами 5–10°, и юго-восточным, падающим на северо-запад под углами до 45°. Системой сбросов и сбросо-сдвигов брахисинклиналь разбита на крупные тектонические блоки.

Поле шахты «Ильичевская» приурочено к северному крылу восточной части брахисинклинали с моноклиналильным и пологим (до 10°) залеганием слоев пород и пластов каменного угля. Угольные пласты имеют сложное строение и представлены

переслаиванием углей различного петрографического состава с породными прослоями невыдержанной мощности.



**Рис. 3.4. Схема геологического строения Ильичевского каменноугольного месторождения [по: Угольная база ..., 1997] с нанесением точек гидрохимического опробования зоны влияния шахты «Ильичевская»:** 1 – четвертичные отложения; 2–6 – меловые отложения коржинской серии (2), галенковской свиты (3), липовецкой угленосной подсвиты (4), липовецкой непродуктивной подсвиты (5), уссурийской свиты (6); 7, 8 – верхнепермские граниты, плагиограниты и аplitовидные граниты (7), гранодиориты, кварцевые диориты и диориты (8); гранит-порфиры (9); 10 – ордовикские (?) граниты; 11, 12 – установленные (а) и предполагаемые (б) границы выходов основной группы угольных пластов (11) и тектонических нарушений (12); 13 – техническая граница шахтного поля

Смена по разрезу типов пород, по свидетельству Ю.Б. Устиновского с соавторами (1961 г.), происходила не постепенно, а резко, обычно с размывом. Подобные резкие переходы и контакты одних пород с другими, плохая отсортированность осадков, отсутствие фауны, наличие флоры и растительного детрита, различные типы кривой речной слоистости, наличие стяжений пирита и марказита, резкое преобладание псефитовых и псаммитовых пород над пелитовыми, по утверждению предшественников, указывают на принадлежность меловых отложений к осадкам торфяных проточных и заиживающихся болот, пойменных озер и стариц, речных русел и пойм.

Все разновидности и типы углей относятся к группе гумолитов, т.е. являются гумусовыми, высокозольными [Угольная база ..., 1997]. Минеральные включения (кварц, глинистое вещество, пирит и сидерит) содержатся в количестве от 2 до 40 %, в среднем – 8–15 %. В золе углей отмечены повышенные концентрации Mn, Cr, Pb, Zn и Ga (22–60 г/т). Содержание серы в углях всех классов низкое – 0,2–0,3 %.

В разрезе угленосной толщи месторождений Раздольненского бассейна преобладают песчаники, из которых 57 % – аркозы, 30 – полевошпатовые граувакки и 5 % – граувакки. Поровое пространство песчаных пород заполнено обломочным материалом меньшей размерности вплоть до глин, что свидетельствует о плохих коллекторских

качествах песчаников. Средняя пористость угля составляет 8,7–9,3 %, что близко к общей пористости углевмещающих пород. Отложения вышележащей галенковской свиты более уплотнены по отношению к породам угленосной толщи. Однако по причине слабой дифференциации обломочного материала в разрезе практически отсутствуют глины. Глинистые осадки систематически засорялись песчаным материалом, в результате чего вместо глин формировались глинистые алевриты или супеси. Средняя общая пористость пород 11,1–14,4 % и 8,4–9,7 % соответственно. Наиболее плотными ( $2,53 \text{ г/см}^3$ ), обладающими пониженной общей пористостью (6 %) и более высокими упругими характеристиками, являются андезиты, прорывающие угленосные отложения.

Таким образом, породы мезозоя довольно сильно уплотнены и обладают низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость трещинных коллекторов, по данным Ю.В. Кузнецова и др. (1962 г.) и В.Б. Торгоновой (1968 г.), колеблется от 19 до 171 мД.

Интенсивная тектоническая нарушенность Раздольненского бассейна с выходом плоскостей нарушений и трещиноватых зон к поверхности благоприятствовали дегазации угленосных отложений бассейна. Отсутствие в подстилающих отложениях рассматриваемых месторождений пород, генерирующих газы, и непроницаемых для газов покровных образований способствовали низкой газоносности шахтных полей. Все это предопределило смешанный состав газов в угленосных отложениях и их общую низкую газоносность. В составе шахтной атмосферы фиксировались: углекислый газ – от 0,043 до 0,264 %; оксид углерода – от 0 до 0,0007 %; метан – от 0,045 до 0,192 %; водород – от 0,0001 до 0,0013 %; гомологи метана и их изоформы до бутана включительно – от 0 до 0,00017 %. Повышенные концентрации метана, водорода и углекислого газа фиксировались вблизи разрывных нарушений [Угольная база ..., 1997]. Кроме этого повышенная углекислотообильность шахт (до  $44,1 \text{ м}^3/\text{т}$  суточной добычи) была обусловлена технологией отработки углей: незаперемыченным пространством, гидрогеологическими условиями и другими факторами, благоприятствующими окислению кислородом шахтной атмосферы угольных пластов. Содержание азота в угольных пластах изменялось от 25 до 98 %, аргона – от 0,49 до 0,74 %.

#### *Партизанский каменноугольный бассейн*

Под Партизанским бассейном понимается обширная территория (около  $8000 \text{ км}^2$ ) распространения раннемеловых угленосных отложений на юге Приморья [Угольная база ..., 1997], в предгорьях горной системы Сихотэ-Алинь [Гидрогеология СССР, 1968]. Бассейн протягивается с юго-запада от побережья Японского моря на северо-восток до верховьев р. Большая Уссурка более чем на 120 км при средней ширине 50–60 км [Седых, 2005]. В структурном отношении бассейн представляет сложную синклинали, внутри

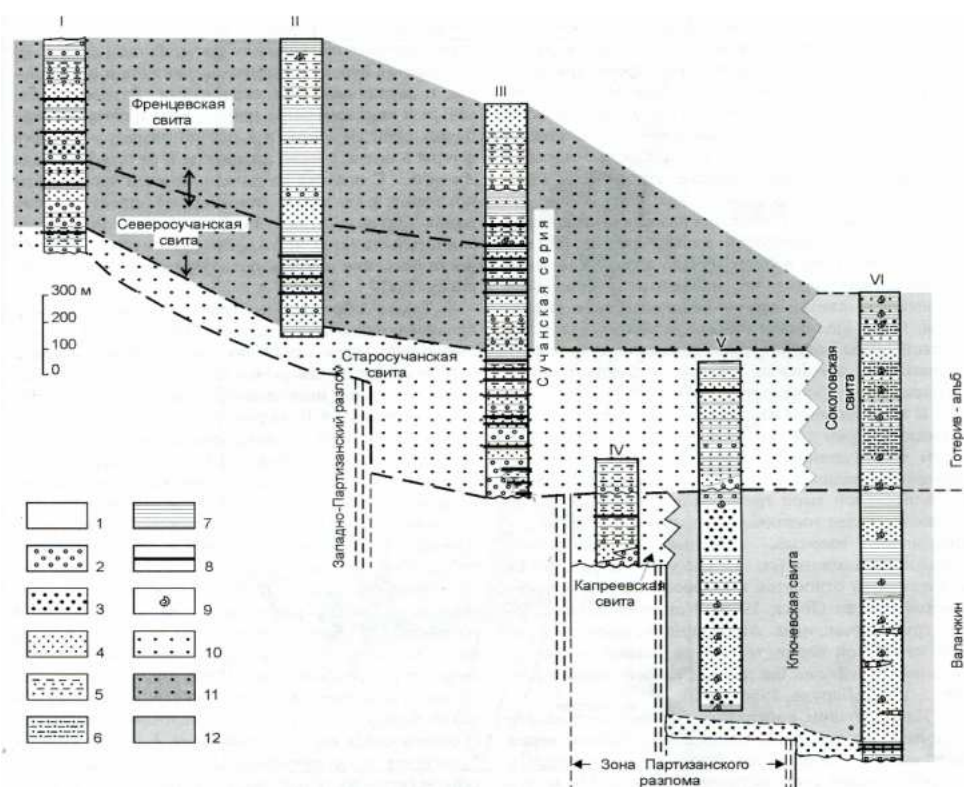
которой выделяется ряд синклиналей и антиклиналей II и III порядков, разбитых многочисленными разрывными нарушениями [Гидрогеология СССР, 1968].

В геологическом строении бассейна принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные, эффузивные и интрузивные образования [Гидрогеология СССР, 1968]. Фундамент бассейна сложен раннепалеозойским комплексом габброидов и гранитоидов Сергеевского террейна, верхнепермскими дислоцированными осадочными и вулканогенными породами, а также триасовыми (мощностью до 1000 м) и юрскими (мощностью 300–800 м) терригенными породами, которые дислоцированы относительно слабо [Геодинамика, магматизм ..., 2006]. Образования триаса и юры представлены преимущественно конгломератами, песчаниками, алевролитами и глинистыми сланцами морского генезиса. В толще мелового возраста морские осадки встречены только в самой нижней ее части (песчаники валанжинского яруса). Залегающие выше отложения мела подразделяются на готерив-альбскую сучанскую и коркинскую серии. В соответствии со схемой, разработанной В.А. Красиловым [1967], сучанская серия подразделена на старосучанскую и северосучанскую, а также [Геодинамика, магматизм ..., 2006] френцевскую свиты. В результате геолого-съёмочных и тематических работ А.В. Олейникова с соавторами [1990] на левобережье верхний р. Партизанская и в верховьях р. Лазовка была также выделена угленосная *капреевская свита* валанжинского возраста. Северо-восточнее, в верховьях р. Уссури, ниже меловые породы объединены в *ключевскую и соколовскую свиты*, которые являются возрастными и фациальными аналогами капреевской свиты и сучанской серии соответственно (рис. 3.5). Мощную (до 1700 м) толщу вулканогенно-осадочных пород, разделенную на *кангаузскую и романовскую свиты*, традиционно выделяют в этом бассейне в *коркинскую серию* альб-сеноманского возраста [Геодинамика, магматизм ..., 2006].

Мощность угленосных отложений изменяется от 430 до 1000 м, максимальная глубина залегания – 1300 м. Сложены они разнообразным комплексом осадочных пород – от конгломератов и гравелитов до аргиллитов и углистых сланцев, среди которых имеются 49 угольных пластов и пропластков, из которых 32 являются рабочими пластами, в том числе 12 – основными [Гидрогеология СССР, 1968].

*Кайнозойские отложения* бассейна, представленные палеогеном, заполняют разобщенные мульды, наложенные на мезозойские структуры. Они сложены главным образом вулканогенными породами, которые перемежаются с песчаниками, алевролитами, аргиллитами и конгломератами. Мощность их достигает 1300 м. Небольшие останцы (мощностью первые десятки метров) базальтового покрова

шурфанской свиты ( $N_2 \delta f$ ) установлены на водоразделе рек Малая и Большая Тигровая, на вершине сопки Симоновская в пределах поля шахты «Авангард» [Угольная база ..., 1997].



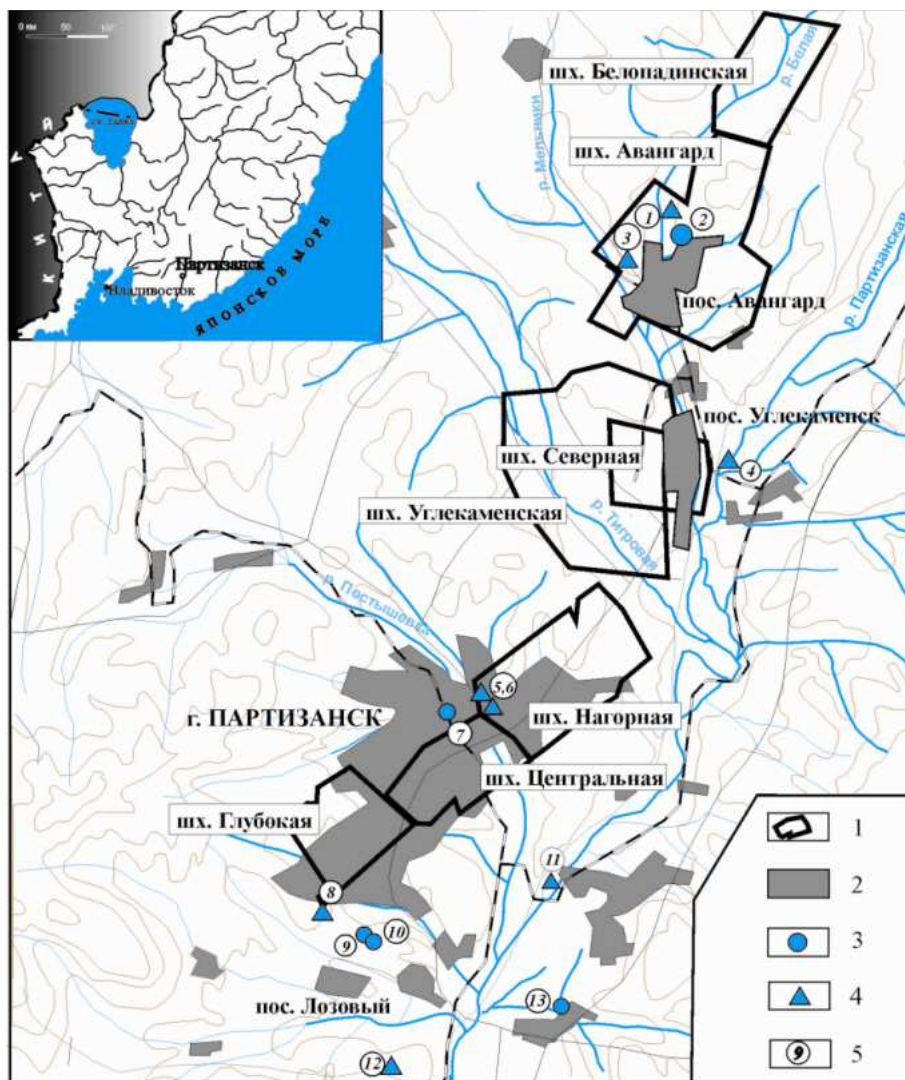
**Рис. 3.5. Колонки нижнемеловых отложений Партизанского бассейна [Геодинамика, магматизм ..., 2006]:** 1 – домеловой фундамент; 2 – конгломераты, брекчии и гравелиты; 3 – песчаники грубо- и крупнозернистые; 4 – песчаники средне- и мелкозернистые; 5 – переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; 6 – песчанистые алевролиты; 7 – алевролиты и аргиллиты; 8 – углистые аргиллиты и угли; 9 – места находок морской фауны; 10–12 – фации: континентальные (10), чередование континентальных и прибрежно-морских (11), прибрежно-морские (12)

Четвертичные отложения (Q) имеют повсеместное распространение. Они представлены осадками от нижнего до современного звеньев, которые расчленены на отдельные горизонты в соответствии со стратиграфической схемой четвертичных отложений Приморья [Угольная база ..., 1997].

В литологическом отношении геологический разрез Партизанского бассейна сложен песчаниками различной зернистости (82,0 %), алевролитами (4,0 %), аргиллитами (3,0 %), конгломератами и гравелитами (1,0 %), углями (1,0 %) и изверженными породами (9,0 %) (Сводный геологический отчет по полю шахты «Северная»..., 1976 г.; «Сводный геологический отчет по доразведке поля шахты «Глубокая» ...», 1977 г.; Геологический отчет по доразведке ..., 1985 г.).

В пределах бассейна выделяются угольные районы (Петровский, Смоляниновский, Арсеньевский, Достоевско-Варфоломеевский, Литовский, основная Промышленная

площадь, Белопадинский, Сергеевский, Молчановский, Безьямный, Верхне-Партизанский), которые объединяют несколько участков и шахтных полей [Угольная база ..., 1997]. Наибольшее практическое значение имела Промышленная площадь, на которой были сосредоточены основные угледобывающие предприятия (рис. 3.6).



**Рис. 3.6. Схематическая карта шахтных полей Промышленной площади Партизанского бассейна:** 1 – контур шахтного поля; 2 – территория жилой застройки; 3 – одиночные скважины; 4 – водозабор галерейного типа; 5 – условные номера водозаборных сооружений (1–13): 1 – Авангардовский, 2 – скв. 1, 3 – Мельниковский, 4 – Углекаменский, 5 – Северный, 6 – водозабор ДВЖД, 7 – скв. 3754, 8 – водозабор шахты № 1, 9 – скв. 3731, 10 – скв. 3531, 11 – Южный, 12 – Лозовый, 13 – скв. 18-812

Промышленная площадь включает три угленосных района (с юго-запада на северо-восток): Старо-Партизанский (шахты «Глубокая» и «Центральная»), Тигровский (шахта «Нагорная») и Мельниковский (шахты «Северная», «Углекаменская» и «Авангард»).

Промышленная угленосность бассейна приурочена к отложениям с старосучанской и северосучанской свит. Средняя мощность пластов варьируется от 1,22 до 3,18 м. Общая

нарушенность угольных пластов возрастает с увеличением глубины их залегания и в направлении с юго-запада (поле шахты «Глубокая») на северо-восток (поле шахты «Авангард»). Предполагается [Угольная база ..., 1997], что это связано с общим увеличением внедрений магматических пород в угленосные отложения в данном направлении.

В пределах Промышленной площади Партизанского бассейна установлено увеличение степени метаморфизма углей – от газовых северо-восточных районов к полуантрацитам и антрацитам юго-западных. Предполагается также увеличение степени метаморфизма углей до стадии жирных и коксовых на глубинах свыше 1000 м в пределах основных синклинальных структур бассейна. Отличительной особенностью этих углей является повышенное содержание минеральных включений, которые представлены каолинитом, кальцитом, сидеритом, кварцем и пиритом. По содержанию золы угли бассейна подразделяются на малозольные (7–20 %), угли с переменной зольностью (7–40 %) и высокозольные (20–45 %). Все угли бассейна низкосернистые ( $S_{dt} - 0,26-0,76\%$ ) и характеризуются высокой битуминозностью (0,3 %). Большое количество нефтебитумопроявлений зафиксировано в горных выработках юго-западной части Промышленной площади. Нефть метановая, парафиновая [Обжиров, 1979]. Ее поступление фиксировалось из трещиноватых песчаников кровли пласта  $m_{12}$ , из некоторых кальцитовых и кварцевых жил.

На участках «Правобережный-2» и «Горячий-3» по отдельным скважинам установлены угольные пласты ( $m_{12}$ ,  $m_{13}$ ,  $m_{17}$ ,  $m_{18}$  и  $m_{19}$ ) с аномальными содержаниями W (до 1 кг/т) и Cu (до 2,2 кг/т) [Угольная база ..., 1997]. В пробе по пласту  $n_{22}$  (шахта «Центральная») отмечено повышенное содержание тяжелых лантаноидов (30 г на т угля) с небольшой величиной соотношения (0,9) легких лантаноидов к тяжелым [Угольная база ..., 1997]. На северо-востоке бассейна выявлены угли с повышенными содержаниями Ge (до 30–50 г/т угля). Отмечены повышенные содержания в углях Sb (до 20 г/т угля) и Cd (6 г/т) при нормируемых соответственно 10 г/т и 1,2 г/т [Ценные и токсичные элементы ..., 1996]. В единичных пробах (пластов, распространенных в пределах поля шахты «Глубокая») установлены повышенные концентрации Hg (до 12 г/т при ПДК – 1 г/т), Cr (148 г/т), F (632 г/т), V (150 г/т), Zn (до 150 г/т), Ni (до 220 г/т), P (до 6400 г/т). Имеются данные [Ценные и токсичные элементы ..., 1996] о повышенных концентрациях As в отдельных пробах углей Партизанского бассейна, обусловленных, по-видимому, син- и постугольным оруденением района.

В составе природного газа угленосных толщ Партизанского бассейна установлены метан, водород, сероводород, углекислый газ, оксид углерода, гелий, аргон и азот. По всей

площади бассейна встречаются тяжелые углеводороды с содержанием в угольных пластах до 2,08 %, во вмещающих породах – до 0,24 %, свободных газопроявлений – до 0,10 %. Наличие в пробах газа из вмещающих угленосных и магматических пород значительных концентраций водорода, углекислого газа, азота и тяжелых углеводородов указывает на возможность их подтока из нижележащих магматических образований по трещиноватым зонам глубинных разломов [Обжиров, 1979].

#### *Подгородненское каменноугольное месторождение*

Подгородненское месторождение расположено в северо-западной части п-ова Муравьев-Амурский, в предгорьях одноименного хребта [Гидрогеология СССР, 1968]. Месторождение вытянуто полосой длиной около 10 км и шириной 3–4 км северо-восточного простирания вдоль восточного побережья Амурского залива. Оно приурочено к юго-западной части мезозойской синклинали структуры, центральная часть которой перекрыта континентальными угленосными отложениями палеогена (рис. 3.7).

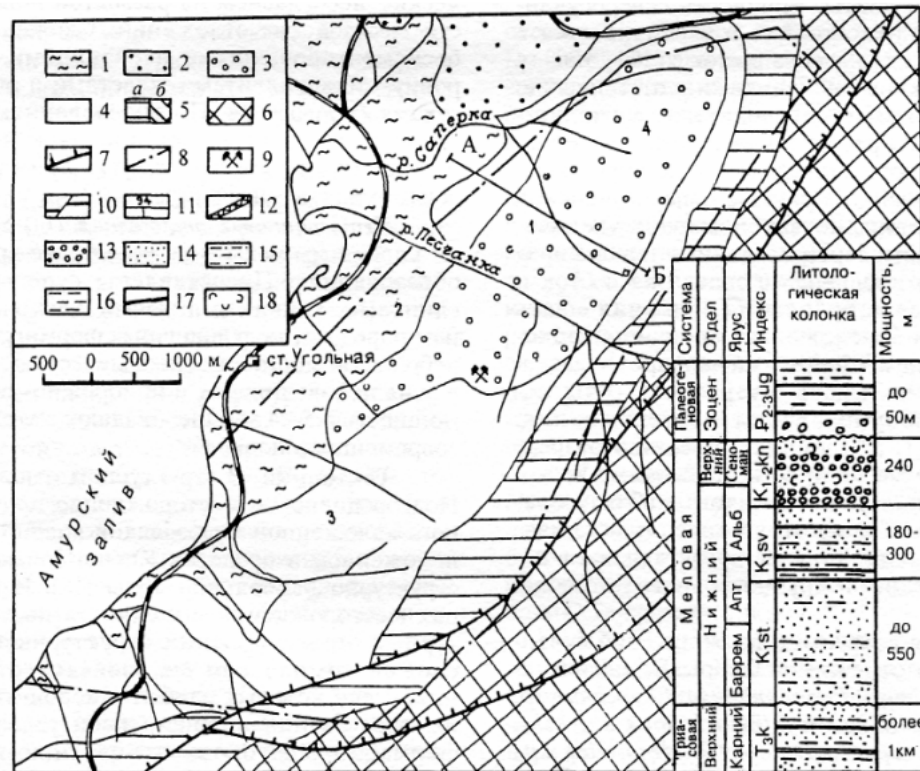
В геологическом строении месторождения принимают участие осадочные, эффузивные и интрузивные породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Промышленная угленосность установлена в ранне меловых отложениях, которые с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на сложнодислоцированных отложениях триаса всех трех отделов, представленных чередованием континентальных и морских фаций.

В границах месторождения меловые отложения представлены тремя свитами (снизу вверх): старосучанской, северосучанской и кангаузской. Как отмечалось выше, *старосучанская свита* ( $K_1 st$ ) сложена песчаниками, алевролитами с редкими мало мощными прослоями черных аргиллитов с обилием растительного детрита, с пропластками и линзами углистого аргиллита и каменного угля. Мощность свиты около 550 м. *Северосучанская свита* ( $K_1 sv$ ) сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, пластами и пропластками каменного угля. В разрезе свиты установлено закономерное увеличение крупности зерен осадочных пород снизу вверх, а по площади – с запада на восток и в северном направлении.

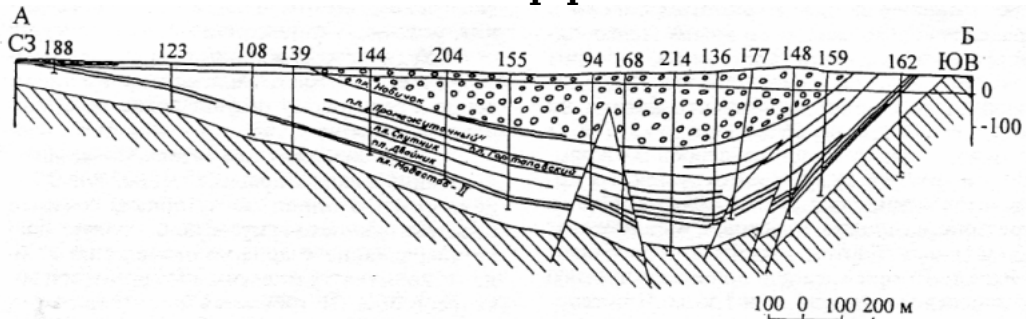
Нижняя часть разреза свиты сложена тонкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Здесь же расположены основные рабочие пласты месторождения: Модестов-II и Двойник. Вверх по разрезу увеличивается мощность прослоев мелко- и среднезернистых песчаников, а вблизи пласта Новичок (самого верхнего пласта свиты) вмещающие породы представлены в основном средне- и крупнозернистыми песчаниками (см. рис. 3.7). *Кангаузская свита* ( $K_{1-2 kn}$ ) (коркинской серии) распространена в центральной части синклинали структуры. Ее вскрытая мощность достигает 240 м. В



основании свиты залегает горизонт средне-, крупногалечниковых конгломератов мощностью до 150 м. Вверх по разрезу отмечается чередование слоев конгломератов с песчаниками и алевролитами.



Геологический разрез по линии А-Б



**Рис. 3.7. Схематическая геологическая карта Подгородненского месторождения и геологический разрез по линии А-Б [Угольная база ..., 1997]:** 1 – четвертичные отложения; 2 – эоцен-олигоценые угленосные отложения угловской свиты; 3 – альб-сеноманские отложения кангаузской свиты; 4 – ниже меловые угленосные отложения северосучанской свиты; 5 – слабоугленосные отложения старосучанской свиты: а – к карте, б – к разрезу; 6 – триасовые отложения; 7 – основные разрывные нарушения; 8 – граница месторождения; 9 – ствол шахты «Подгородненская»; к разрезу (10–12): 10 – разрывное нарушение; 11 – скважина и ее номер; 12 – отработанный угольный пласт; к стратиграфической колонке (13–18): 13 – конгломераты; 14 – песчаники; 15 – алевролиты; 16 – аргиллиты; 17 – угольные пласты; 18 – туфы

Образования раннемеловой угленосной формации Подгородненской синклинали представляют собой асимметричную структуру северо-восточного простирания (см. рис. 3.7). Углы падения угольных пластов и вмещающих пород наиболее крутые на юго-

восточном крыле синклинали (40–50°). Северо-западное крыло пологое, углы падения пород колеблются в пределах 10–15°, однако на ограниченных площадях в пределах дополнительных складок II порядка углы падения могут увеличиваться до 20–25°.

*Палеогеновые отложения* представлены угловской свитой ( $P_{2-3}$  иг), распространенной в крайней северной части поля шахты «Подгородненская». Они представлены слабоцементированными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, пластами и пропластками бурого угля.

*Четвертичные отложения* (Q) залегают сплошным чехлом на всех более древних образованиях. Они представлены супесью, суглинками, глинами, линзами песков, щебнем пород – от делювиальных формирований небольшой мощности (первые метры) до аллювия небольших рек и прибрежно-морских террас мощностью 5–24 м. Преобладают отложения современного периода.

Магматических образований на площади месторождения не установлено. Слабо проявленная туфогенность отмечается в отложениях кангаузской свиты.

Угли Подгородненского месторождения гумусовые. Они содержат значительное количество минеральных примесей (10–30 %). В основном это глинистый материал, который образует глинисто-гумусовую основную массу. Концентрации редких и радиоактивных элементов не превышают фоновых значений.

Эксплуатация месторождения мелкими шахтами частных предпринимателей началась с 1894 г. По мере отработки удобных для эксплуатации участков мелкие предприятия прекращали свое существование. Шахта «Линдгольма» была закрыта в 1924 г. Шахта «Подгородненская» была сдана в эксплуатацию в 1941 г. По газовому режиму шахта была сверхкатегорийной. На глубинах 5–550 м присутствовал метан (3–99,5 %), углекислый газ (1–6 %), водород (0–2 %), тяжелые углеводороды (до 0,12 %), гелий (до 0,09 %), аргон (до 0,63 %) и азот. Относительная метанообильность горных выработок на глубине 200 м в 1964–1994 гг. достигала 39 м<sup>3</sup>/т суточной добычи (с.д.) при средних значениях 23,8 м<sup>3</sup>/т суточной добычи, углекислотообильность – 19,5 и 11,8 м<sup>3</sup>/т с.д. соответственно [Метанопроявления и перспективы ..., 2007].

### **3.1.2. Бассейны и месторождения палеогенового и неогенового возрастов Приморья**

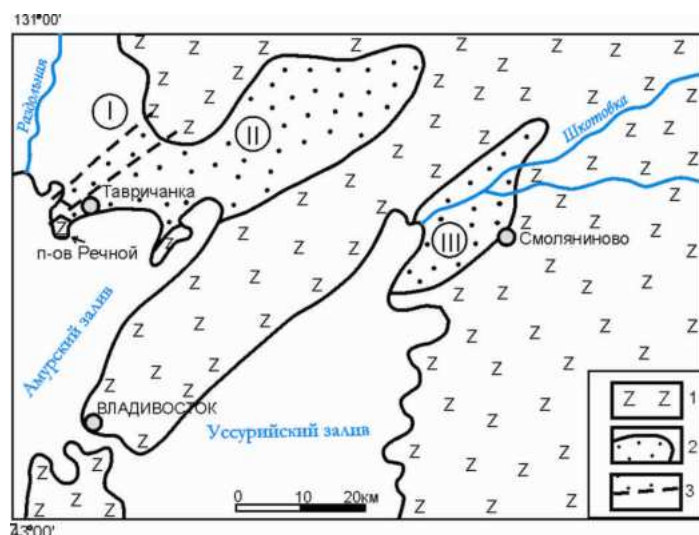
Напряжение, возникшее в земной коре в кайнозой в результате развития, с одной стороны, глубоководных морских впадин вдоль побережий Азиатского континента, а с другой стороны – воздымания смежных сводных поднятий в пределах жестких массивов, являлось одним из ведущих факторов, обусловивших интенсивный дизъюнктивный тектогенез и предопределяющих размещение и характер накопления кайнозойских

осадочных и вулканогенных комплексов. В результате палеогеновые и неогеновые отложения Приморья приурочены к сравнительно небольшим приразломным впадинам, наложенным на различные более древние структуры.

Угольные бассейны и месторождения Приморья палеогенового и неогенового возрастов, включающие ликвидированные шахты, следующие: Угловский бурогольный бассейн (Шкотовское, Тавричанское и Артемовское месторождения) и Хасанское месторождение Краскинской впадины. В настоящее время затопленными являются шахта им. Артема Шкотовского месторождения и шахта «Хасанская» одноименного месторождения.

#### *Угловский бурогольный бассейн*

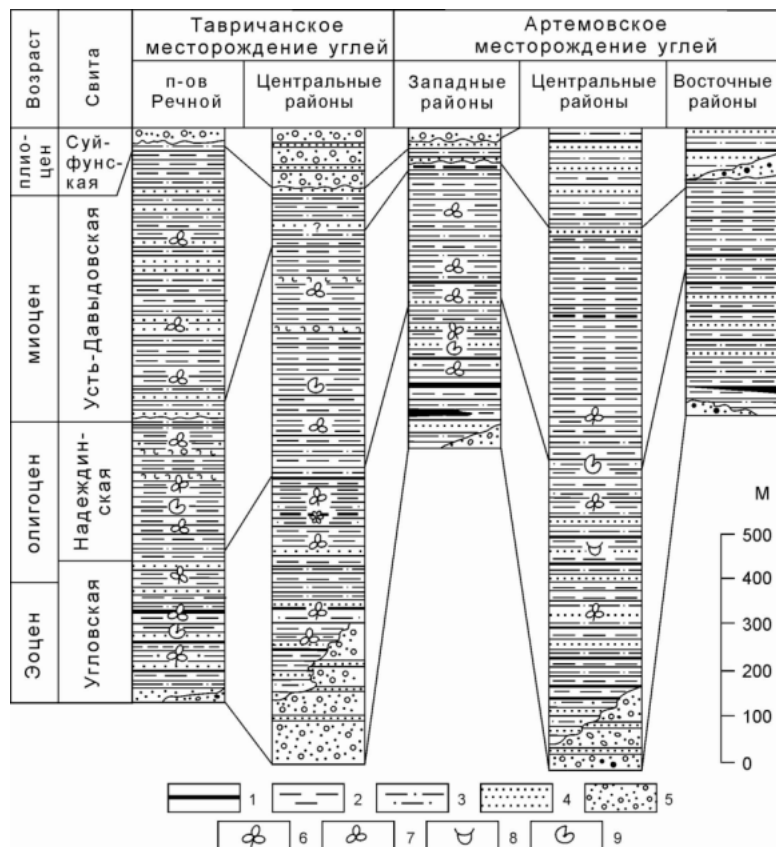
Месторождения Угловского бассейна приурочены к приразломным впадинам – Угловской и Шкотовской (рис. 3.8).



**Рис. 3.8. Схема расположения кайнозойских впадин юга Приморья (по: Павлюткин, 2008):** I – Пушкинская, II – Угловская (Артемо-Тавричанская), III – Шкотовская; 1 – докайнозойское основание, 2 – кайнозойские впадины, 3 – тектонические границы

Угловская впадина расположена в 40 км к северу от г. Владивосток, окаймляет п-ов Муравьев-Амурский (см. рис. 3.8) и включает в себя два угольных месторождения – Тавричанское (на западе) и Артёмовское (на юго-востоке) [Седых, 2008].

Ликвидируемые шахты месторождений Угловской впадины – «Капитальная», № 5 (Тавричанского месторождения), «Амурская», «Озерная», «Приморская», «Дальневосточная» (Артемовского месторождения), по результатам анализа фактических данных о динамике подъема уровня подземных вод, не затопились и затопятся не ранее 2018 г. (РП «Экологический мониторинг по ликвидируемым шахтам ...», 2007 г.). Это объясняется тем, что отложения угленосной формации месторождений впадины, перекрываются монотонной алевроито-глинистой надеждиной свитой (рис. 3.9), формирование которой, по данным А.К. Седыха [2008], обусловлено деятельностью крупного бассейна, возможно лагуны.



**Рис. 3.9.**  
**Стратиграфические колонки чехольных образований Угловской впадины [Угольная база ..., 1997]:** 1 – угольные пласти; 2 – аргиллиты; 3 – алевролиты; 4 – песчаники; 5 – конгломераты, конгломератобрекчии; 6–9 – органические остатки: 6 – листовая флора, 7 – споры и пыльца, 8 – кости млекопитающих, 9 – фауна пресноводных моллюсков

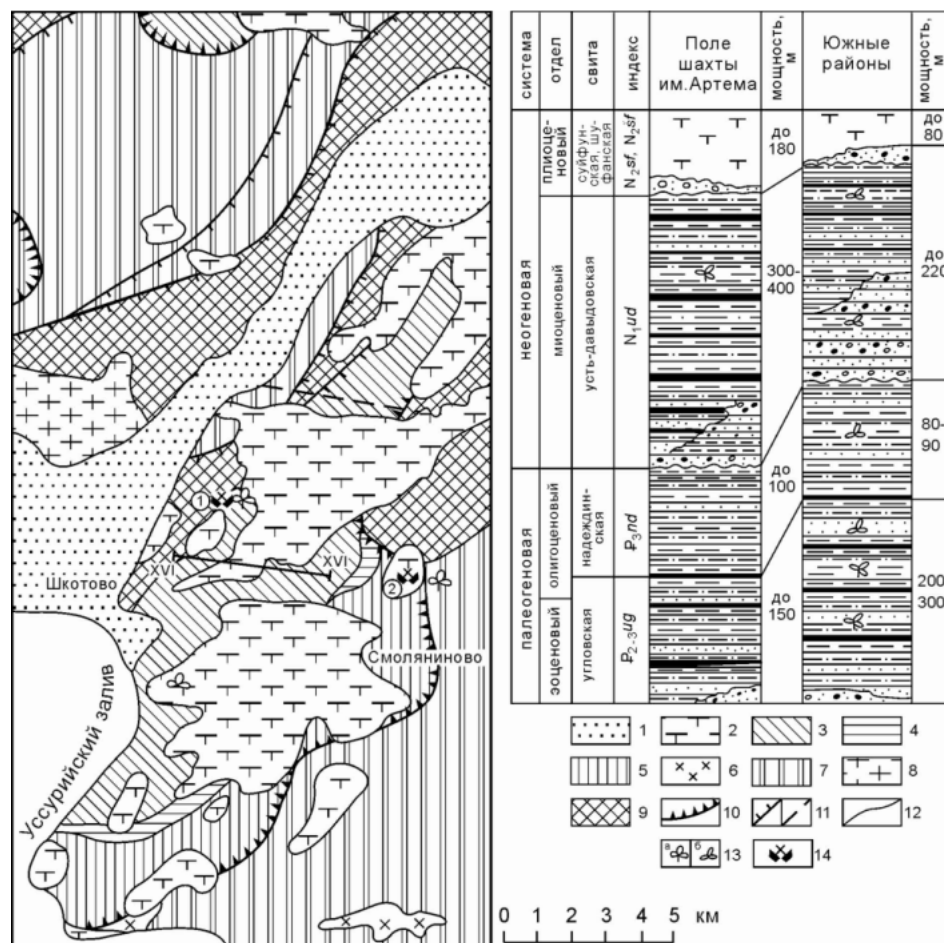
Водообильность и фильтрационные свойства пород надеждинской свиты низкие. Удельные дебиты колеблются от 0,0002 до 0,0083 л/с, коэффициент водопроницаемости – 0,01–0,23 м<sup>2</sup>/сут.

Водоносный комплекс палеогеновых отложений надеждинской свиты являлся основным источником обводненности горных выработок, поэтому в период работы шахт общие водопритоки в горные выработки не превышали 20 м<sup>3</sup>/ч, составляя в среднем 10 м<sup>3</sup>/ч. Самые низкие водопритоки были установлены на поле шахты № 5 – в среднем 1,5 м<sup>3</sup>/ч. Таким образом, глинистые породы, находящиеся выше отработанной толщ, препятствуют поступлению воды в горные выработки и не способствуют затоплению шахт «Капитальная», № 5, «Амурская», «Озерная», «Приморская», «Дальневосточная» Тавричанского и Артемовского месторождений.

*Шкотовская впадина* расположена в 15 км юго-восточнее Угловской (см. рис. 3.8). Она протягивается в виде узкого прогиба северо-восточного простирания. Длина впадины – 37 км, максимальная ширина на юге – 9 км (здесь же установлена наибольшая глубина – 800 м). Ширина впадины в центральной части всего 2 км [Седых, 2008]. В пределах Шкотовской впадины располагается одноименное бурогольное месторождение, которое отрабатывалось шахтой им. Артема.

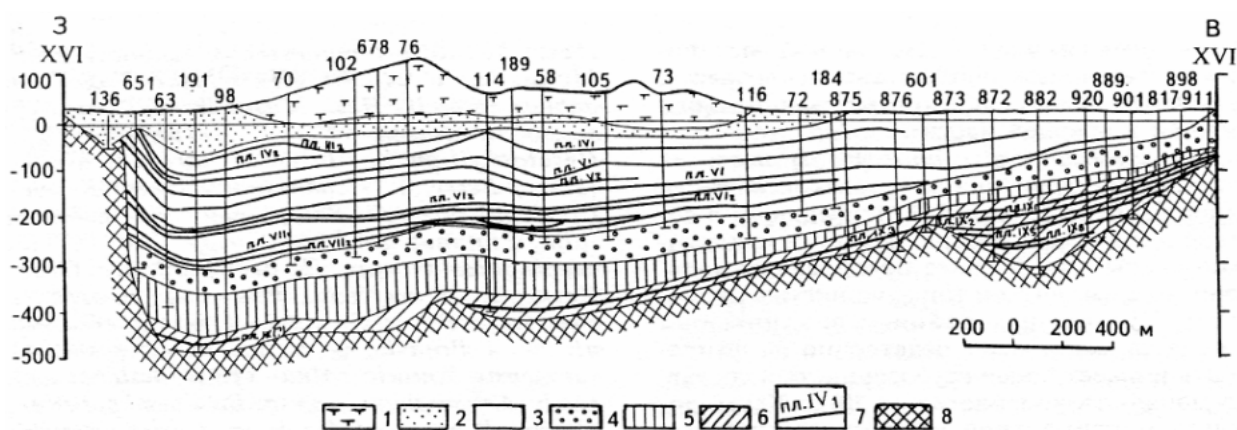
Геологическое строение месторождения представлено образованиями палеозойско-мезозойского фундамента и кайнозойского чехла (рис. 3.10). Фундамент сложен

преимущественно позднепермскими эффузивно-терригенными образованиями, представляющими собой переслаивание туфолав и туфобрекчий кислого, среднего и основного состава с туффитами и алевролитами. По отдельным скважинам в фундаменте установлены известняки, представляющие собой рифогенные выступы и экзотические глыбы. Непосредственно на палеозойских отложениях залегают нижнетриасовые карбонатно-терригенные породы, которые с размывом перекрываются раннемеловыми слабоугленосными и поздне меловыми туфогенно-терригенными (коркинская серия) отложениями.



**Рис. 3.10. Схематическая геологическая карта Шкотовского бурогоугольного месторождения [Седых, 2008]:** 1 – четвертичные отложения; 2 – плиоценовые базальты; 3 – угленосные отложения усть-давыдовской свиты (миоцен); 4 – олигоценые отложения надеждинской свиты; 5 – эоцен-олигоценые угленосные отложения угловской свиты; 6 – верхнемеловые габбро-диабазы; 7 – мезозойские осадочные отложения; 8 – позднепермские гранитоиды; 9 – верхнепермские эффузивно-терригенные образования; 10 – границы Шкотовской впадины; 11 – основные разрывные нарушения: установленные (а), предполагаемые (б); 12 – геологические границы; 13 – места находок ископаемых остатков листовой флоры (а), спор и пыльцы (б); 14 – ликвидированные угледобывающие предприятия (шахты им. Артема, «Смоляниновская»); XVI–XVI – разрез по линии

Чехол Шкотовской впадины (месторождения) представлен отложениями палеогена, неогена и четвертичной системы. В основании чехла залегает нижняя угленосная толща *угловской свиты* ( $P_{2-3} ug$ ), которая вмещает до 20 угольных пластов и пропластков, из них три-шесть имеют промышленное значение. В составе свиты преобладают алевролиты и аргиллиты (до 67 % разреза); тонко-, средне- и мелкозернистые песчаники (до 20 %), угли и углистые породы. *Надеждинская свита* ( $P_3 nd$ ) залегает согласно на отложениях угловской свиты. В свите преобладают алевролиты, аргиллиты и тонкозернистые песчаники. В северных районах впадины она иногда залегает непосредственно на фундаменте и имеет более грубозернистый состав. Ее мощность колеблется от 20 до 100 м, достигая максимальной величины на южных флангах шахты им. Артема, где надеждинская свита имеет и более глинистый состав. *Усть-давыдовская свита* ( $N_1 ud$ ), представляя собой верхнюю угленосную свиту, имеет устойчивую мощность, которая колеблется от 300 до 400 м, и широкое площадное распространение (рис. 3.11). Свита включает в себя I–VIII группы угольных пластов и характеризуется песчано-глинистым составом с преобладанием песчаников с волнистой и косоволнистой слоистостью.



**Рис. 3.11. Геологический разрез по линии XVI–XVI [Угольная база ..., 1997]:** 1 – плиоценовые базальты; 2 – суйфунская свита (плиоцен); 3 – угленосные отложения усть-давыдовской свиты (миоцен); 4 – базальтные конгломераты усть-давыдовской свиты; 5 – олигоценые отложения надеждинской свиты; 6 – угленосные отложения угловской свиты (эоцен–олигоцен); 7 – угольные пласты; 8 – образования фундамента

Угленосные отложения, выполняющие впадину, образуют асимметричную синклиналию складку север-северо-восточного простирания с крутыми (30–80°) западными и пологими (10–20°) восточными крыльями.

По вещественно-петрографическому составу подавляющее большинство углей принадлежит к классу гелитолитов. Из минеральных включений в углях преобладает

глинистое вещество (в среднем 90 % минеральной части), в виде мелких зерен встречаются кварц, полевой шпат, сидерит и пирит.

Угли Шкотовского месторождения характеризуются повышенными содержаниями Ge и Ga, достигающими 150 г/т. Средние содержания этих элементов составляют соответственно 2,6 и 20 г/т угля (угловская свита) [Угольная база ..., 1997]. По отдельным пробам в углях отмечаются повышенные концентрации (в г/т): F – до 300–600, Hg – до 6–8, Cr – до 100–400, V – до 400 и P – до 400–1000 [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].

С размывом и стратиграфическим несогласием на отложениях усть-давыдовской свиты и более древних образованиях, прилегающих к Шкотовской впадине, залегает *суифунская свита* ( $N_2 sf$ ). Ее мощность колеблется от 0 до 100 м, составляя в среднем 20–40 м. Свита сложена галечниками и песками русловых, руслово-пойменных фаций. Линзы глин встречаются редко.

*Шуфанская свита* ( $\beta N_2 \check{s}f$ ) почти полностью перекрывает Шкотовскую впадину и представлена неоднородным составом образований от дацитов и дациандезитов до андезитов, андезибазальтов и базальтов с преобладанием двух последних, среди которых встречаются маломощные прослои туфогенно-осадочных пород.

*Четвертичные отложения* (Q) широко распространены и представлены озерно-аллювиальными глинами и суглинками общей мощностью до 7 м, фациями делювия и пролювия, сложенными неокатанными либо плохо окатанными обломками и глыбами базальтов, пространство между которыми заполнено песчано-глинистым материалом. Мощность этих отложений достигает 50 м. Отложения современного звена, мощность до 10 м, представлены глинами, суглинками, песками и супесями с линзами и прослоями хорошо окатанных галек преимущественно базальтового состава.

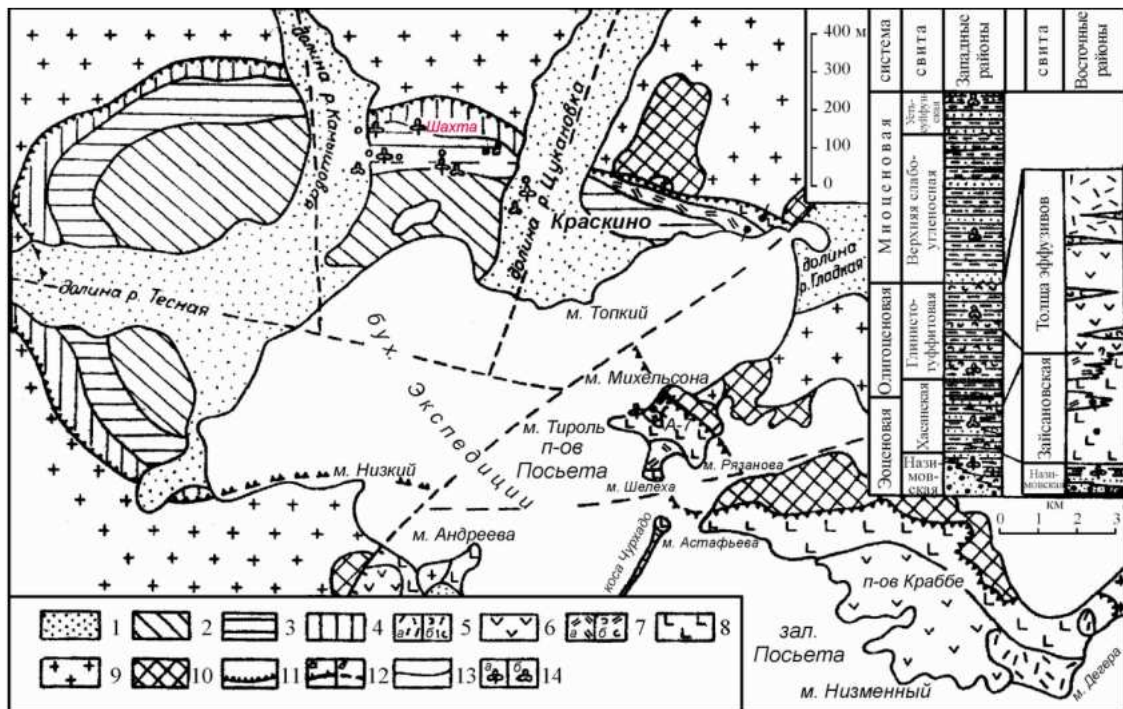
Среди чехольных образований впадины магматические породы, прорывающие угленосные отложения, не установлены. Однако наличие Шкотовского плато, перекрывающего угленосные отложения, предполагает присутствие рвущих тел основного состава, выполняющих подводящие каналы эффузивов плато.

При подземной отработке месторождения (шахта им. Артема) отмечался простой газовый режим. Метанообильность колебалась от 0 до 2 м<sup>3</sup>/т с.д., углекислотообильность – от 0 до 4,9 м<sup>3</sup>/т с.д. [Угольная база ..., 1997]. Суффлярные газовыделения и внезапные выбросы газа не регистрировались.

#### *Хасанское бурое угольное месторождение*

Хасанское месторождение расположено в северной прибортовой части *Краскинской вулcano-тектонической впадины* (рис. 3.12), которая имеет овальную форму и находится на юго-западной окраине Приморья в прибрежной полосе и огибает с севера,

запада и северо-востока бухту Экспедиции и залив Посьета [Угольная база ..., 1997; Седых, 2008]. В границах рассматриваемого района выделены отложения палеозойского фундамента и кайнозойского чехла. Фундамент сложен гранитами и метаморфическими породами позднепермского возраста [Угольная база ..., 1997]. Эффузивно-осадочный чехол имеет палеоген-неогеновый возраст и относительно четкое литологическое разграничение. Западные районы характеризуются преимущественным развитием осадочных пород, а восточные – эффузивных [Седых, 2008].



**Рис. 3.12. Схема геологического строения Краскинской впадины [Седых, 2008]:** 1 – четвертичные отложения; 2 – миоценовые отложения верхней слабоугленосной толщи и усть-суйфунской свиты; 3 – олигоценовые отложения глинисто-туффитовой (надежинской) свиты; 4 – эоцен-олигоценовые отложения хасанской свиты; 5 – олигоценовые эффузивы кислого состава: а – лавы, б – туфы; 6 – олигоценовые эффузивы среднего состава; 7 – эоценовые эффузивы кислого состава: а – лавы, б – туфы; 8 – эоценовые эффузивы основного состава; 9 – позднепермские гранитоиды; 10 – верхнепермские эффузивно-осадочные отложения; 11 – границы Краскинской впадины; 12 – разломы: а – основные, б – предполагаемые; 13 – геологические границы; 14 – места находок ископаемых остатков: а – листовой флоры, б – спор и пыльцы

В основании образований чехла западных районов впадины залегает невыдержанная по мощности пачка грубозернистых пород, представленных конгломератами и конгломерато-брекчиями с включениями крупных валунов и мало мощных прослоев псефитовых и псаммитовых туфов [Седых, 2008]. Выше залегает пестрая по литологическому составу угленосная толща (тонко- и мелкозернистые песчаники, алевролиты, аргиллиты, туффиты и пепловые туфы), которая вблизи северного



борта содержит до семи пластов бурых углей, выклинивающихся по падению. Общая мощность угленосной толщи достигает 200 м. Выше залегает глинисто-туффитовая толща мощностью до 250 м, сложенная туфоалевролитами с редкими прослоями аргиллитов, разнозернистых песчаников, иногда конгломератов [Седых, 2008]. В наиболее опущенных частях Краскинской впадины согласно залегает самая верхняя песчаниковая толща (мощностью 600 м), с отдельными слоями алевролитов, туфосодержащих пород и редкими линзами лигнитов [Седых, 2008].

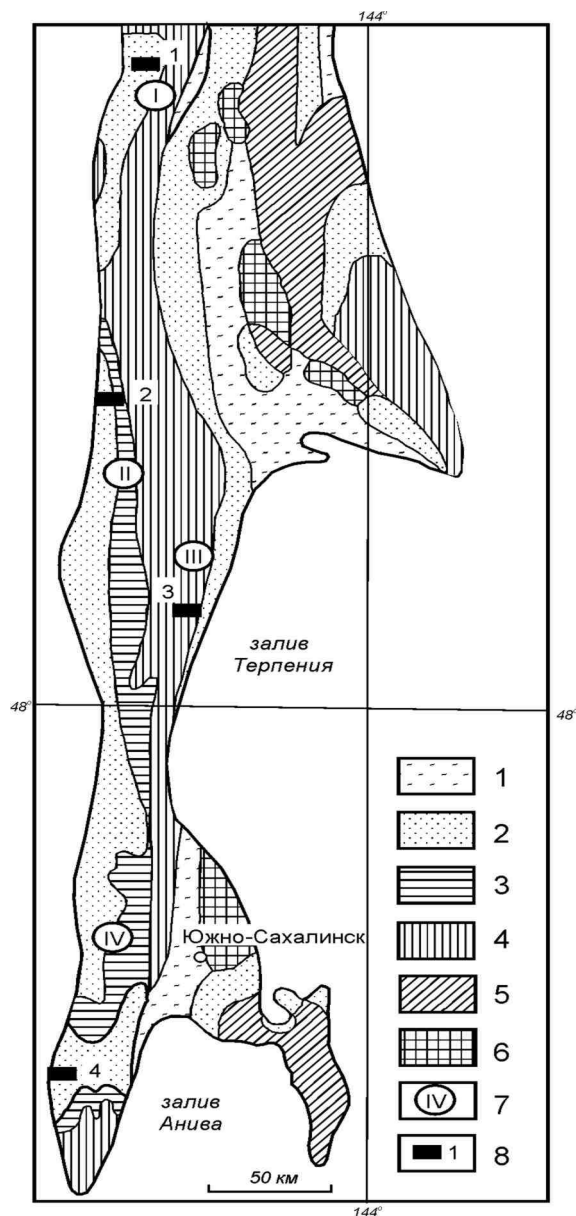
Восточная площадь Краскинской впадины выполнена эффузивными образованиями. Здесь в основании палеоген-неогеновых отложений чехла также прослеживается пачка конгломератов и гравелитов мощностью до 30 м. Выше с постепенным переходом залегает маломощный горизонт (50–70 м) алевролитов и тонкозернистых песчаников с линзами и пластами бурого угля. Этот горизонт выделен Г.М. Власовым [1949] в назимовскую свиту. Выше по разрезу залегает толща серых и темно-серых андезитов и базальтов. Власовым она выделена в зайсановскую свиту [Седых, 2008]. Заканчивают разрез эффузивные образования (эоценовые базальты, андезиты, туфобрекчии, дациандезиты, дациты, туфы и туфобрекчии основного состава, перлиты) хасанской свиты позднепалеоцен-олигоценного возраста [Седых, 2008].

Угленосные отложения в пределах Хасанского месторождения слагают моноклираль субширотного простирания с падением угольных пластов и пород на юг, юго-запад под углами 15–30°, постепенно выходясь с глубиной до 5–10° [Угольная база ..., 1997]. Толща содержит семь пластов бурого угля. Наиболее выдержан по мощности и простиранию пласт I. Хасанские угли образовались в обводненных болотах с неустойчивым динамическим режимом. Их зольность варьируется от 10 до 40%. Установлены повышенные содержания Ge, Ga, а также Zn, V, B и Ti в золе углей.

Газовый фактор влияния на отработку месторождения не оказывал. До глубины 300 м газопроявления не установлены. С глубин более 300 м фиксировалось выделение свободного газа с максимальным дебитом 0,05 м<sup>3</sup>/мин, при этом в его компонентный состав входили: метан – 70–80% и углекислый газ – 30%.

### 3.1.3. Месторождения Сахалина

В геологическом строении о-ва Сахалин принимают участие осадочные, метаморфические и магматогенные образования палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Кайнозойские угольные отложения на Сахалине,



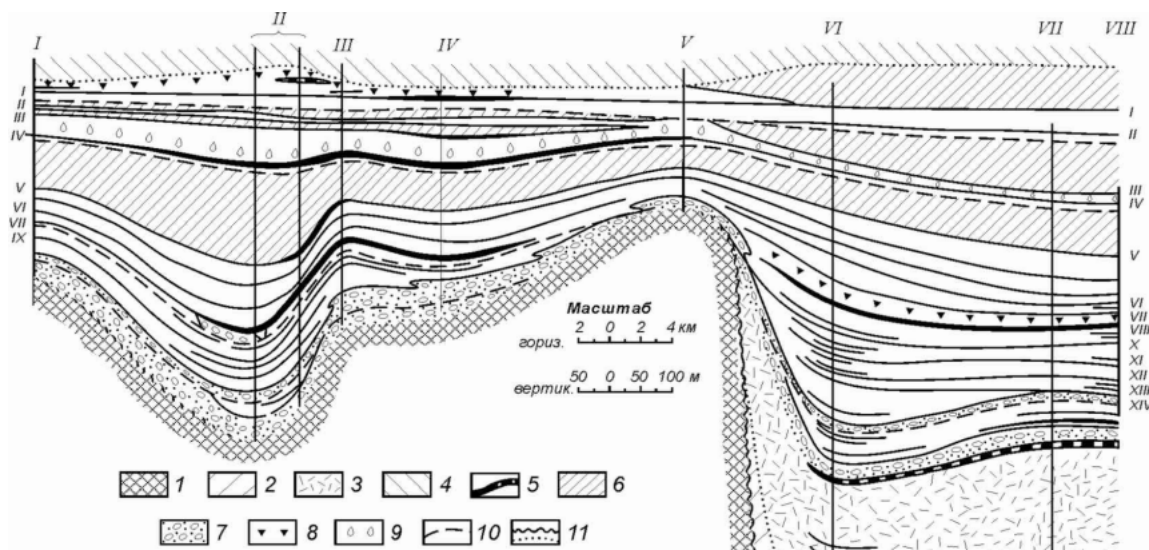
**Рис. 3.13. Обзорная карта угольных месторождений о-ва Сахалин [Геология угольных месторождений СССР, 1990].** Осадочные породы: 1 – четвертичной системы; 2 – неогена; 3 – палеогена; 4 – верхнего мела; 5 – юры и мела; 6 – палеозоя. Угольные районы (7): I – Александровский; II – Углегорский; III – Центральный; IV – Южный. Месторождения (8): 1 – Мгачинское; 2 – Бошняковское; 3 – Макаровское; 4 – Горнозаводское

образовавшиеся к среднему миоцену на заболоченных низменностях, в результате формирования в позднем миоцене антиклинальной структуры, впоследствии развившейся в Западно-Сахалинский антиклинорий [История неогенового угленакпления ..., 1963; Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972], были разделены продольным поднятием и оказались в обстановке межгорного прогиба.

Промышленная угленосность на Сахалине связана со среднемиоценовыми отложениями. В пределах развития угленосных отложений выделено 37 промышленных каменноугольных и бурогоугольных месторождений и площадей, из которых разрабатывались 12 месторождений – 10 шахтами и 2 карьерами. В структурном отношении большинство угольных месторождений приурочено к мульдам синклиналей, реже – к моноклиналям и сводам антиклиналей, осложненным более мелкой складчатостью.

Разрывные нарушения типа сбросов, надвигов и взбросов создают в большинстве случаев блочную структуру месторождений. Все промышленные месторождения угля Сахалина сосредоточены в четырех угольных районах: Александровском, Углегорском, Центральном и Южном (рис. 3.13).

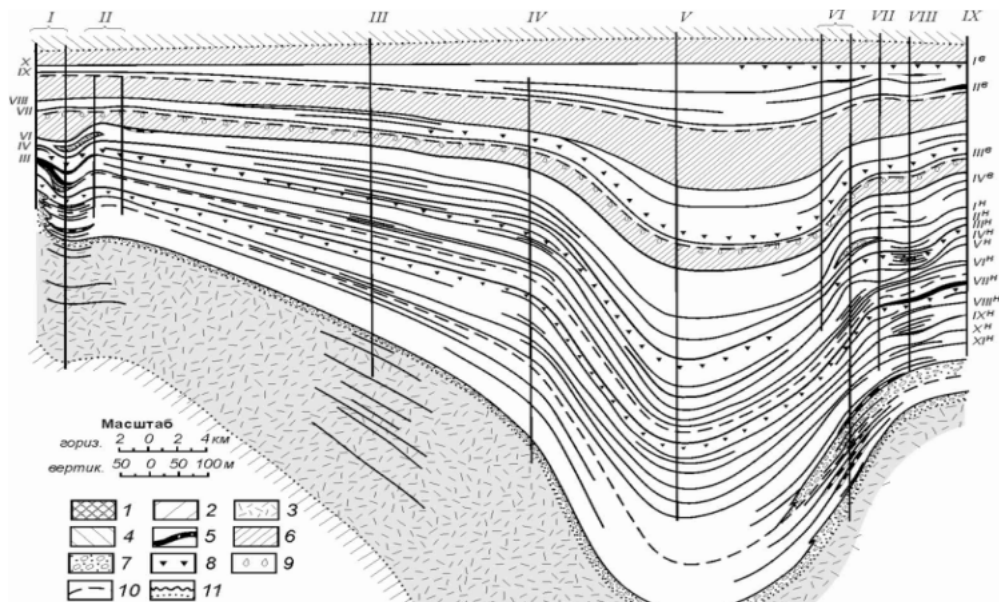
Александровский район приурочен к западному побережью острова, в структурном плане это северо-западный фланг Западно-Сахалинского антиклинория. В районе разрабатывались Мгачинское и Александровское месторождения, эксплуатируемые соответственно шахтами «Мгачи» и «Арково». Угленосность месторождений связана с отложениями верхнедуйской свиты верхнемиоценового возраста. Литолого-стратиграфический профиль Александровского района представлен на рис. 3.14. Шахтами отрабатывались пласты II (шахта «Арково»), I и IV (шахта «Мгачи»). Марочный состав углей шахт – Д и ДГ соответственно [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].



**Рис. 3.14. Литолого-стратиграфический профиль Александровского района [по: История неогенового угленакопления ..., 1963]:** I – участок «Мгачи»; II – шахта «Мгачи» (участок «Мгачи-Северный» и поле шахты «Мгачи»); III – участок «Рождественский»; IV – шахта «Арково»; V – Петровский рудник; VI – участок «Дуз» (поля шахт № 7, № 7 бис и «Новая»); VII – участок «Октябрьский»; VIII – участок «Поселенко-Докторский»; римские цифры по вертикали – индексы пластов; 1 – верхнемеловые отложения; 2 – отложения чеховского горизонта; 3 – слои мыса Маркевича; 4 – отложения сертунайского горизонта; 5 – пласты угля и мощные слои углистого аргиллита; 6 – тонкозернистые морские отложения; 7 – грубозернистые, преимущественно речные отложения; 8 – скопления *Trapa borealis* Heer; 9 – скопления *Corbicula mgatschensis* Sim; 10 – границы мезоциклов; 11 – согласный и несогласный контакты верхнедуйской свиты с вмещающими породами

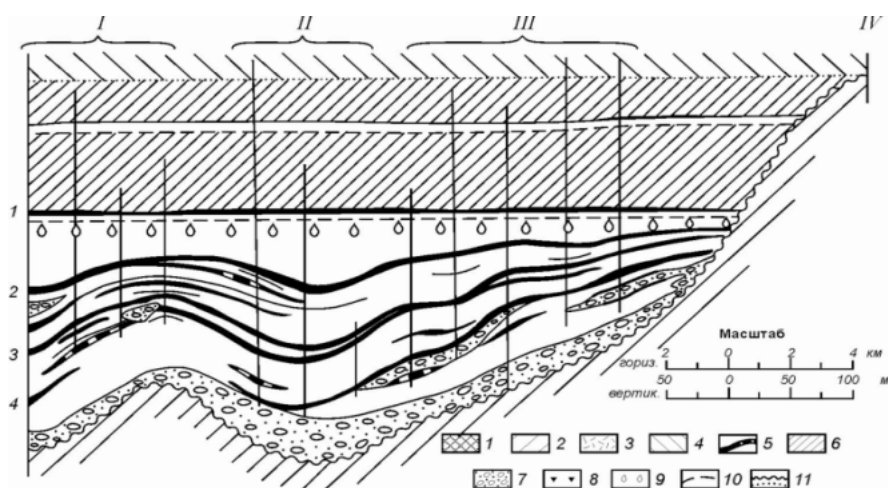
Углегорский район расположен на западном побережье острова, а в структурном плане – на западном крыле Западно-Сахалинского антиклинория. Угленосность приурочена к отложениям палеогена и неогена (нижнедуйская и верхнедуйская свиты). Литолого-стратиграфический профиль Бошняково-Углегорского района представлен на рис. 3.15. В пределах угленосного района разрабатывались Бошняковское, Лесогорское, Углегорское и Солнцевское месторождения. Эксплуатация месторождений осуществлялась шахтами «Бошняково», «Тельновская», «Ударновская» и «Углегорская», а также разрезом «Солнцевский». В структурном отношении все месторождения района

приурочены к крупным асимметричным синклинальным складкам, осложненным многочисленными разрывными нарушениями и секущими, пластовыми интрузивными телами габбро-диоритового состава. Промышленная угленосность месторождений связана с отложениями верхнедуйской свиты. Угли длиннопламенные марок Д и ДГ [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].



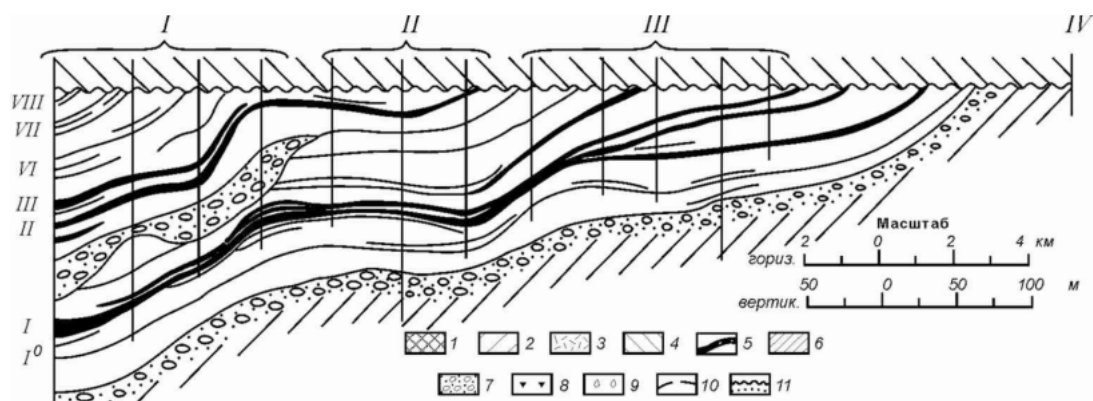
**Рис. 3.15. Литолого-стратиграфический профиль Бошняково-Углегорского района [по: История неогенового угленакопления ..., 1963]:** I – участок «Бошняковский 4» (север и юг); II – поле шахты № 23 (север и юг); III – поле шахты № 10; IV – поле шахты № 15; V – участок «Надеждинский»; VI – участок «Сергеевский» и поле шахты № 6; VII – поле шахты № 4; VIII – участок «Углегорский 25»; IX – поле шахты № ½; римские цифры по вертикали – индексы пластов; 1 – верхне меловые отложения; 2 – отложения чеховского горизонта; 3 – слои мыса Маркевича; 4 – отложения сертунайского горизонта; 5 – пласты угля и углистого аргиллита; 6 – морские отложения; 7 – речные отложения; 8 – скопления *Trapa borealis* Heer; 9 – скопления *Corbicula mgatschensis* Sim; 10 – границы мезоциклов; 11 – согласный и несогласный контакты верхнедуйской свиты с вмещающими породами

Центральный район приурочен к восточному крылу Западно-Сахалинского антиклинория. Его площадь 2000 км<sup>2</sup>. Неогеновые отложения в районе образуют сравнительно пологие структуры синклинального типа. Промышленная угленосность связана с верхнедуйской свитой. На территории угленосного района разрабатывались три месторождения — Тихменевское, Макаровское и Вахрушевское, эксплуатируемые шахтами «Тихменевская», «Макаровская» и р-зом «Лермонтовский». Литолого-стратиграфический профиль района Макаровского месторождения представлен на рис. 3.16. Угли пластов Тихменевского месторождения относятся к бурым технологической группы ЗБ, угли Вахрушевского и Макаровского месторождений — длиннопламенные марки Д [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].



**Рис. 3.16. Литолого-стратиграфический профиль района Макаровского месторождения [по: История неогенового угленакопления ..., 1963]:** I – поле шахты № 7; II – поле шахты «Макаровская»; III – поле шахты № 4; IV – район к югу от Поперечья; римские цифры по вертикали – индексы пластов; 1 – верхнемеловые отложения; 2 – отложения чеховского горизонта; 3 – слои мыса Маркевича; 4 – отложения сертунайского горизонта; 5 – пласты угля и углистого аргиллита; 6 – тонкозернистые морские отложения; 7 – грубозернистые речные отложения; 8 – скопления *Trapa borealis* Heer; 9 – скопления *Corbicula mgatschensis* Sim; 10 – границы мезоциклов; 11 – согласный и несогласный контакты верхнедуйской свиты с вмещающими породами

Южный угленосный район (Горнозаводское, Лопатинское и Новиковское месторождения) занимает южную часть о-ва Сахалин, а в структурном плане – это юго-западный фланг Западно-Сахалинского антиклинория. Разработкой Горнозаводского месторождения занимались шахты «Горнозаводская» и «Шебунино». Литолого-стратиграфический профиль Горнозаводского месторождения представлен на рис. 3.17.



**Рис. 3.17. Литолого-стратиграфический профиль района Горнозаводского месторождения [по: История неогенового угленакопления ..., 1963]:** I – поле шахты «Горнозаводская»; II – поле шахты «Шебунино»; III – участок «Ивановский-Южный»; римские цифры по вертикали – индексы пластов; 1 – верхнемеловые отложения; 2 – отложения чеховского горизонта; 3 – слои мыса Маркевича; 4 – отложения сертунайского горизонта; 5 – пласты угля и углистого аргиллита; 6 – морские отложения; 7 – грубозернистые речные отложения; 8 – скопления *Trapa borealis* Heer; 9 – скопления *Corbicula mgatschensis* Sim; 10 – границы мезоциклов; 11 – согласный и несогласный контакты верхнедуйской свиты с вмещающими породами

Эксплуатацию Лопатинского месторождения производили шахты «Долинская» и «Южно-Сахалинская». Новиковское месторождение обрабатывалось одноименным углеразрезом. Возраст угленосных отложений Лопатинского месторождения палеогеновый (нижнедуйская свита), Горнозаводского и Новиковского месторождений — неогеновый (верхнедуйская свита). Угли Горнозаводского месторождения являются бурными технологической группы ЗБ, Лопатинского и Новиковского — длиннопламенными [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].

Объектами исследования настоящей работы явились ликвидированные шахты Мгачинского, Бошняковского, Макаровского и Горнозаводского месторождений (см. рис. 3.13) — представители каждого из промышленноугленосных районов Сахалина.

Мезозойские образования в районах рассматриваемых месторождений представлены отложениями побединской ( $K_2 pb$ ), тымовской ( $K_2 tm$ ), арковской ( $K_2 ar$ ) и красноярковской ( $K_2 kr$ ) свит (рис. 3.18).

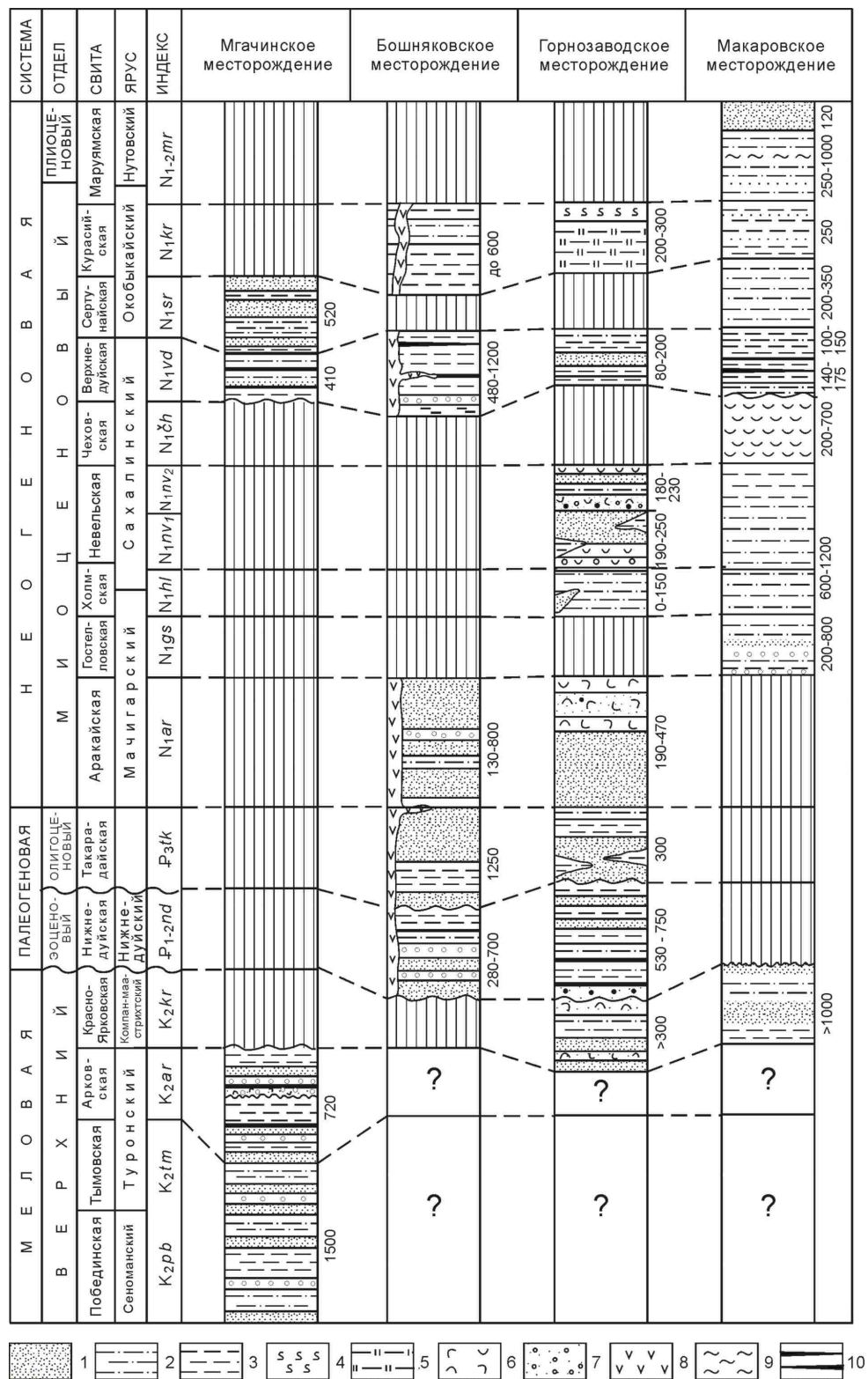
*Побединская свита* ( $K_2 pb$ ) представляет собой наиболее ранние образования верхнего мела. Литологический состав — песчаники и гравелиты, сменяющиеся вверх по разрезу темно-серыми кремнистыми аргиллитами и алевролитами. Разрез свиты завершается туфогенными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

*Тымовская свита* ( $K_2 tm$ ) представлена чередованием темно-серых алевролитов и аргиллитов с пачками мелкозернистых песчаников. Это типично морские отложения.

В разрезе *арковской свиты* ( $K_2 ar$ ) преобладает комплекс переходных фаций — от морских к прибрежно-морским, континентальным. В разрезе свиты принято выделять три подсвиты. Нижняя сложена преимущественно мелкозернистыми аркозовыми и полимиктовыми песчаниками с прослоями конгломератов, реже аргиллитов и алевролитов. В средней подсвите появляются пласты угля и углистых пород с преобладанием пелитового материала. Отложения верхней подсвиты представлены среднезернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов, алевролитов, пластами угля. Верхняя часть разреза — это типичные морские отложения с фауной мелких иноцерам. Всего в разрезе свиты известно 15 пластов и пропластков угля и углистых пород.

Отложения *красноярковской свиты* ( $K_2 kr$ ) представлены переслаиванием туфопесчаников и туфоалевролитов, песчаников и известковых песчаников. По генезису это морские и прибрежно-морские образования кампан-маастрихтского возраста.

Кайнозойские образования представлены отложениями нижнедуйской (найбутинской) ( $P_{1-2} nd$ ), такарадайской ( $P_3 tk$ ), аракайской ( $N_1 ar$ ), гастелловской ( $N_1 gs$ ), холмской ( $N_1 hl$ ), невелинской ( $N_1 nv$ ), чеховской ( $N_1 ch$ ), верхнедуйской ( $N_1 vd$ ), сертунайской ( $N_1 sr$ ), курасийской ( $N_1 kr$ ), маруямской ( $N_{1-2} mr$ ) свит (см. рис. 3.18).



**Рис. 3.18. Стратиграфические колонки рассматриваемых месторождений Сахалина:** 1 – песчаники; 2 – алевриты; 3 – аргиллиты; 4 – опоки; 5 – кремнистые аргиллиты; 6 – туфы, туфогенные породы; 7 – конгломераты; 8 – андезиты; 9 – глины; 10 – пласти угля

Нижнедуйская (найбутинская) свита (P<sub>1-2</sub>nd) залегает с размывом на отложениях красноярковской свиты. Состоит из переслаивания песчаников, алевритов, аргиллитов,

улей и конгломератов. Широко развиты конкреции известковистых песчаников. В разрезе свиты установлено 18 угольных пластов мощностью от 0,3 до 7,0 м, восемь из которых имеют рабочие параметры.

*Такарадайская свита* ( $P_3 tk$ ) залегает с размывом на отложениях нижнедуйской свиты. В нижних частях разреза отмечено переслаивание песчаников и алевролитов с известковистыми конкрециями, а в верхних – преимущественно алевролиты и аргиллиты.

*Аракайская свита* ( $N_1 ar$ ) согласно залегает на такарадайских отложениях и представлена мелко- и среднезернистыми песчаниками, реже туфами.

*Гастелловская свита* ( $N_1 gs$ ) сложена преимущественно слабоцементированными полимиктовыми песчаниками с прослоями алевролитов, реже – гравелитов. В основании свиты повсеместно отмечается пачка мелкогалечниковых конгломератов.

*Холмская свита* ( $N_1 hl$ ) представлена алевролитами с прослоями туфогенных песчаников и туфов.

*Невельская свита* ( $N_1 nw$ ) подразделяется на две подсвиты: нижне- и верхне-невельскую. Нижняя сложена вулканогенно-осадочными породами преимущественно грубого состава мощностью до 250 м, а верхняя – как вулканогенно-осадочными, так и терригенными осадочными породами различного гранулометрического состава.

*Чеховская свита* ( $N_1 ch$ ) представлена переслаиванием туфов, туффитов, туфогенных алевролитов и песчаников, туфоконгломератов, вулканических брекчий. В виде отдельных покровов отмечены базальты. В верхней части разреза выявлен пласт ракушечника.

Отложения *верхнедуйской свиты* ( $N_1 vd$ ) большинством исследователей разделяются на три подсвиты (снизу вверх): нижнюю безугольную, среднюю угленосную и верхнюю безугольную. В основании нижней подсвиты залегают базальные конгломераты, песчаники и гравелиты. Выше по разрезу они сменяются аргиллитами, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками с редкими включениями сидеритовых конкреций. Средняя угленосная подсвита сложена переслаивающимися алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями песчаников и углистых аргиллитов, пластами угля. Надугленосная подсвита (верхняя) представлена монотонной толщей серых аргиллитов и алевролитов с остатками морской фауны. Угленосная верхнедуйская свита имеет отчетливое циклическое строение и характеризуется различными фациальными условиями формирования. В ее составе выделяются как континентальные, так и переходные прибрежно-морские и морские фации.

В районе *Мгачинского месторождения* отложения свиты залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на отложениях арковской свиты ( $K_2 ar$ ) и окаймляют



ядро Мгачинской синклинали (с.м. рис. 3.18). Свита мощностью до 410 м вмещает до 22 мало- и среднемошных угольных пластов. К классу мощных (от 1,26 до 8,35 м, при средних значениях 4,85 м) относится местами только XII пласт.

В районе *Бошняковского месторождения* угленосные отложения свиты залегают на породах аракайской свиты ( $N_1 ar$ ) согласно, с небольшим местным размывом. По комплексу признаков в отложениях угленосной верхнедуйской свиты Бошняковского месторождения В.Я. Посыльным в 1958 г. были выделены: аллювиальные песчаники; пойменные алевролиты и аргиллиты; алевролиты, аргиллиты и углистые аргиллиты застойных водоемов; аргиллиты и углистые аргиллиты болот, угли – отложения торфяных болот; алевролиты и аргиллиты лагун и заливов; алевролиты и песчаники прибрежного мелководья; песчаники волноприбойной зоны. Эти отложения закономерно повторяются в разрезе и обуславливают цикличность строения свиты, в разрезе которой выделяются три типа циклов: аллювиальный, аллювиально-морской и морской.

В районе *Горнозаводского месторождения* верхнедуйская свита приурочена к Горнозаводской синклинали и сложена тонкообломочными отложениями, согласно залегающими на образованиях невелинской свиты ( $N_1 nv$ ). Большинство угольных пластов генетически связаны с фациями обводненного застойного и обводненного периодически проточного торфяного болота. Исходным материалом для образования этих углей послужили преимущественно остатки высших растений: стеблей древесины, тканей коры и листьев. Установлено небольшое количество сапропелево-гумусового материала в угольных пластах, что указывает на связь торфяного болота, где шло образование углей, с озерами, богатыми планктоном и водорослями.

В районе *Макаровского месторождения* основная продуктивная свита залегает с размывом на отложениях чеховской ( $N_1 ch$ ) свиты, протягиваясь узкой полосой субмеридионального направления в центральной части месторождения. Нижняя подсвита представлена сугубо континентальными образованиями с преобладанием фаций руслового аллювия, речных пойм и застойных водоемов. Средняя угленосная подсвита сложена пресноводно-континентальными формированиями. В нижней части разреза этой подсвиты наблюдаются фации заболоченной приморской низменности: застойных водоемов и торфяных болот. В верхней части выделяются фации лагун и заливов, застойных водоемов, речных выносов. Надугленосная (верхняя) подсвита представлена фациями морского мелководья. Наибольшее промышленное значение для всей площади Макаровского месторождения имеют I, II и III пласты.

*Сертунайская* ( $N_1 sr$ ) свита залегает согласно на породах верхнедуйской свиты и представлена песчаниками и алевролитами, реже аргиллитами, которые содержат прибрежную морскую фауну хорошей сохранности.

*Курасийская свита* ( $N_1 kr$ ) сложена темно-серыми, коричнево-серыми окремненными опоковидными глинистыми алевролитами с мало мощными прослоями глауконитовых песчаников.

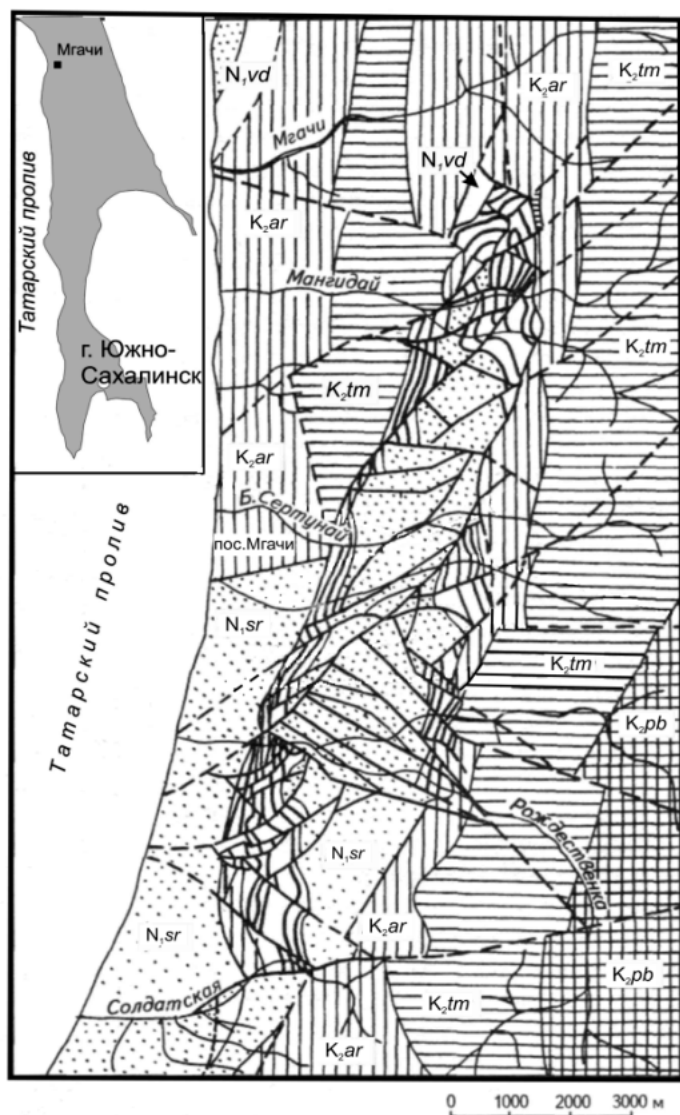
*Маруямская свита* ( $N_{1-2} mr$ ) завершает разрез неогеновых отложений. В нижней части разреза она представлена зеленовато-серыми диатомовыми глинистыми алевролитами и диатомитоподобными глинами, в которых содержится редкая рассеянная галька пород и известково-мергелистые конкреции. По плоскостям напластования отмечается тонкий песчаный материал и обуглившийся растительный детрит. Верхняя часть разреза свиты сложена зеленовато-серыми неслоистыми песчаниками, ожеженными по трещинам с включениями мелкой кварцевой и кремнистой гальки.

*Четвертичные отложения* ( $Q$ ) представлены постплиоценовыми и современными образованиями. Первые слагают морские террасы, сложенные галечниками и валунниками, иногда значительно ожеженными. Мощность отложений достигает 40–45 м. Современные образования имеют относительно небольшую мощность (0,5–20,0 м) и представлены песками разнообразного гранулометрического состава, суглинками, глинами, илами, реже – гравелитами, щебнями и галечниками со щебнем. Это в основном аллювиальные, делювиальные, элювиально-делювиальные и пролювиальные отложения.

#### *Мгачинское каменноугольное месторождение*

Мгачинское каменноугольное месторождение находится на западном побережье северного Сахалина. Площадь месторождения 31 км<sup>2</sup>. Добыча угля на месторождении начата в 1868 г., которая с перерывами продолжается и в настоящее время открытыми горными выработками.

Слагающие месторождение породы (рис. 3.19) приурочены к трем структурным этажам. Нижний структурный этаж месторождения представлен комплексом образований верхнего мела (нижний ярус), на котором в депрессионных просадках приразломных структур залегают отложения угленосной формации неогенового возраста среднего структурного этажа.



1 2 3 4 5 6 а б 7

**Рис. 3.19. Схематическая геологическая карта Мгачинского месторождения [по: Угольная база ..., 1999, с изменениями]:** 1, 2 – неогеновые отложения: 1 – сертунайской ( $N_1 sr$ ) и 2 – верхнедуйской ( $N_1 vd$ ) с угольными пластами свит; 3–5 – верхне меловые отложения: 3 – арковской ( $K_2 ar$ ), 4 – тымовской ( $K_2 tm$ ) и 5 – побединской ( $K_2 pb$ ) свит; 6 – андезизбазальты ( $N_1$ ); 7 – основные разрывные нарушения: установленные (а), предполагаемые (б)

сидерита и пирит. Угли малосернистые (0,2–0,42 %).

Шахта «Мгачи» была отнесена к сверхкатегорийной и опасной по суфлярным выделениям. Метанообильность и углекислотообильность колебались соответственно от 16,1 до 73,5 и от 0 до 23 м<sup>3</sup>/т с.д. В среднем по шахте за период с 1975 по 1988 г. относительная метанообильность изменялась от 22,2 до 45,6 м<sup>3</sup>/т с.д.

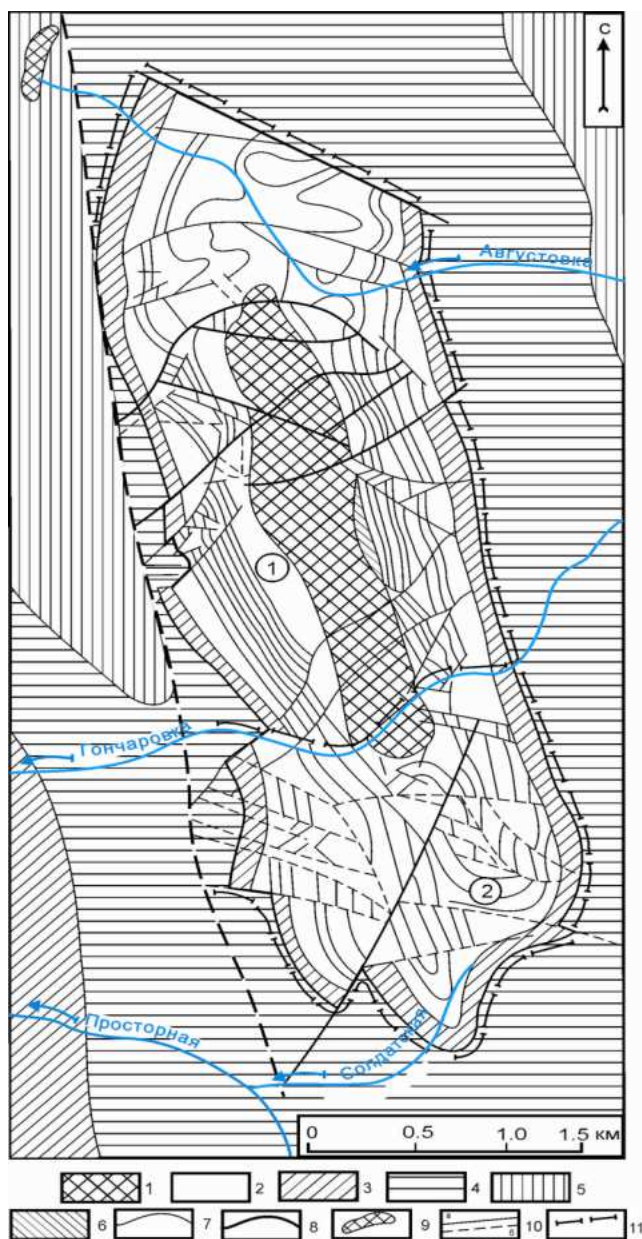
Из изверженных пород на контакте угленосной верхнедуйской свиты с арковской ( $K_2 ar$ ) встречено тело андезизбазальтов верхнемиоценового возраста. Не исключено наличие мелких интрузивных образований, прорывающих угленосные отложения.

Мгачинское месторождение приурочено к синклинальной складке северо-восточного простирания, сформированной на верхнемеловом фундаменте и выполненной неогеновыми отложениями. Диагональный сбросо-сдвиг рассекает синклиналь севернее р. Рождественка. Поэтому в целом структура месторождения имеет строение типа грабен-синклинали.

Зольность угля невысокая – от 7,4 до 18,2 %. Минеральные примеси представлены тонкодисперсным глинистым веществом, терригенным кварцем, кальцитом. Встречаются микростяжения

### Бошняковское каменноугольное месторождение

Бошняковское месторождение расположено в центральной части западного побережья о-ва Сахалин и является одним из крупных месторождений высококачественного энергетического каменного угля региона. Поле шахты «Бошняково»



**Рис. 3.20. Схематическая геологическая карта Бошняковского месторождения [Угольная база ..., 1999].** Участки (цифры в кружках): 1 – поле шахты «Бошняково»; 2 – участок открытых работ. Отложения: 1 – курасийской свиты ( $N_1 kr$ ), 2 – верхнедудуйской свиты ( $N_1 vd$ ), 3 – аракайской свиты ( $P_3 ar$ ), 4 – такарадайской свиты ( $P_2 tk$ ), 5 – нижнедудуйской свиты ( $P_{1-2} nd$ ); 6 – угольные пласты; 7 – граница свит; 8 – интрузивные тела ( $N_2$ ); 9 – разрывные нарушения предполагаемые (а), достоверные (б); 10 – граница участка

занимает северную и центральную части месторождения и ограничено на юге р. Гончаровка (Оонай) (рис. 3.20). Поле шахты «Бошняково» и участок открытых горных работ объединены одним горным отводом площадью 622 га.

Слагающие месторождение палеоген-неогеновые отложения относятся к среднему структурному этажу Западно-Сахалинского антиклинория. Осадки собраны в асимметричную синклиналиную складку субмеридионального простирания, сформированную на западном крыле антиклинория. Синклиналь вытянута на 6,8 км при ширине до 1,4 и максимальной глубине погружения замка по почве угленосной свиты в центральной части – 630 м. Бошняковская синклиналь осложнена большим числом разрывных нарушений с вертикальными амплитудами, в основном более 10–20 м. Максимальные амплитуды разрывов достигают 200–240 м. Разрывные нарушения генетически связаны с тектоническими движениями

плиоценового времени и относятся к типу постседиментационных. Примерно 80 % из них относятся к типу сбросов, около 20 % – взбросы и надвиги. Из-за разрывной нарушенности месторождение имеет сложное блоковое строение.

Внедрение изверженных пород (андезитов, диабазов, габбро-диабазов) происходило в плиоцене в виде силлов, иногда – даек. Их внедрение вызвало окремнение и карбонатизацию вмещающих пород, которые в приконтактной зоне превратились в крепкие и фарфоровидные породы, а уголь под их воздействием выгорал и превращался в естественный кокс, не имеющий практической ценности.

Среднее значение зольности угля – 9,5–23,9 %. Содержание серы общей в углях изменяется от 0,25 до 0,54 %. Исключением являлся уголь V пласта, содержание серы в котором в среднем составляло 1,28 % при колебаниях от 0,34 до 4,19 %.

Шахта «Бошняково» была сверхкатегорийной по газу. Метанообильность достигала 23 м<sup>3</sup>/т с.д. добычи угля, углекислотообильность – 12 м<sup>3</sup>/т. Природная метаноносность до глубины 250 м изменялась от 0,4 до 8,5 м<sup>3</sup>/т. Верхняя граница появления метановых газов соответствовала глубинам 25–50 м. Азотно-метановая зона располагалась на глубинах 26,9–34,7 м, метаноносность угля в которой – 0,28–19 м<sup>3</sup>/т сухой беззольной массы (с.б.м.); метановая – на глубинах более 122 м, ее метаноносность – 1,13–19,53 м<sup>3</sup>/т с.б.м.

В настоящее время большая часть Бошняковского месторождения охвачена подземными пожарами (рис. 3.21).



**Рис. 3.21. Очаги пожаров в угольных пластах Бошняковского месторождения**

#### *Макаровское бурое угольное месторождение*

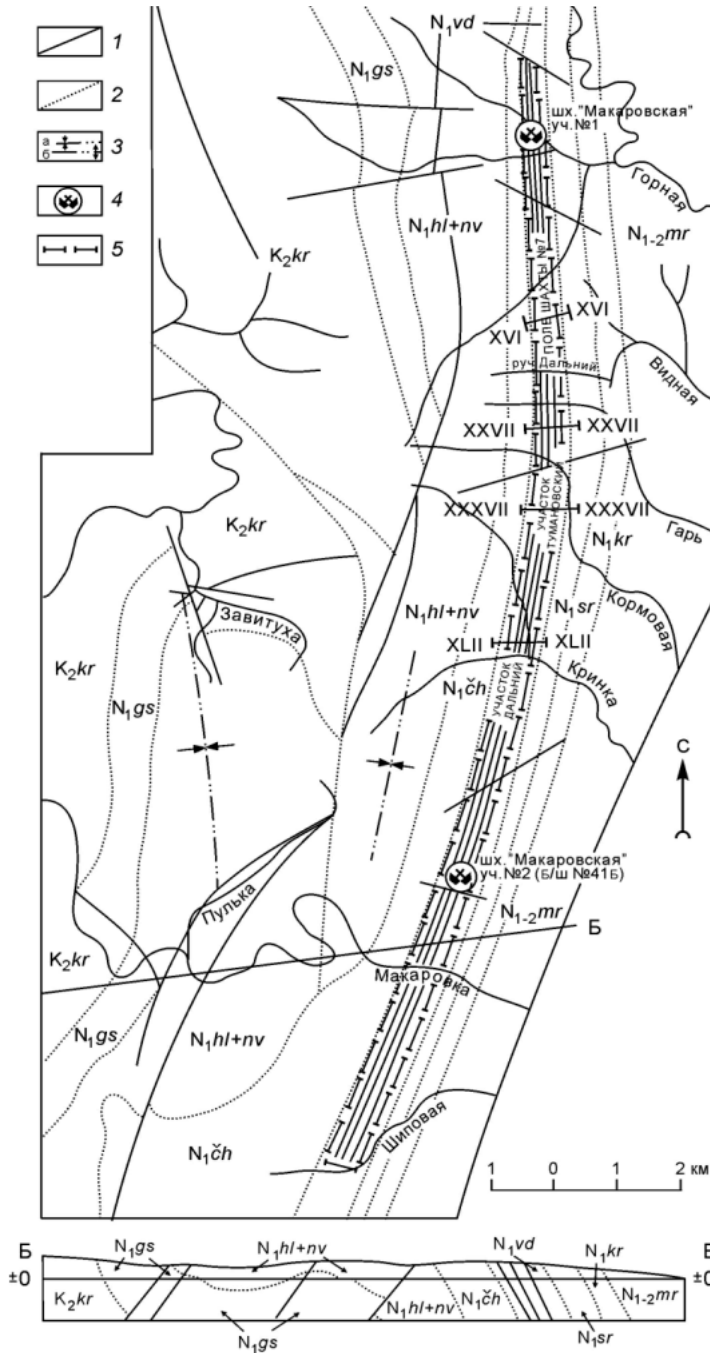
Макаровское бурое угольное месторождение расположено на восточном побережье южной части о-ва Сахалин и протягивается узкой полосой вдоль побережья залива

Терпения от р. Натуй на севере до р. Заозерная на юге. Общая протяженность месторождения 63 км.

В границах месторождения восточное крыло Западно-Сахалинского антиклинория представляет собой осложненную и крутопадающую моноклираль с падением пород на восток под углами от 50–60 до 90° с подворотом до опрокинутых залеганий. Наблюдается тенденция некоторого выполаживания углов падения пород с глубиной. Месторождение характеризуется различной интенсивностью разрывных дислокаций и соответственно блоковой структурой (рис. 3.22).

В районе месторождения установлены среднемиоценовые интрузивные образования диоритового состава в виде пластовых тел, даек, прорывающих как верхнемеловые, так и неогеновые отложения вплоть до образований холмской свиты. По-видимому, их образование синхронно с формированием отложений чеховской свиты, так как среди угленосных отложений вышеотмеченные интрузивные тела не установлены.

Зольность углей составляет около 10%. В составе природного газа угленосной свиты установлены метан (57–98%), тяжелые углеводороды (0,06–4,4%), водород (0,5–2,0%),



**Рис. 3.22. Схематическая геологическая карта Макаровского месторождения [Уюльская база ..., 1999]: 1 – основные разрывные нарушения; 2 – границы свит; 3 – оси синклинальных (а) и антиклинальных (б) складок; 4 – ликвидированные шахты; 5 – границы месторождения**

углекислый газ (3,2–10,4 %) и азот – основной компонент в зоне газового выветривания, где его содержания достигали 91,3 %.

### *Горнозаводское бурое угольное месторождение*

Горнозаводское месторождение приурочено к западному крылу Западно-Сахалинского антиклинория и ограничено выходами угленосной верхнедуйской свиты среднего миоцена. Горнозаводское месторождение – сложно построенная синклиналиальная структура, вытянутая на 35 км в субмеридиональном направлении (рис. 3.23). Углы



падения пород на крыльях колеблются от 20 до 80°, увеличиваясь в северном направлении. В этом же направлении уменьшается и общая ширина структуры до 1,5–1,6 км, размах крыльев которой в центральной части достигает 3,5–4,0 км. Максимальная глубина прогиба синклинали по подошве верхнедуйской свиты достигает 1,1 км. Складчатая структура осложняется системой дополнительных антиклиналей и синклиналей небольших амплитуд и разрывных нарушений типа сбросов и сбросо-сдвигов, реже взбросов.

Зольность углей составляет 7–15 %. Минеральные примеси в углях представлены в основном глинистым веществом, в небольшом количестве карбонатами, кварцем, полевым шпатом и сульфидами железа.

**Рис. 3.23. Схематическая геологическая карта Горнозаводского бурого угольного месторождения**

По газовому режиму шахты «Горнозаводская» и «Шебунино» месторождения отнесены к сверхкатегорийным по метану. Углекислый газ отсутствовал.

В товарных углях рассматриваемых месторождений Сахалина установлены повышенные содержания Sr (шахта «Горнозаводская»), Tl (шахты «Бошняково», «Макаровская» и «Шебунино») и Zn (шахта «Бошняково») [Ценные и токсичные элементы ..., 1996].

### **3.1.4. Особенности геологического строения территорий**

Интерпретация геолого-тектонического строения рассматриваемых территорий свидетельствует о том, что угольные бассейны (месторождения) Приморья и Сахалина расположены в пределах синклиналей, брахисинклиналей, моноклиналей и приурочены к отдельным структурам – приразломным впадинам, межгорным и предгорным прогибам. Для них характерна интенсивная дислоцированность.

Месторождения относятся к вулканогенно-терригенному среднеугленосному типу угленосных формаций, а по принадлежности к литологической фации – к пресноводным. Угленосные свиты бассейнов и месторождений Приморья сложены в основном континентальными образованиями, а неугленосная часть разреза представлена прибрежно-морскими отложениями.

В разрезах угленосных и синхронных им неугленосных осадков мезозоя Приморья установлены отложения следующих литолого-фациальных комплексов: пролювиально-аллювиального (до 70,9 %) – разнозернистые, преимущественно крупнозернистые песчаники; озерного (< 17 %) – алевrolиты, мелкозернистые песчаники, прослой аргиллитов; озерно-болотного (от 5 до 34 %) – алевrolиты, аргиллиты, редко песчаники, углистые породы, угли; прибрежно-морского (< 12,3 %) – алевrolиты, аргиллиты, углистые породы, угли; морского (< 22,2 %) – алевrolиты, песчаники, редко конгломераты, гравелиты.

Для кайнозойских отложений Приморья, сформировавшихся в результате спокойного прогибания, характерно накопление болотно-озерных угленосных осадков. А интенсивное грабенообразование, произошедшее в регионе в олигоцене, способствовало формированию мощных толщ базальтов и накоплению болотно-аллювиальных угленосных осадков. На более поздних этапах болотно-аллювиальные толщи сменялись озерными осадками (надеждинская и усть-давыдовская свиты). Конец миоцена – начало плиоцена знаменовались новыми движениями сводового характера и накоплением предгорных озерно-аллювиальных осадков (раздольненская серия), сопровождавшимся в плиоцене интенсивным дизъюнктивным тектогенезом с мощными излияниями базальтовой магмы (базальты шуфанской свиты и т.п.). В результате преобладающими

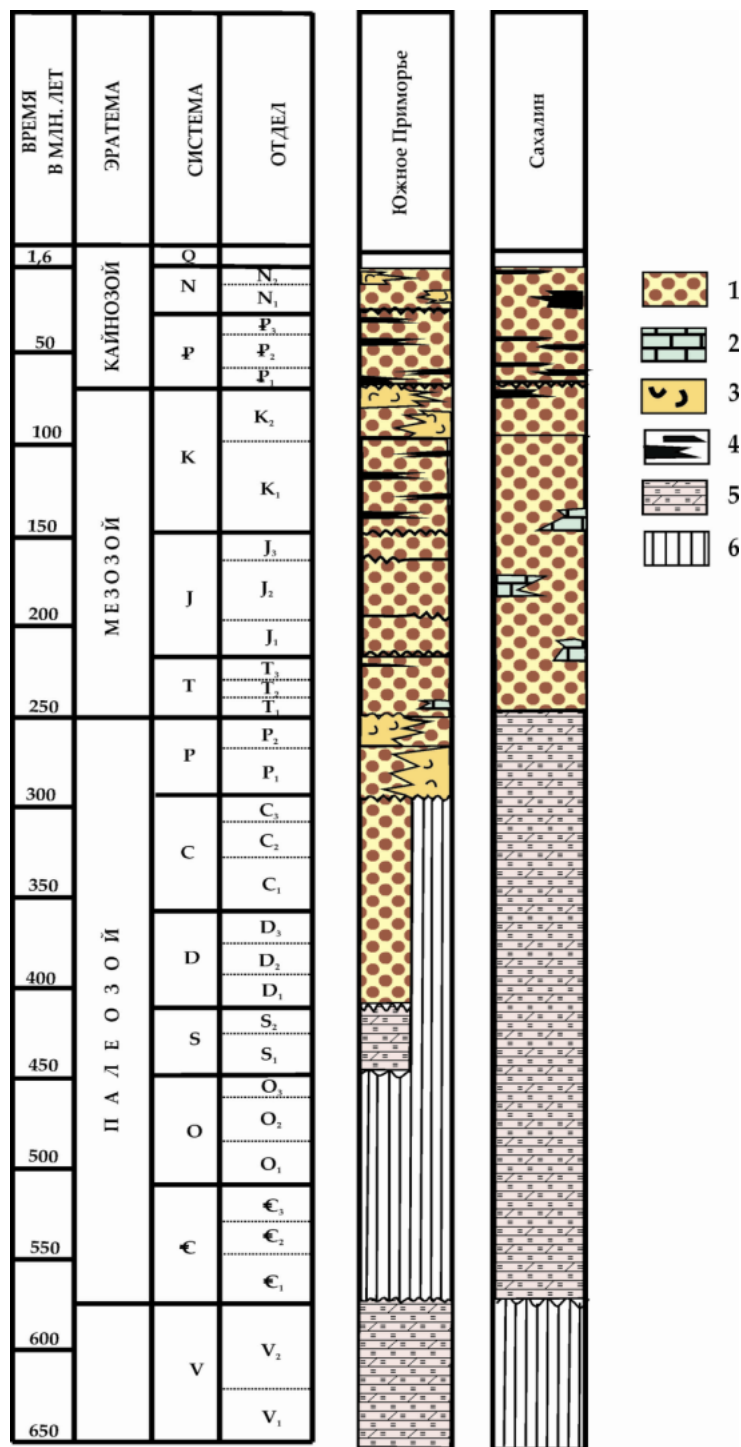


породами в разрезе отложений кайнозоя являются алевролиты (50 %), песчаники мелкозернистые (22 %), аргиллиты (12 %), песчаники тонкозернистые (8 %), конгломераты (4%), угли (2%) и туфогенные породы (2%).

На Сахалине возобновившиеся в палеогене погружения вначале сопровождались воздыманием окружавших прогиб горных сооружений, что привело к образованию мощной толщи базальных конгломератов, несущей облик отложений горных подножий. Затем на аккумулятивных равнинах в условиях медленных погружений и нивелировки рельефа в области сноса широко развились процессы торфонакопления. Образовалась мощная угленосная толща палеогена (нижнедуйская свита). В дальнейшем (поздний олигоцен) продолжавшиеся погружения в палеогеновых прогибах привели к установлению морских условий седиментации. В раннем миоцене на борту западного верхнемелового и палеогенового прогибов начала формироваться новая, обращенная, антиклинальная структура, впоследствии развившаяся в Западно-Сахалинский антиклинорий. Тенденции к положительным движениям в области этого антиклинория сказались на формировании среднемиоценовой угленосной толщи: бассейны угленакопления оказались частично разделенными продольным поднятием. В районе, расположенном между устойчивым поднятием Восточно-Сахалинского хребта и грядами Западно-Сахалинского поднятия, создавалась обстановка межгорного прогиба. В результате разрез кайнозоя на Сахалине представляет собой чередование континентальных (угленосных) и морских толщ. В основании разреза залегает нижнедуйская угленосная свита эоцена, представленная песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углями и конгломератами. Она перекрывается морскими и вулканогенно-осадочными олигоцен-нижнемиоценовыми отложениями – песчаники, алевролиты с известковистыми конкрециями, аргиллиты, гравелит, конгломераты и туфы. Средний миоцен характеризуется отложениями как континентальных, так и переходных прибрежно-морских и морских фаций, представленных конгломератами, песчаниками, гравелитами, аргиллитами, алевролитами, углистыми аргиллитами и пластами угля верхнедуйской свиты. Верхний миоцен и первая половина плиоцена характеризуются накоплением осадков в морских условиях – окремненные опоквидные глинистые алевролиты с мало мощными прослоями глауконитовых песчаников, диатомовые алевролиты и глины с рассеянной галькой.

Таким образом, в результате рассмотрения геолого-тектонического строения угольных бассейнов (месторождений) Приморья и Сахалина установлено следующее:

- Горные породы (и, соответственно, геологические формации), слагающие угольные бассейны Приморья и Сахалина, представляют собой континентальные и прибрежно-морские осадочные и вулканогенно-осадочные, в различной степени литифицированные и тектонически нарушенные отложения, выполняющие депрессии (рис. 3.24).



**Рис. 3.24. Схема стратиграфической корреляции осадочного чехла Приморья и Сахалина: 1–3 – группы геологических формаций: 1 – терригенных, 2 – терригенно-карбонатных, 3 – вулканогенно-осадочных; 4–6 – прочие обозначения: 4 – угленосность, 5 – кристаллические сланцы, филлиты, диабазы, прослои и линзы кварцитов и мраморов; 6 – перерыв в осадконакоплении**

- Для угленосных толщ характерно чередование пластов угля, песчаников, аргиллитов, алевролитов, реже конгломератов и гравелитов.

- Исходным материалом для образования углей Приморья и Сахалина послужили преимущественно остатки высших растений: стебли древесины, ткани коры и паренхимные ткани листьев.

- По степени метаморфизма угли разнообразны. Неогеновые и палеогеновые Приморья — бурые, а мезозойские (меловые) — каменные, от длиннопламенных до антрацитов включительно. Месторождения Сахалина имеют среднемиоценовый ( $N_1 \nu d$ ) возраст угленосных отложений и по степени метаморфизма углей подразделяются на каменноугольные (Мгачинское и Бошняковское) и бурогольные (Макаровское и Горнозаводское). Основными видами метаморфизма углей являются региональный и нередко контактовый. Проявление последнего обусловлено внедрением в угленосные формации даек и не крупных интрузий кислого, среднего и основного состава.

- Для толщ бассейнов характерны углеводородные газы метанового ряда, азот, углекислота, сероводород и реже другие.

### **3.2. Закономерности размещения подземных вод в гидрогеологических структурах**

Закономерности размещения подземных вод в рассматриваемых угольных бассейнах определяются особенностями структурно-гидрогеологического районирования территорий, гидрогеологической стратификацией и спецификой современной гидродинамики, сложившейся в природно-техногенных структурах.

#### **3.2.1. Структурно-гидрогеологическое районирование**

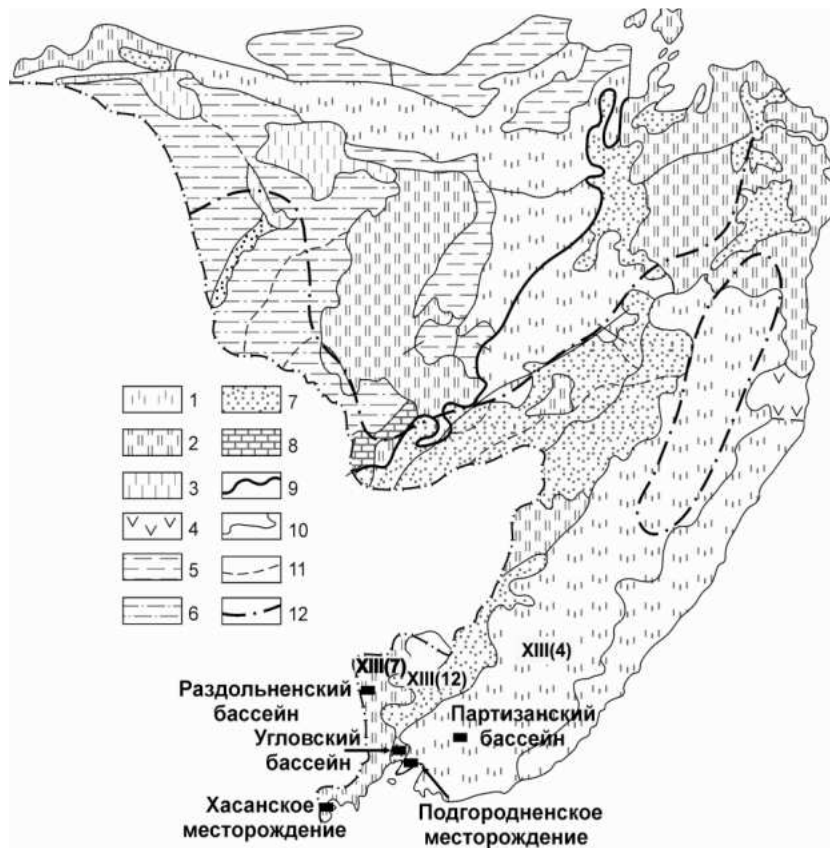
В соответствии с принципами структурно-гидрогеологического районирования [Зайцев, Толстихин, 1963; Кирюхин, Толстихин, 1987], а также с учетом общих гидрогеологических особенностей исследуемые регионы относятся к Сихотэ-Алинской и Сахалинской гидрогеологическим складчатым областям — гидрогеологическим структурам I порядка, в составе которых выделяются три основных типа гидрогеологических структур и соответствующих им на поверхности земли гидрогеологических районов II порядка: 1) артезианские бассейны с преобладанием пластовых (порово-пластовых, трещинно-пластовых, порово-трещинно-пластовых и т.п.) скоплений подземных вод в слабо- и недеформированных, а также обычно и неметаморфизованных осадочных (и вулканогенно-осадочных) формациях, слагающих комплексы депрессий; 2) гидрогеологические бассейны с безнапорными трещинными водами (адмассивы по: [Осадочные бассейны России, 1996]), сложенные деформированными и сильно метаморфизованными осадочными и вулканогенно-осадочными формациями; 3) адартезианские бассейны, представленные сильно

деформированными осадочными и вулканогенно-осадочными породами, в которых наряду с пластовыми широко представлены трещинно-жильные скопления подземных вод [Объяснительная записка к атласу ..., 1983; Осадочные бассейны России, 1996].

Рассматриваемые категории гидрогеологических структур отражают в себе, по существу, этапы развития и преобразования осадочных бассейнов и являются продуктами геологической истории региона. В результате этого Сихотэ-Алинская складчатая гидрогеологическая область характеризуется подчиненным положением артезианских бассейнов, занимающих менее трети ее площади, и преобладанием адмассивов – бассейнов трещинных вод (130 тыс. км<sup>2</sup>), сформировавшихся при значительной тектономагматической активности, которая на территории Приморья господствовала в мезозое. Некоторыми исследователями (А.И. Кончакова, И.Б. Райхлиң, Г.А. Борщевский и др.) предполагалось наличие в синклиналих структурах, сложенных преимущественно меловыми отложениями, пластово-трещинных вод, приуроченных к прослоям песчаников и конгломератов, залегающих среди алевролитов и аргиллитов, но это предположение впоследствии не подтвердилось [Гидрогеология СССР, 1968].

Согласно принятой схеме гидрогеологического районирования Приморья [Гидрогеология СССР, 1976], рассматриваемые угольные бассейны и месторождения Приморья (Сихотэ-Алинская гидрогеологическая складчатая область) по признаку преобладающего распространения подземных вод относятся (рис. 3.25): 1) к бассейнам трещинных вод (адмассивам) – Восточно-Маньчжурскому (Раздольненский каменноугольный бассейн, Хасанское месторождение) и Центральному Сихотэ-Алинскому (Партизанский каменноугольный бассейн, Подгородненское каменноугольное месторождение); 2) к артезианскому бассейну Приханкайскому – Угловский буроугольный бассейн (Шкотовское месторождение).

В Сахалинской гидрогеологической области преобладают адартезианские структуры, возникшие при умеренной тектономагматической активности, и артезианские бассейны (рис. 3.26), сформировавшиеся при изостатическом выравнивании литосферы в кайнозое [Гидрогеология СССР, 1976]. Особенности гидрогеологии угольных месторождений Сахалина обуславливаются их приуроченностью к толще осадочных в различной степени литифицированных и тектонически нарушенных отложений, выполняющих верхнюю часть разреза Татарского адартезианского бассейна (Мгачинское, Бошняковское и Горнозаводское месторождения) и крылья Паранайского артезианского бассейна (Макаровское месторождение).

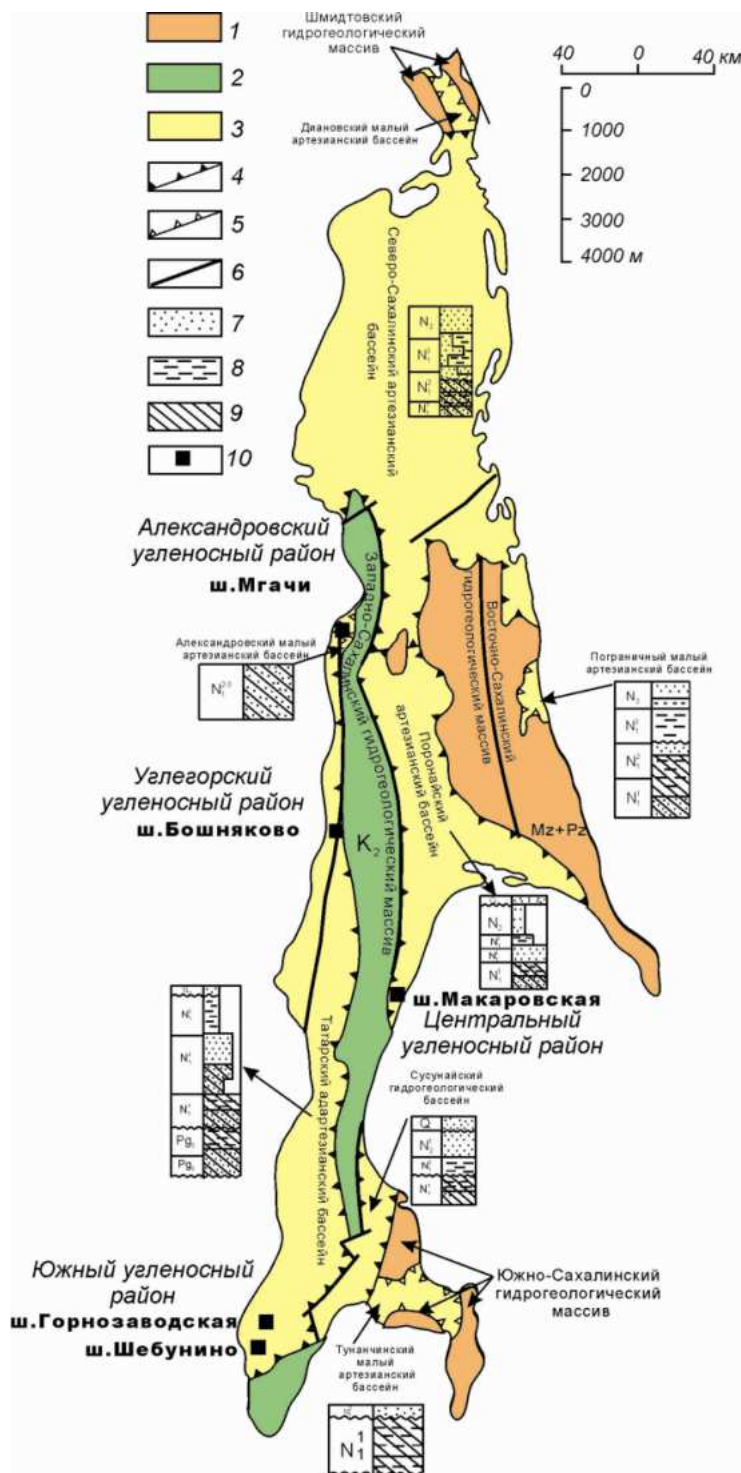


**Рис. 3.25. Схема гидрогеологического районирования [Гидрогеология СССР, 1976]:** 1–4 – бассейны трещинных вод (1 – интенсивно расчлененные, 2 – слабо расчлененные, 3 – непленнизированные, 4 – вулканогенные супербассейны); 5–7 – артезианские бассейны (5 – мезозойских прогибов, 6 – мезо-кайнозойских впадин, 7 – кайнозойских впадин); 8 – бассейны трещинно-карстовых вод; 9 – границы гидрогеологических областей; 10 – границы бассейнов трещинных вод и артезианских бассейнов I порядка; 11 – границы малых артезианских бассейнов и супербассейнов; 12 – граница распространения многолетнемерзлых пород. Бассейны трещинных вод: XIII(4) – Центральный Сихотэ-Алинский, XIII(7) – Восточно-Маньчжурский, XIII(12) – Приханкайский артезианский бассейн

### 3.2.2. Гидрогеологическая стратификация

Стратификация гидрогеологических структур Сихотэ-Алинской и Сахалинской складчатых областей, в пределах которых находятся рассматриваемые угольные бассейны, характеризует особенности размещения в них подземных вод.

Центрально-Сихотэ-Алинский и Восточно-Маньчжурский бассейны трещинных вод, в пределах которых расположены Партизанский каменноугольный бассейн, Подгородненское каменноугольное месторождение, Раздольненский каменноугольный бассейн и Хасанское месторождение, характеризуются преобладанием грунтовых вод экзогенной трещиноватости и трещинно-жильных вод зон разрывных тектонических нарушений, интрузивных контактов и др.



**Рис. 3.26. Схема гидрогеологического районирования Сахалина** (по: О.В. Равдоникас [Гидрогеология СССР, 1972] с дополнениями автора): 1–3 – выходы на поверхность: 1 – доверхне меловые мезозойские и палеозойские породы, 2 – верхне меловые породы, 3 – кайнозойские образования; 4, 5 – границы гидрогеологических районов: 4 – II порядка (гидрогеологические массивы, артезианские и адартезианские бассейны), 5 – III порядка (малые артезианские бассейны); 6 – тектонические нарушения; 7–9 – к разрезам артезианских бассейнов: 7 – водоносные комплексы, 8 – региональные водоупоры, 9 – уплотненные породы; 10 – ликвидированные шахты

В долинах рек и ручьев распространен *водоносный комплекс четвертичных отложений* (табл. 3.1), который представлен в основном водами аллювиальных отложений. Водовмещающими являются пески, перекрытые современными глинами мощностью до нескольких метров. Мощность отложений на сопках не превышает 0,5–1,0 м, на склонах обычно составляет 4,0–6,0 м, редко достигая 10 м.

**Таблица 3.1. Сводный гидрогеологический разрез Восточно-Маньчжурского и Центрально-Сихотэ-Алинского бассейнов трещинных вод [по: Гидрогеология СССР, 1968, 1976]**

Группа	Система	Индекс	Водоносный комплекс	Вмещающие породы	Краткая гидрогеологическая характеристика водоносных горизонтов и комплексов
1	2	3	4	5	6
Кайнозойская	Четвертичная	Q <sub>2-4</sub>	Четвертичных отложений	Песчано-глинистые и песчано-гравийно-галечные породы	Воды грунтовые; глубина до воды составляет первые метры, иногда до 10–15 м. Характерные дебиты скважин 1–5 л/с, на отдельных участках до 10 л/с и более
	Неогеновая	N <sub>2</sub>	Неогеновых эффузивных пород (базальтоидов шуфанской свиты плиоцена, βN <sub>2</sub> sf)	Базальты, андезибазальты и их туфы	Глубина до воды находится в прямой зависимости от условий залегания базальтов и рельефа местности и изменяется от первых метров до 50–200 м и более на водоразделах. Дебиты скважин – до 10 л/с и более. Коэффициенты фильтрации – 0,13–7,0 м/сут
		N <sub>2</sub>	Отложений суйфунской свиты плиоцена	Песчано-гравийно-галечниковые породы и пески	Комплекс поровых вод. Глубина до воды 10–50 м. Отложения водообильны. Дебиты скважин – 1,1–3,3 л/с (при понижениях 2,0–7,5 м). Коэффициенты фильтрации – 0,12–12 м/сут
		N <sub>1</sub>	Отложений усть-суйфунской и усть-давьдовской свит миоцена	Пески, туфогенные песчаники, реже гравий и галечники, залегающие среди глин и алевролитов	Комплекс обычно слабонапорных вод. Глубина до воды 10–60 м. Водообильность пород зависит от их литологии; дебиты скважин превышают 1 л/с. Коэффициенты фильтрации колеблются от 0,6 до 11,6 м/сут
		N <sub>1</sub>	Неогеновых эффузивных пород (базальтоидов сандуганской свиты миоцена)	Базальты, андезибазальты, андезиты и их туфы	Комплекс напорных и безнапорных вод, приуроченных к покровам базальтов. Глубина залегания колеблется от первых метров до 50–100 м и более. Дебиты одиночных скважин – 0,8 л/с

1	2	3	4	5	6
Мезозойская	Палеогеновая	д	Палеогеновых и меловых эффузивных пород (воды зоны выветривания зон тектонической трещиноватости и интрузивных контактов эффузивных пород)	Андезиты, дациты, андезибазальты, туфы, туфобрекчи и т.п.	Трещинные безнапорные воды, заключенные в зоне выветривания мощностью 30–60 м; встречаются воды зон тектонической трещиноватости и интрузивных контактов; на небольших участках возможен местный напор (первые метры). Глубина до воды изменяется от первых метров до 30–40 м и более. Коэффициент фильтрации 0,004–6,4 м/сут. Дебиты скважин от 0,15–1,8 до 5–6 л/с (в зонах тектонической трещиноватости)
	Меловая	к	Меловых и юрских осадочных пород (воды зон выветривания, тектонической трещиноватости и интрузивных контактов)	Песчаники, алевролиты, сланцы, гравелиты, конгломераты	
Протерозойская – палеозойская	Юрская	л	Палеозойских и докембрийских метаморфизованных осадочных и эффузивных пород	Песчаники, сланцы, алевролиты, конгломераты, спилиты, диабазы, туфы базальтов, реже карбонатные породы	Трещинные, преимущественно безнапорные воды. Мощность трещиноватой зоны составляет 35–40 м, увеличиваясь до 70 м. Глубина до воды – 5–40 м. Породы слабоводобильны, дебиты скважин составляют п · 0,1 л/с, увеличиваясь в зонах тектонической трещиноватости до 5–7 л/с

Наибольшей мощностью (до 30 м) и обводненностью характеризуется аллювий долин основных водотоков. Обводненность четвертичных отложений незначительная. Удельные дебиты скважин при откачках изменялись от 0,32 до 0,66 л/с, дебиты – от 0,6 до 6,9 л/с при понижении 1,8–10,5 м. Коэффициент фильтрации колебался от 2,82 до 8,04 м/сут. Воды горизонта поровые безнапорные, уровень подземных вод залегает главным образом на глубине от 0 до 1–2 м [Отчет по доразведке ..., 1987 г.]. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, а разгрузка



происходит в подстилающие отложения. Общее движение грунтового потока направлено с севера на юг.

*Водоносный комплекс неогеновых отложений* (см. табл. 3.1) обладает большими статическими запасами и является важным источником питания рек и водоносного горизонта аллювиальных отложений в меженный период. Статические уровни находятся на глубинах от нескольких метров до 32–35 м. Водовмещающими являются отложения суйфунской, усть-суйфунской и усть-давыдовской свит, представленные галечниками с прослоями гравия и песка мощностью до 160 м. Воды комплекса обычно безнапорные, иногда обладают небольшим местным напором. Обводненность неогеновых отложений незначительная, удельные дебиты, по данным откачек, колебались от 0,5 до 0,75 л/с, дебиты – от 1,1 до 3,3 л/с при понижениях 2,0–7,5 м.

В виде покровов, залегающих на водопроницаемых галечниках и песках суйфунской и частично усть-суйфунской свит, распространен водоносный комплекс, приуроченный к толщам базальтов, андезибазальтов шуфанской свиты пшюцена и их туфам. Воды базальтов разгружаются в эти отложения и в долины рек. Водообильность базальтов зависит от степени их трещиноватости и пористости.

Подземные воды четвертичных и неогеновых отложений, восполняющиеся в паводок за счет поверхностных вод, являлись стабильным источником питания для нижележащих водоносных горизонтов, обводняющих горные выработки.

*Трещинный водоносный комплекс (ТВК) меловых осадочных и изверженных пород* (см. табл. 3.1) распространен повсеместно в пределах зоны экзогенной трещиноватости. Мощность этой зоны на рассматриваемых территориях составляет в среднем 100 м, при амплитуде 50–172 м. Вмещающие породы представлены туфогенными песчаниками, алевролитами и пластами угля. Статические уровни ТВК устанавливаются на глубинах от 0 (долины рек) до 41,95 м (на водоразделах). Годовая амплитуда колебаний уровня за период наблюдений по скважинам в долинах рек варьировала от 5 до 9 м. Коэффициент водопроницаемости пород зоны дезинтеграции изменялся от 4,2 до 7,4 м<sup>2</sup>/сут (в среднем – 3,4 м<sup>2</sup>/сут). Коэффициенты фильтрации в интервале 0–100 м составляли: для осадочных пород – 0,019 м/сут, для изверженных пород – 0,078 м/сут, в зонах дробления достигали 0,47 м/сут. Водообильность пород довольно высокая: дебиты скважин изменялись от 40 до 90 м<sup>3</sup>/ч. Питание ТВК инфильтрационное по всей площади. Разгрузка вод комплекса осуществляется в реки и поровый водоносный горизонт.

*Трещинно-жилый водоносный комплекс (ТЖВК)* распространен спорадически ниже зоны дезинтеграции, где подземные воды встречаются лишь в зонах дробления разрывных нарушений и на контакте жил изверженных пород с осадочными

отложениями. По данным эксплуатации ТЖВК, коэффициент водопроницаемости трещиноватых приконтактных зон варьировался в пределах 0,8–8,0 м<sup>2</sup>/сут, достигая в Партизанском бассейне (Мельниковский район) 50 м<sup>2</sup>/сут, а в зонах дробления – 100 м<sup>2</sup>/сут. Удельный дебит трещинно-жильных вод в районе Подгородненского месторождения изменялся в пределах 0,0008–0,436 л/с, коэффициент фильтрации – 0,0003–0,028 м/сут, а коэффициент пьезопроводности составлял  $5 \cdot 10^3$  м<sup>2</sup>/сут. Ниже зоны дезинтеграции трещинно-жильные воды имели напорный характер. Питание комплекса осуществляется за счет атмосферных осадков и вышележащих водоносных горизонтов, разгрузка происходит в нижележащие отложения. Комплекс характеризуется как нисходящими, так и восходящими направлениями движения подземных вод. Разница напоров достигает 19,8 м.

Таким образом, естественные ресурсы подземных вод в зонах трещиноватости горных пород зависят от количества и характера атмосферных осадков, условий их инфильтрации и условий подземного стока. Колебания уровня трещинных подземных вод на юге Сихотэ-Алинской гидрогеологической области достигают 10–12 м, дебиты источников изменяются по сезонам года в десятки раз, многие из них носят временный характер. Коэффициент водопроницаемости пород зоны дезинтеграции в среднем изменяется от 1 до 36 м<sup>2</sup>/сут, в трещиноватых приконтактных зонах достигает 50 м<sup>2</sup>/сут. Фильтрационные параметры резко увеличиваются в зонах контакта изверженных пород с осадочными отложениями [Гидрогеология СССР, 1976].

Артезианские бассейны Сихотэ-Алинской области характеризуются своими особенностями литологии и условиями залегания пород и водоносных комплексов. Приханкайский артезианский бассейн, в пределах которого расположен Угловский буроугольный бассейн (Шкотовское месторождение), имеет площадь (в пределах России) 17 тыс. км<sup>2</sup>. Северо-западная часть бассейна уходит на территорию Китая.

В чехле Приханкайского артезианского бассейна выделяются водоносные комплексы верхнечетвертичных аллювиальных и палеоген-неогеновых отложений. Фундамент представлен трещиноватой зоной и зоной тектонических нарушений палеозой-мезозойских осадочных и интрузивных образований. Все комплексы находятся, как правило, в гидравлической взаимосвязи и, по особенностям литологии и условиям залегания пород, объединены в четыре водоносных комплекса (табл. 3.2).

Водоносный комплекс четвертичных аллювиальных отложений приурочен главным образом к долинам рек. Основными водовмещающими породами являются пески, глины, супеси, суглинки с прослоями гравия и гальки, свалы базальтов с песчано-глинистым заполнителем. Их мощность колеблется от долей до первых десятков метров.

Таблица 3.2. Сводный гидрогеологический разрез Приханкайского артезианского бассейна [по: Гидрогеология СССР, 1968, 1976]

Группа	Система	Индекс	Водоносный комплекс	Вмещающие породы	Характеристика водоносных горизонтов и комплексов
Кайнозойская	Четвертичная	Q <sub>2+4</sub>	Четвертичных аллювиальных и озерно-аллювиальных отложений	Песок, часто с гравием и галькой	Комплекс грунтовых вод – глубина до воды составляет первые метры, иногда увеличиваясь до 10–15 м. Характерные дебиты скважин составляют 1–3 л/с
	Неогеновая	N <sub>2</sub>	Неогеновых эффузивных пород (базальтоидов шуфанской свиты (βN <sub>2</sub> 5f))	Базальты, андезитобазальты и их туфы	Водоносный комплекс приурочен к покровам базальтов. Глубина до воды изменяется от первых метров в долинах до 50–200 м и более на водоразделах. Дебиты скважин достигают 10 л/с и более
			Отложений суйфунской свиты плиоцена	Песчано-гравийно-галечниковые породы и пески	Комплекс пластово-поровых и поровых безнапорных вод. Глубина до воды обычно составляет 10–50 м. Отложения водообильны. Дебиты скважин – 2–12 л/с, при понижениях 8–35 м
	Палеогеновая	N <sub>1</sub>	Палеоген-миоценовых отложений	Пески, галечники, песчаники, алевролиты, разделенные глинами и аргиллитами	Комплекс пластово-трещинных преимущественно напорных вод. Глубина до воды зависит от условий залегания и мощности перекрывающих пород и для первого водоносного горизонта составляет не более 20–30 м. Породы слабо водообильны, дебиты скважин составляют не более 0,1 л/с. Встречаются участки сильно водообильные, дебиты скважин достигают 11 л/с
Р					
Мезозойская	Меловая	К	Пород складчатого фундамента	Конгломераты, песчаники, алевролиты и аргиллиты, туфы и туфоконгломераты, кристаллические сланцы, граниты, карбонатные породы	Глубина залегания – сотни метров. Дебиты скважин – 1,5–2 л/с, в известняках – 10–15 л/с

Питание водоносного комплекса осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод, а также за счет перетекания из смежных водоносных горизонтов и комплексов. Разгрузка происходит в поверхностные водотоки и

водоемы в периоды низкого (меженного) уровня. Воды комплекса безнапорные, глубина залегания уровня составляет от 1 до 2 м [Кладовщиков, 1971]. Водоносный комплекс широко используется для централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения (водозаборы «Смоляниновский» и «Шкотовский»). По данным гидрогеологических исследований, проведенных под руководством В.С. Рынкова (1962, 1967 гг.) и А.А. Челнокова (1998, 1999 гг.) в целях расширения Шкотовского водозабора, коэффициенты фильтрации водовмещающих пород изменялись от 3 до 110 м/сут, коэффициент водопроницаемости варьировал от 14 до 1000 м<sup>2</sup>/сут, составляя в среднем 30–50 м/сут. Водообильность скважин изменялась от 0,2 до 8,7 л/с.

*Водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений (угольный)* распространен повсеместно и представлен терригенными отложениями угловской (P<sub>2-3ug</sub>) и усть-давыдовской (N<sub>1ud</sub>) свит. Водовмещающими являются слабосцементированные конгломераты, глинистые тонко- и мелкозернистые песчаники, маломощные, не выдержанные по площади прослои галечников. Водупорные породы представлены алевролитами и аргиллитами. Данный водоносный комплекс в целом оценивается как слабоводообильный. Воды напорные, статические уровни устанавливаются на глубине от 16,5 до 74 м. Фиксировалась изменчивость фильтрационных параметров водовмещающих пород. В северной части поля шахты им. Артема коэффициенты фильтрации составляли в среднем 0,005 м/сут (Овчинников и др., 1982–1987 гг.), в центральной части они достигали 0,05 м/сут (Кириллук, Пимахова, 1970 г.), а в южной части поля шахты – 0,2 м/сут (Кукаренко и др., 1989 г.). Коэффициенты фильтрации конгломератов превышали 1 м/сут (Рынков, 1978 г.). Дебиты скважин составляли 0,1–0,3 л/с, достигая 10 л/с при понижении 37 м (водозабор «Владивостокский», резервный).

Питание комплекса идет за счет перетекания из вышележащих водоносных горизонтов, частично за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах, где породы выходят на поверхность. Разгрузка осуществляется перетеканием в водоносный комплекс четвертичных отложений в местах, где водоносные слои выходят под аллювий, а также в нижележащий трещинный водоносный комплекс в зонах развития тектонических нарушений.

На рассматриваемой территории распространен водоносный комплекс плиоценовых базальтов ( $\beta N_2 sf$ ). Мощность объединенного в единое плато базальтового покрова колеблется от первых метров по периферии до 260 м в центральной части плато. Обводнены только нижние части разреза. Мощность обводненной части в среднем составляет 30–50 м, редко 70 м. Воды комплекса поровые и трещинные, безнапорные. Их питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка

осуществляется в поверхностные водотоки, а также в виде родников в краевых частях покрова. Удельный дебит скважин колебался от 0,0007 до 0,03 л/с, коэффициент фильтрации – от 0,0007 до 0,07 м/сут, величина удельного водопоглощения варьировала от 0,0011 до 0,03711 л/с, коэффициент водопроницаемости – от 17 до 135 м/сут, дебиты источников составляли 1,1–2,5 летом и 0,28–3,4 л/с зимой (Овчинников, 1987 г.).

Непосредственно под покровом базальтов небольшими участками залегает водоносный горизонт отложений суйфунской свиты плиоцена. Мощность водовмещающих пород различна – от нескольких сантиметров до 45 м. Удельный дебит скважин колебался от 0,02 до 0,5 л/с. Коэффициенты фильтрации пород изменялись в пределах от 0,02 до 1,36 м/сут. Выдержанный водоупор между водами трещиноватой зоны базальтов и водоносным горизонтом отложений суйфунской свиты отсутствует. Условия питания и разгрузки подземных вод обоих водоносных горизонтов идентичны.

*Водоносный комплекс фундамента* сложен палеозойскими и мезозойскими образованиями. Наиболее обводненной является его верхняя трещиноватая зона. Это трещиноватые конгломераты, песчаники, алевролиты и аргиллиты чандалазской свиты верхней перми ( $P_2\text{cn}$ ), туфы и туфоконгломераты владивостокской свиты верхней перми ( $P_2\text{vl}$ ), алевролиты, аргиллиты, сланцы, известняки триасового возраста (Т), граниты и гранодиориты верхнепермских интрузий ( $\gamma P_2$ ), которые характеризуются низкой водообильностью, так как трещины различного происхождения по большей части закольматированы глинистым и песчано-глинистым материалом. Наибольшей водоносностью обладают приразломные зоны, зоны развития тектонических брекчий, где породы раздроблены, а частицы глинистой фракции постепенно выносятся подземным потоком. Дебиты скважин в зонах развития тектонических трещин составляют около 1 л/с, на остальной площади – 0,3 л/с и менее. Коэффициенты фильтрации трещиноватых пород варьируются от 0,06 до 2 м/сут. Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков (в местах выхода пород на поверхность), а также за счет перетекания из вышележащих водоносных горизонтов и комплексов в местах, где данные породы перекрыты осадочными образованиями кайнозойского возраста. Для подземных вод трещиноватой зоны пород фундамента характерна скрытая разгрузка в поверхностные водотоки или смежные водоносные горизонты. В период весеннего паводка, когда уровни подземных вод самые высокие в течение года, наблюдается рассредоточенное высачивание этих вод дебитом 0,08–0,1 л/с.

Таким образом, основные естественные ресурсы подземных вод в Приханкайском артезианском бассейне приурочены к зоне интенсивного водообмена, мощность которой достигает 150–200 м, и пополняются за счет подтока вод из водоносных комплексов,

слагающих борта депрессии, а также за счет инфильтрации поверхностных вод и атмосферных осадков. Возможности инфильтрационного питания подземных вод Приханкайского бассейна ограничены, так как с поверхности здесь почти повсеместно распространены глины мощностью около 3 м, а залегающие ниже пески полностью водонасыщены, причем их воды часто обладают напором высотой до 0,5–1 м. В соответствии с этим и величина подземного стока весьма невелика – среднегодовой модуль составляет около 0,5 л/с·км<sup>2</sup> [Гидрогеология СССР, 1976].

Артезианские и адартезианские бассейны Сахалинской складчатой области имеют сложное строение. *Паранайский межгорный артезианский бассейн*, в пределах которого расположено Макаровское месторождение, занимает площадь в 6 тыс. км<sup>2</sup>. В геологическом строении бассейна, как указывалось выше, принимают участие четвертичные, плиоценовые и миоценовые отложения общей мощностью 1–2 тыс. м и более. Фундамент представлен верхнемеловыми и более древними плотными (скальные и полускальные) образованиями [Гидрогеология СССР, 1972]. По условиям питания, разгрузки, залегания и циркуляции вод в породах рассматриваемого района выделяются следующие водоносные комплексы: четвертичных отложений, плиоценовых осадочных отложений и эффузивных образований, миоценовых и эоцен-олигоценых отложений, мезозойских и палеозойских образований (табл. 3.3).

**Таблица 3.3. Сводный гидрогеологический разрез Паранайского артезианского и Татарского адартезианского бассейнов Сахалинской складчатой области [по: Гидрогеология СССР, 1972]**

Группа	Система	Отдел	Индекс	Водоносный комплекс	Вмещающие породы	Гидрогеологическая характеристика водоносных горизонтов и комплексов
1	2	3	4	5	6	7
Кайнозойская	Четвертичная	Плиоцен	Q	Четвертичных отложений	Пески, участками гравийно-галечниковые отложения, с пропластками супесей, суглинков и глин	Воды грунтовые поровые; глубина уровня вод 0,5–3 м (до 40 м); дебиты скважин 0,1–1,2 л/с, увеличиваются до 15 л/с; коэффициент фильтрации – от 0,1–2 до 40–200 м/сут
	Неогеновая		βN <sub>2</sub>	Плиоценовых эффузивных образований	Андезитобазальты, туфы	Воды грунтовые трещинные; глубина уровня вод 1–20 м; удельный дебит 0,2–0,4 л/с; коэффициент фильтрации 0,6–1,4 м/сут

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозойская	Неогеновая	Мiocен	N <sub>2</sub>	Плиоценовых осадочных отложений	Пески, участками гравелистые, с мало мощными пропластками глин, чередующиеся с пластами глин, алевролитов, глинистых песчаников	Грунтовые поровые и напорные порово-пластовые воды; глубина уровня вод от 1–20 до 40 м (для поровых вод) и от 10–60 до 200 м (для напорных порово-пластовых вод); удельный дебит 0,001–1,3 л/с; коэффициент фильтрации от 2–18 до 32 м/сут (для поровых вод) и 2–4 м/сут (для напорных порово-пластовых)
			N <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Верхне миоценовых отложений	Пески с прослоями и линзами алевролитов и глин, переслаивающиеся с пачками глин, алевролитов, аргиллитов, глинистых песчаников	Воды грунтовые поровые спорадического распространения; глубина уровня вод 10–60 м; удельный дебит 0,0001–0,9 л/с; коэффициент фильтрации 0,001–1,0 м/сут Воды напорные порово-пластовые спорадического распространения; глубина уровня вод 0–80 м; удельный дебит 0,001–0,5 л/с; коэффициент фильтрации 0,001–1,0 м/сут
			N <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>	Средне-верхнемиоценовых отложений	Песчаники, пески, реже конгломераты, чередующиеся с алевролитами, аргиллитами, с пластами угля	Воды грунтовые поровые; глубина уровня вод 1–5 м (до 60 м); удельный дебит 0,1–0,16 л/с; коэффициент фильтрации 1–5 м/сут Воды напорные порово-пластовые; глубина уровня вод 0–130 м; удельный дебит 0,01–0,9 л/с; коэффициент фильтрации 0,3–1,0 м/сут
			N <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Нижне-среднемиоценовых образований	Песчаники, туфы, конгломераты, участками андезиты, базальты, туфобрекчии, чередующиеся с алевролитами и аргиллитами	Грунтовые трещинные воды зоны выветривания; глубина уровня вод 2–10 м (до 70 м); удельный дебит 0,1–1 л/с; коэффициент фильтрации 0,5–3 м/сут Воды трещинно-жильные; удельный дебит 0,3–6 л/с; коэффициент фильтрации до 55 м/сут

1	2	3	4	5	6	7
	Палеогеновая	Эоцен-олигоцен	Р <sub>2-3</sub>	Эоцен-олигоценых отложений	Песчаники, чередующиеся с алевролитами, участками с пластами угля	Напорные трещинно-пластовые воды; глубина уровня вод 225 м; удельный дебит 0,0016 л/с; коэффициент фильтрации 0,1–0,2 м/сут
						Грунтовые трещинные воды зоны выветривания; глубина уровня вод 0,1–2,5; удельный дебит 0,2–0,5 л/с; коэффициент фильтрации 0,5–2 м/сут
						Воды трещинно-жильные; глубина уровня вод 610 м; удельный дебит 0,013 л/с; коэффициент фильтрации 10 м/сут
						Напорные трещинно-пластовые воды; глубина уровня вод 185–465 м; удельный дебит 0,1–0,7 л/с; коэффициент фильтрации 0,03–0,05 м/сут
Мезозойская	Меловая	Верхний	К <sub>2</sub>	Верхне меловых образований	Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями гравелитов, конгломератов, яшм, известняков, участками с пластовыми телами андезитов, базальтов	Грунтовые трещинные воды зоны выветривания; глубина уровня вод 6–10 м (до 100 м); удельный дебит 0,025–0,1 л/с; коэф. фильтр. 0,007–2,0 м/сут
						Воды трещинно-жильные; удельный дебит до 0,1 л/с
			PZ <sub>3</sub> -MZ	Верхне палеозойских-мезозойских образований	Песчано-глинистые, кремнисто-глинистые и кремнистые сланцы, измененные андезиты и их туфы, туфобрекчии, линзы известняков	Напорные трещинные воды; глубина уровня вод до 40 м; удельный дебит 0,01–0,001 л/с; коэффициент фильтрации 0,07 м/сут
						Грунтовые трещинные воды зоны выветривания; глубина уровня вод 10–50 м (до 70 м); удельный дебит 0,05–0,008 л/с; коэф. фильтрации 0,02–3,0 м/сут
Палеозойская			PZ <sub>3</sub> -MZ			Воды трещинно-карстовые; глубина уровня вод 10–50 м; удельный дебит более 15 л/с; коэф. фильтрации 100–200 м/сут



Основной источник обводнения выработок на Макаровском буроугольном месторождении – водоносный комплекс *верхне-среднемиоценовых отложений*, в составе которого выделены две водоносные зоны: верхняя (глубина 50–100 м) и нижняя (100–200 м). Мощность верхней водоносной зоны не выдержана по площади и в разрезе, с весьма невысокой водообильностью и водопроницаемостью, изменялась от 6 до 15 м. Удельные дебиты не превышали 0,0002–0,0026 л/с, коэффициенты водопроницаемости изменялись от 0,0042 до 0,155 м<sup>2</sup>/сут. Статические уровни вод залегали на глубинах от 0,1 до 33,6 м.

Источником питания верхней водоносной зоны служили атмосферные осадки. Ниже по разрезу, на глубинах 100–200 м, скважинами были встречены напорные трещинные воды нижней зоны. Ее мощность изменялась от 1,8 до 56 м.

Уровень подземных вод характеризовался глубинами 18,3 и 27,2 м, напор достигал 162–167 м. Удельный дебит – 0,0002 л/с, коэффициент водопроницаемости – 0,0042 м<sup>2</sup>/сут. Связь между верхней и нижней водоносными зонами полностью отсутствовала [Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972].

*Татарский адартезианский бассейн*, в пределах которого расположены Мгачинское (шахта «Мгачи»), Бошняковское (шахта «Бошняково») и Горнозаводское (шахты «Горнозаводская» и «Шебунино») месторождения, приурочен к центральной части Западно-Сахалинского синклинали и орографически соответствует западному склону и предгорью Западно-Сахалинских гор. Бассейн занимает площадь 8,1 тыс. км<sup>2</sup>. Он ограничен с востока выходами на поверхность верхнемеловых образований, на западе сливается с морским седиментационным бассейном Татарского пролива и является частью крупного бассейна Японского моря.

Литифицированность пород бассейна, особенно верхнемелового, палеогенового, нижнемиоценового возраста, определяет здесь развитие преимущественно трещинных и трещинно-жильных вод. Структурные особенности района – моноклиналиное падение верхнемеловых и кайнозойских образований на запад, а также приуроченность региональной трещиноватости в основном к определенной разновидности пород – обуславливают широкое развитие артезианских вод.

В отличие от артезианских бассейнов острова, слагающие Татарский адартезианский бассейн неогеновые и палеогеновые отложения в большей степени уплотнены, метаморфизованы и обогащены туфогенным материалом, а верхнемеловые образования по степени метаморфизма мало отличаются от неогеновых и, возможно, содержат поровые коллекторы. Вследствие обогащения отдельных частей разреза неогеновых образований вулканогенным материалом, а некоторых участков – эффузивными породами в Татарском бассейне развита значительная трещиноватость,

способствующая гидравлической связи между отдельными водоносными комплексами. В связи с этим выделение водоупорных толщ в значительной мере условно. Однако и здесь можно выделить три гидрогеологических этажа. К водоносным комплексам, развитым в верхнем гидрогеологическом этаже, отнесены туфогенные и преимущественно песчаные осадочные образования плиоцена. Средний гидрогеологический этаж включает верхне-среднемиоценовый и нижне-средне-миоценовый комплексы, а нижний — палеогеновый (доолигоценый) комплекс (см. табл. 3.3). Функции относительных водоупоров выполняют глинистые породы верхнего миоцена и олигоцена. На большей площади бассейна отложения верхнего этажа и относительного водоупора размывы [Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972]. В пределах бассейна развиты различные типы подземных вод: безнапорные и напорные трещинные, трещинные и трещинно-жильные, грунтовые и пластовые в поровых коллекторах.

*Водоносный комплекс четвертичных отложений* в пределах Татарского адартезианского бассейна развит повсеместно и приурочен к аллювиальным и аллювиально-делювиальным отложениям, которые представлены песками, супесями и гравийно-галечниками. Его мощность колеблется от 0,2 до 5–9 м, увеличиваясь в долинах рек и ручьев до 40–45 м. По характеру циркуляции подземные воды комплекса поровые, по гидравлическим свойствам – безнапорные. Область питания комплекса совпадает с его областью распространения и осуществляется в летний период за счет атмосферных осадков, а в зимний – за счет перетекания из водоносного комплекса неогеновых отложений. Разгрузка вод происходит в поверхностные водотоки, часть вод расходуется на испарение и транспирацию растениями, а также на питание нижележащих горизонтов. Глубина залегания уровня вод изменяется в пределах 0,0–3,5 м. Водообильность горизонта незначительная. Коэффициент фильтрации пород достигает 2,8 м/сут, коэффициент водоотдачи – 0,17 [Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972].

*Водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений* приурочен главным образом к трещинам тектонического характера и трещинам выветривания. Наиболее водообильные – трещиноватые песчаники и пласты угля. Аргиллиты и алевролиты, преобладающие в разрезе угленосных отложений, слабо водообильны. Наиболее проницаемы верхние трещиноватые слои до глубины 50–70 м от поверхности и зоны разрывных нарушений. По гидравлическим свойствам воды безнапорные. Уровни подземных вод повторяют рельеф дневной поверхности, располагаясь на глубине 6–18 м. Питание водоносного комплекса происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и перетекания из других водоносных горизонтов. Разгрузка осуществляется в пониженных частях рельефа рек и ручьев, приуроченных к глубоким распадкам. Коллекторские

свойства водовмещающих пород комплекса низкие, их водообильность незначительна. Комплекс характеризовался фильтрационными параметрами, которые изменялись от 0,026 до 4,99 м<sup>2</sup>/сут. Расходы большинства высачиваний и родников не превышали 0,003–1,86 л/с. Удельные дебиты скважин не превышали 0,025–0,02 л/с, увеличиваясь в нарушенных зонах до 1,02 л/с [Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972].

В краевых южной и западной частях Татарского адартезианского бассейна псаммитовые неогеновые и палеогеновые образования выведены на поверхность на значительных гипсометрических высотах, превышающих 500 м, что создает благоприятные условия для питания подземных вод и формирования их высоких напоров.

*Водоносный комплекс верхнемеловых отложений* подстилает палеоген-неогеновые породы. Водовмещающими породами комплекса являются песчаники различной степени трещиноватости, конгломераты и реже – алевролиты арковской и тьмовской свит. Коэффициенты водопроницаемости отложений изменялись от 1,49 (в верхней зоне) до 0,064 м<sup>2</sup>/сут (в нижней зоне), удельные дебиты варьировались от 0,026 до 0,001 л/с [Гидрогеология СССР. Т. 24, 1972].

Таким образом, в приповерхностной зоне угленосных отложений рассматриваемых территорий Приморья и Сахалина все литологические разности характеризуются повышенной трещиноватостью и относительно высокой проницаемостью. Интенсивность инфильтрационного питания приповерхностного водоносного комплекса часто достигает  $(6\div 8) \cdot 10^{-4}$  м/сут [Норватов, 2007]. Внешние области питания бассейнов, представленные горно-складчатými сооружениями, сложены палеозойскими метаморфическими и вулканогенно-терригенными породами, мезозойскими и палеоген-неогеновыми осадочными и осадочно-вулканогенными образованиями. В зоне экзогенной трещиноватости палеозойских и мезозойских пород формируются грунтовые воды, максимальные глубины залегания которых (до 70–80 м) характерны для верхних частей склонов, в долинах рек воду можно встретить на глубине 1–10 м. Дебиты родников в зависимости от состава трещиноватых пород – 0,001–3 л/с, удельные дебиты скважин – 0,001–0,1 л/с. В отложениях палеогена–неогена воды залегают на глубине 1,5–40 м и более. Водоносность пород слабая, мощность обводненных зон обычно небольшая.

Природная гидрогеологическая структура угольных месторождений предопределяет особенности естественного режима подземных вод, который характеризуется активным водообменом в пределах приповерхностного водоносного комплекса при его разгрузке в речных долинах. Приподнятость бортов впадин и хорошие фильтрационные свойства пород определяют высокую динамичность подземных вод. Повышенной интенсивности подземного водообмена в теплое время года на территориях

Приморья и Сахалина способствуют значительные величины атмосферных осадков (до 1000 мм и более), а преобладание расчлененного рельефа и наличие густой, глубоковрезанной сети способствуют быстрому водообмену и дренированию водоносных горизонтов грунтовых вод.

На основании выше изложенного материала все многообразие основных условий формирования состава подземных вод систематизировано: по главным признакам – геологическим, структурно-гидрогеологическим и техногенным; и основным критериям – степени угленосности, общности геолого-исторического осадконакопления, возрасту угленосности, фациальной и формационной принадлежности, структурной позиции, степени метаморфизма углей, условиям скопления, характеру распространения подземных вод, способу отработки месторождения. Предложена схема основных условий формирования состава подземных вод угольных месторождений Приморья и Сахалина (рис. 3.27), учитывающая сочетание природных генетических, фациальных, формационных и структурных критериев, которая раскрывает общность сложившихся условий и предоставляет возможность для дальнейшего сопоставления и определения их влияния на формирование состава подземных вод.

### **3.2.3. Особенности современной гидродинамики**

Промышленное освоение территорий рассматриваемых районов привело к изменению условий природной гидрогеологической структуры осадочных бассейнов. При ведении горных работ, над выработанным пространством, в результате деформации надугольной толщи под действием современных тектонических сил, образовались водопроводящие трещины, пересекающие относительные водоупоры и гидравлически связывающие водоносные горизонты с выработанным пространством. Это привело к нарушению естественного режима подземных вод.

Масштабы распространения водопроводящих трещин над выработанным пространством определялись способом отработки месторождений и зависели от мощности вынимаемого угольного пласта, литологического состава и прочностных свойств надугольной толщи. Нарушенность гидрогеологической стратификации горного массива определяла гидравлические особенности сформировавшихся структур и количество водопритоков в горные выработки.

Все рассматриваемые угольные месторождения характеризуются наклонным залеганием продуктивной толщи, поэтому выемка угольных пластов выполнялась в нисходящем порядке с управлением кровлей методом полного обрушения.

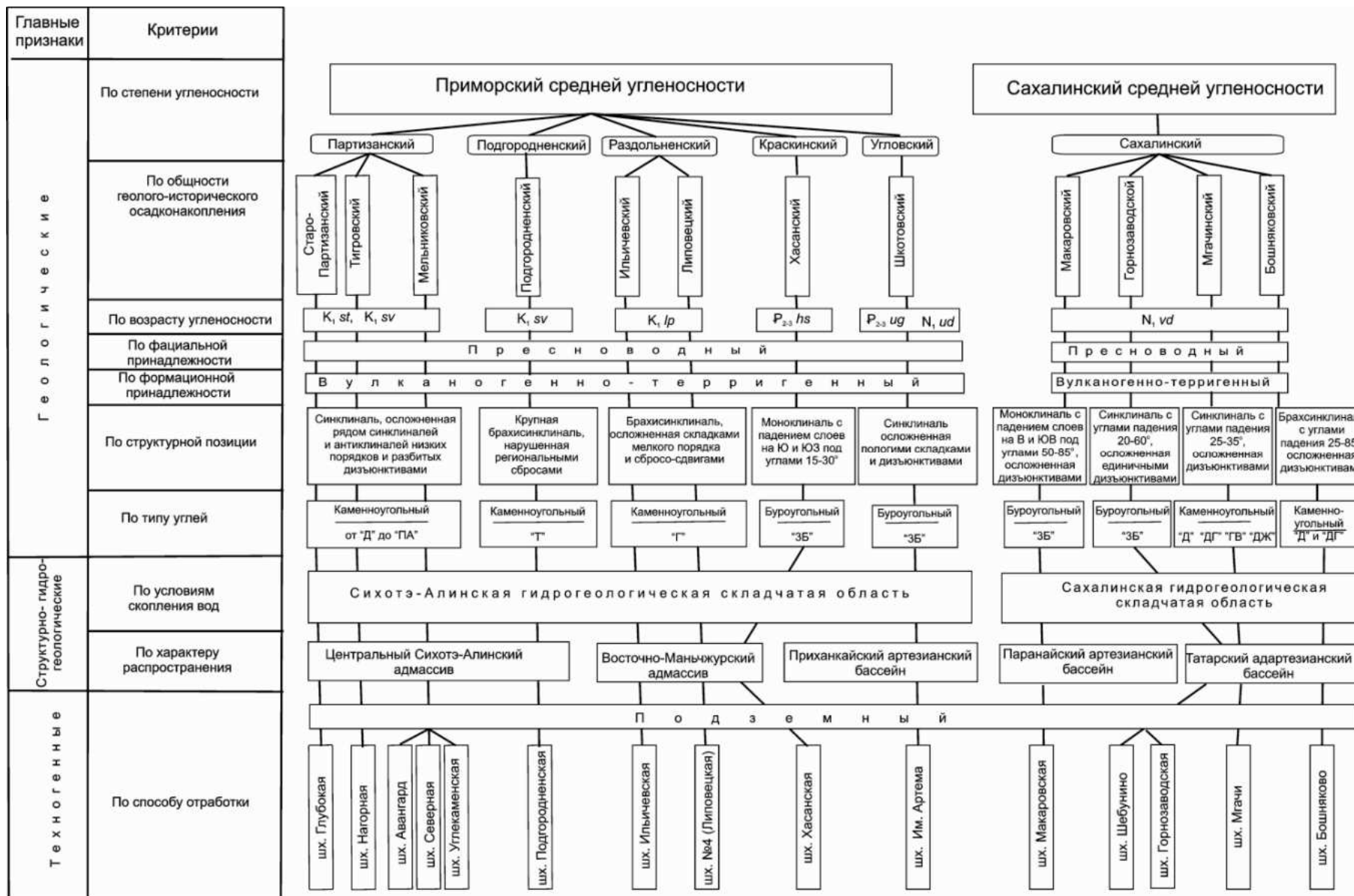
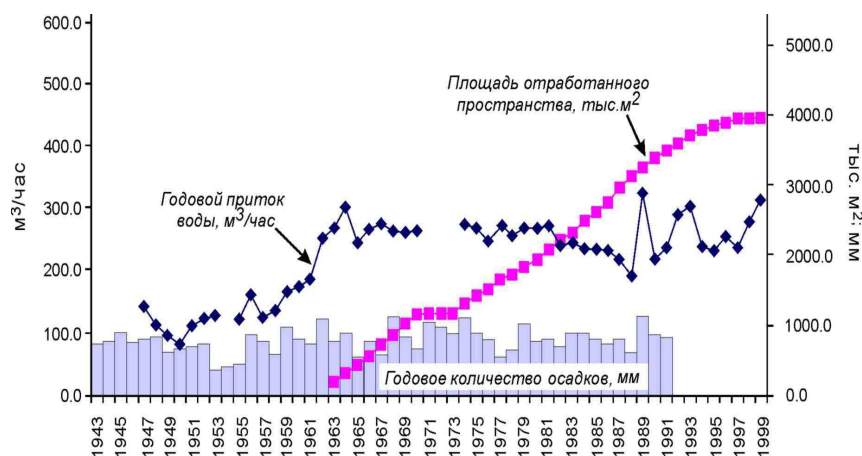
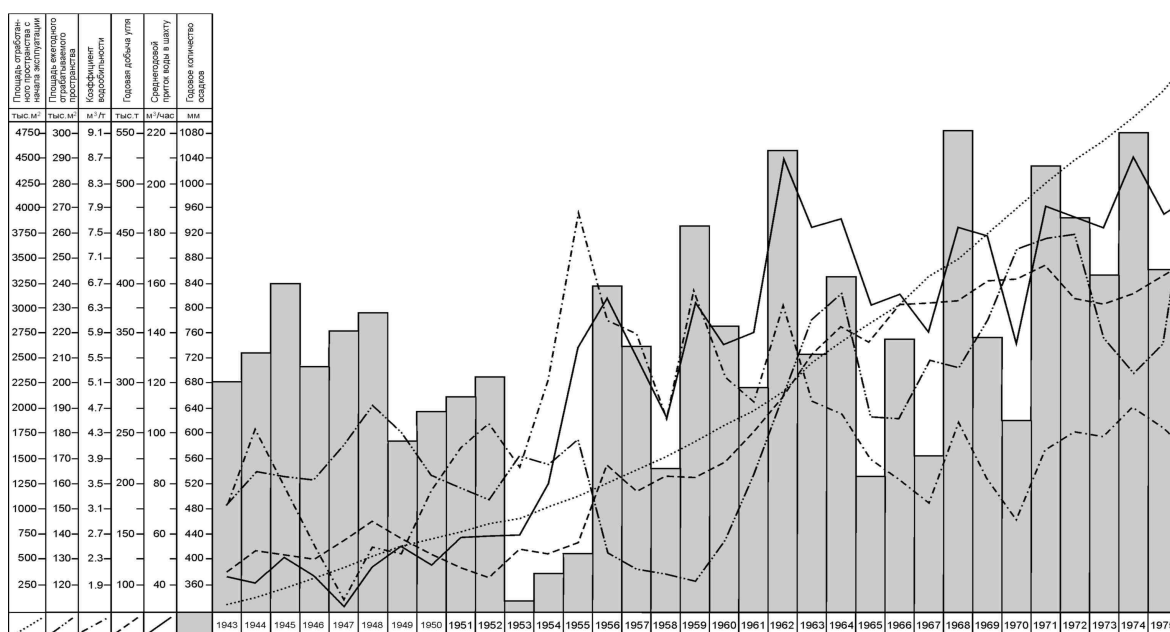


Рис. 3.27. Схема условий формирования состава подземных вод угольных месторождений Приморья и Сахалина

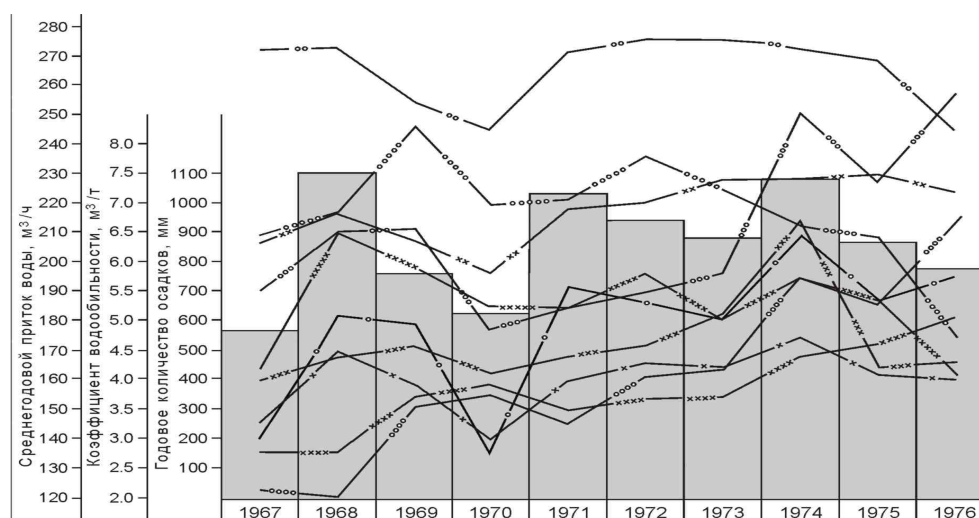
Анализ изменения количества водопритоков в горные выработки шахт Раздольненского («Ильичевская», № 4), Партизанского («Глубокая», «Авангард», «Северная», «Углекаменская») и Сахалинского («Мгачи», «Бошняково», «Макаровская», «Горнозаводская», «Шебунино») бассейнов в зависимости от расширения площади отработок позволил утверждать, что при ведении работ на малых глубинах водопроницающие трещины достигали приповерхностного водоносного комплекса, за счет которого и формировались водопритоки в шахты. Наблюдалось линейное увеличение водопритока пропорционально отработанной на малых глубинах площади. При дальнейшем ведении работ на глубину трещины, по всей видимости, не достигали приповерхностного водоносного комплекса, отмечался довольно стабильный водоприток, не зависящий от увеличивающейся площади отработки (рис. 3.28–3.30).



**Рис. 3.28.**  
**Характер изменения водопритоков в зависимости от отработанной площади шахты «Центральная»**



**Рис. 3.29.** График зависимости среднегодового притока от добычи угля и количества выпадающих осадков по шахте «Глубокая» за 1943–1975 гг.



**Рис. 3.30. График зависимости среднегодового притока и коэффициента водообильности от добычи угля шахтами Партизанского бассейна и количества выпадающих атмосферных осадков за 1967–1976 гг.:** 1–5 – среднегодовой приток воды ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) по шахтам «Глубокая» (1), «Центральная» (2), «Нагорная» (3), «Северная» (4), «Авангард» (5); 6–10 – коэффициент водообильности ( $\text{м}^3/\text{т}$ ) по шахтам «Глубокая» (6), «Центральная» (7), «Нагорная» (8), «Северная» (9), «Авангард» (10); 11 – годовое количество осадков, мм

Например, водопритоки в горные выработки шахты «Ильичевская» (Раздольненский бассейн) до горизонта + 90 м (средний уровень р. Крестьянка) формировались за счет статических запасов, восполнение которых происходило в основном путем инфильтрации атмосферных осадков. В количественном выражении водоприток составлял  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ , или  $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ . После углубления горных работ до абсолютных отметок ниже + 90 м водопритоки резко возрастали и в последующем (6 лет наблюдений) не зависимо от дальнейшего увеличения на глубину обрабатываемой площади не изменялись, составляя в среднем  $1517 \text{ м}^3/\text{сут}$ , или  $63,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

При отработке месторождений Сахалинского бассейна шахтами «Мгачи», «Бошняково», «Макаровская», «Горнозаводская» и «Шебунино» увеличение площади горных работ на глубину также практически не приводило к возрастанию водопритоков, которые до определенной глубины зависели от количества осадков (рис. 3.31).

Таким образом, в районах шахт «Ильичевская», № 4 (Раздольненский бассейн), «Глубокая», «Авангард», «Северная», «Углекаменская» (Партизанский бассейн), «Мгачи», «Бошняково», «Макаровская», «Горнозаводская» и «Шебунино» (Сахалинский бассейн) сформировались структуры, соответствующие типовой схеме (рис. 3.32), разработанной сотрудниками ВНИМИ [Отчет о НИР «Разработка типового руководства ...», 1999 г.; Норватов, Петрова, 1999; Норватов, 2007; Норватова, 2005, 2007].

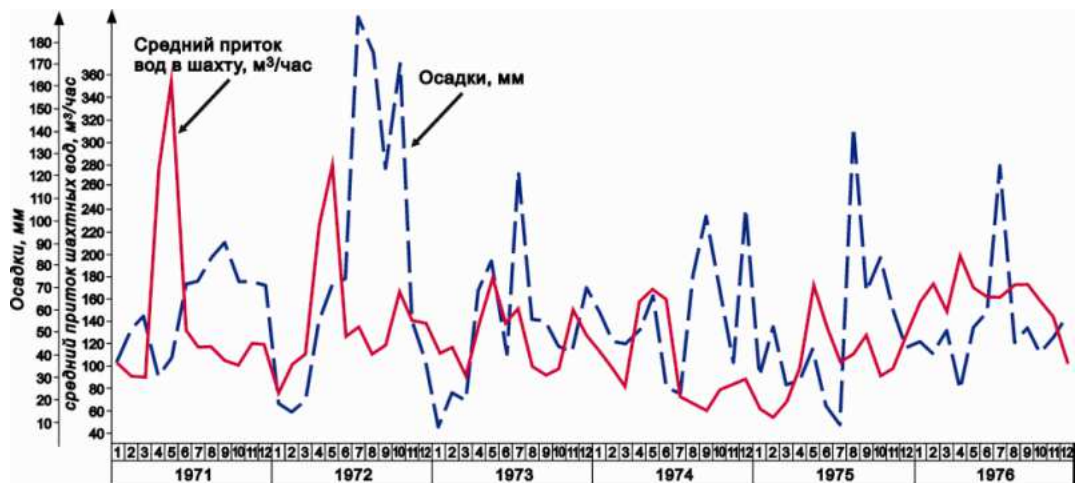


Рис. 3.31. Графики осадков и средних притоков вод в шахту «Бошняково» за период 1971–1976 гг. (по: Геологический отчет по доразведке ..., 1977 г.)

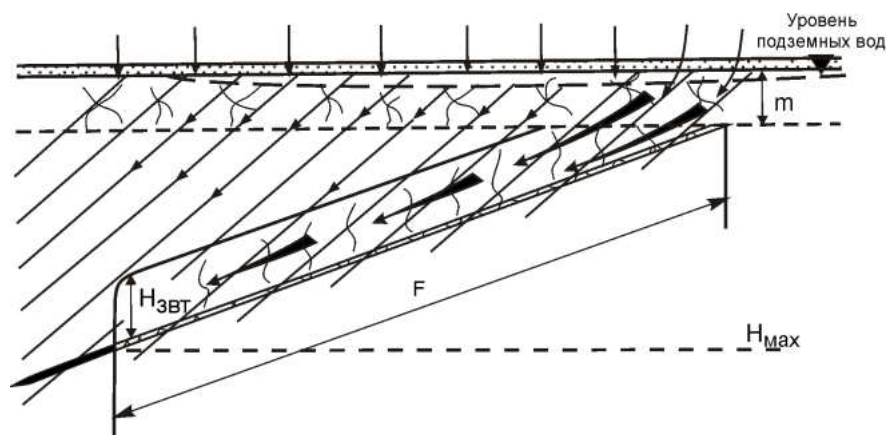


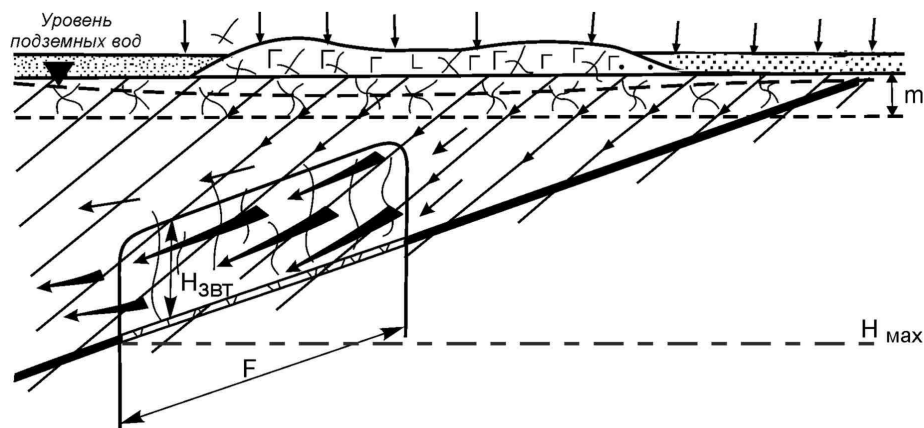
Рис. 3.32. Схема природно-техногенной структуры, сформировавшейся в Раздольненском, Партизанском и Сахалинском бассейнах [по: Норватов, 2007]:  $F$  — площадь горных работ;  $m$  — мощность пачки слабопроницаемых пород в кровле пласта;  $H_{\text{мак}}$  — глубина отработки;  $H_{\text{звт}}$  — зона водопроницаемых трещин

При работе шахты им. Артема (Угловский бассейн) высота водопроницаемых трещин, образующихся над выработанным пространством, по всей видимости, не достигала подошвы приповерхностного водоносного комплекса и, вероятно, варьировала от 40 до 70 м. Водопитоки здесь возрастали прямо пропорционально площади очистных работ и формировались главным образом за счет перетекания через относительный водоупор. Сформировавшаяся природно-техногенная структура в районе шахты, по всей видимости, соответствовала схеме представленной на рис. 3.33.

При отработке шахтой «Подгородненская» верхнего пласта угля Новичок зона водопроницаемых трещин над очистными выработками в крепких, хрупких и не размокаемых породах кровли поднималась, по всей видимости, на высоту, превышающую 60 м. Подработка и формирование кровли очистных выработок, пройденных на глубинах до 150 м, увеличивали ее проницаемость по нормали к слоистости до 0,005 м/сут. В



период подработки приповерхностного водоносного комплекса водопритоки в шахту возрастали пропорционально увеличению периметра площади очистных работ и имели сезонные вариации. Зимой они составляли 50–60 м<sup>3</sup>/ч, а в летне-осенний период – 70–86 м<sup>3</sup>/ч, иногда достигая 220 м<sup>3</sup>/ч. В отдельные годы во время ливневых дождей (сентябрь 1994 г.) расход воды в шахту достигал 380 м<sup>3</sup>/час при среднегодовом притоке воды 120 м<sup>3</sup>/ч. Отмечаемая сезонная зависимость водопритоков свидетельствует о том, что зона водопроницающих трещин над выработанным пространством достигала поверхности.

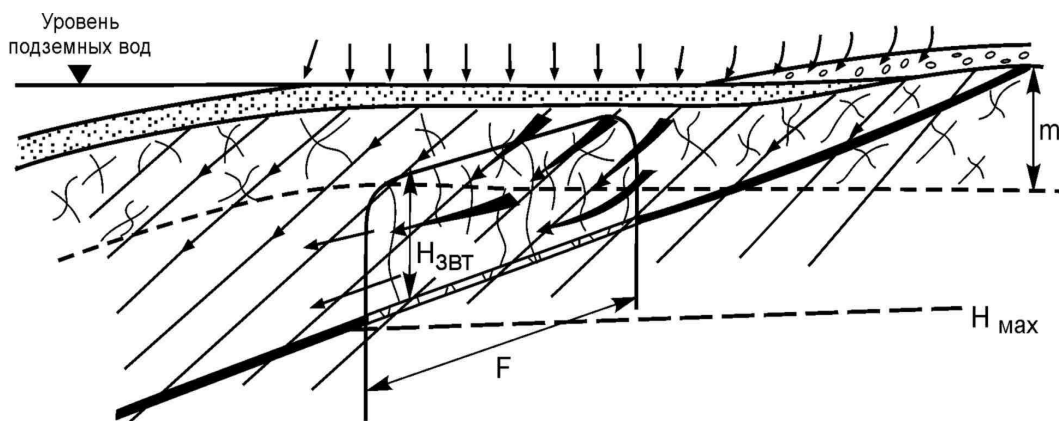


**Рис. 3.33. Схема природно-техногенной структуры шахты им. Артема [по: Норватов, 2007]:**  $F$  – площадь горных работ;  $m$  – мощность пачки слабопроницаемых пород в кровле пласта;  $H_{\max}$  – глубина отработки;  $H_{звт}$  – зона водопроницающих трещин

При работе шахты «Хасанская» также наблюдался рост водопритоков в зависимости от увеличения площади отработки. Среднегодовые водопритоки в горные выработки за последние 5 лет эксплуатации шахты (1990–1995 гг.) колебались в пределах 30–75 м<sup>3</sup>/ч. Наблюдалась прямая зависимость водопритоков от интенсивности атмосферных осадков. Отмечались единичные кратковременные повышения водопритоков в горные выработки (например, до 250 м<sup>3</sup>/ч в августе 1965 г.) за счет образования воронок обрушения, интенсивного выпадения атмосферных осадков.

Таким образом, при работе шахт «Подгородненская» и «Хасанская» наблюдалось линейное увеличение объема водопритоков в них по мере расширения площади очистных работ. Водопроницающие трещины здесь, по всей видимости, пересекали приповерхностный водоносный комплекс, за счет которого и формировались водопритоки в горные выработки. Сформировавшаяся природно-техногенная структура в районах шахт, по всей видимости, соответствует схеме, представленной на рис. 3.34.

Анализ водопритоков в шахты Приморского края и Сахалинской области свидетельствует о том, что величины водопритоков и водообильность отложений в рассматриваемых районах в целом были не высокими (табл. 3.4).



**Рис. 3.34. Схема природно-техногенной структуры шахт «Подгородненская» и «Хасанская» [по: Норватов, 2007]:**  $F$  – площадь горных работ;  $m$  – мощность пачки слабопроницаемых пород в кровле пласта;  $H_{max}$  – глубина отработки;  $H_{звт}$  – зона водопроницаемых трещин

**Таблица 3.4. Притоки воды и коэффициенты водообильности по шахтам Приморья и Сахалина [по: Шахтные воды угольной промышленности, 1989]**

Шахта	Водоприток, тыс. м <sup>3</sup> /год	Коэффициент водообильности, м <sup>3</sup> /т
<b>Приморье</b>		
№ 4	613,2–1576,8 (789,0)	4,66–5,43 (4,90)
Ильичевская	438,0–744,6 (372,5)	
Глубокая	1971,0–2190,0 (1096,0)	3,60–11,70 (6,60)
Нагорная	668,0–2190,0 (1576,8)	2,99–6,02 (4,70)
Северная	2628,0–6132,0 (3197,0)	8,13–13,07 (11,50)
Углекаменская		
Авангард	2160,0–5185,9 (3784,3)	6,35–6,77 (6,50)
Подгородненская	600,0–751,0 (617,0)	2,24–7,13 (6,60)
Хасанская	262,8–357,0 (309,9)	Н.д.
Им. Артема	47,0–511,0 (295,0)	0,04–0,66 (0,40)
<b>Сахалин</b>		
Мгачи	1744,0–2847,0 (2102,0)	5,42–8,80 (6,60)
Бошняково	1058,0–3136,0 (2097,0)	3,89–5,78 (4,35)
Макаровская	1036,0–1716,0 (1016,0)	4,81–8,44 (6,90)
Горнозаводская	2039,0–2263,0 (2174,0)	6,63–9,34 (7,90)
Шебунино	179,0–415,0 (256,0)	0,69–1,94 (1,10)

**Примечание.** В скобках – среднее.

Шахты им. Артема и «Шебунино» относились, в соответствии с классификацией М.В. Сыроватко [Шахтные воды угольной промышленности, 1989], к подгруппе практически необводненных (водоприток до 50 м<sup>3</sup>/ч), шахты № 4, «Ильичевская», «Подгородненская» и «Хасанская» – к подгруппе слабо обводненных (водоприток до 100 м<sup>3</sup>/ч), шахты «Глубокая», «Нагорная», «Мгачи», «Бошняково», «Макаровская» и «Горнозаводская» – к группе умеренно обводненных (водоприток до 300 м<sup>3</sup>/ч), а шахты

«Авангард», «Углекаменская» и «Северная» – к обводненным, в которых среднегодовой водоприток составлял 398,5 м<sup>3</sup>/ч (табл. 3.5). Это, вероятно, связано с объемами и условиями ведения горных работ на малых глубинах.

В результате развития техногенного режима подземных вод, сопровождающегося сработкой их статических запасов и повышением интенсивности инфильтрационного питания, вокруг систем горных выработок сформировались депрессионные воронки. В Партизанском бассейне глубина депрессионных воронок достигала 230 м, а их границы распространялись на расстояние от 1–2 до 5–7 км и более от максимального снижения уровня. При этом часто наблюдалось нарушение речного стока. Там же снижение уровня подземных вод привело к поглощению поверхностного стока, вплоть до полного исчезновения рек Каменка, Черная, ручьев Семеновский и Птичий, в пределах объединенной депрессионной воронки шахт «Глубокая», «Центральная» и «Нагорная». Судя по топографической карте, в 1942 г., когда водопритоки в шахту «Центральная» не превышали 100 м<sup>3</sup>/ч, эти водотоки еще имели постоянный характер на всем протяжении, а на картах 1968–1972 гг., когда водопритоки увеличились до 250–300 м<sup>3</sup>/ч, реки в средних течениях имели характер лишь временных водотоков. Поглощение поверхностного стока было установлено также прямыми замерами в 1970–1974 гг., когда в пойме р. Постышевка отмечались уровни трещинных вод на 10–13 м ниже уровня воды на подошве аллювия, который являлся границей постоянного напора. В период работы шахты «Подгородненская» исчезли с поверхности некоторые притоки рек Саперка и Песчанка – ручьи Угольный, Петькин, Кузнецовский, Заводской и Лагерный, с минимальными летними дебитами 0,05 л/с и максимальными – до 4 л/с.

**Таблица 3.5. Группировка шахт Приморья и Сахалина по степени обводненности**

Практически необводненные и слабо обводненные		Умеренно обводненные	Обводненные		Весьма обводненные
Величина водопритоков, м <sup>3</sup> /ч					
До 50	50–100	100–300	300–500	500–1000	Более 1000
<b>Сихотэ-Алиньская гидрогеологическая область</b>					
Им. Артема	№ 4 Ильичевская Подгородненская Хасанская	Глубокая Нагорная	Авангард Углекаменская Северная	–	–
<b>Сахалинская гидрогеологическая область</b>					
Шебунино	–	Мгачи Бошняково Макаровская Горнозаводская	–	–	–

После остановки шахтных водоотливов началось затопление горных выработок и восстановление естественного уровня подземных вод.

Наблюдения за естественным затоплением шахт в Раздольненском каменноугольном бассейне позволили выявить ряд особенностей. Для шахты «Ильичевская» эти особенности заключались в следующем: затопление сдренированного массива, суммарная пустотность которого (с учетом оседания поверхности и упругоэластичности подработанного массива) составляла 776,04 тыс. м<sup>3</sup>, происходило в течение 24 мес. При этом скорость затопления до отметки +76 м составляла 4,4–4,8 м/мес., а затем резко снижалась до 2,2 м/мес. (рис. 3.35).

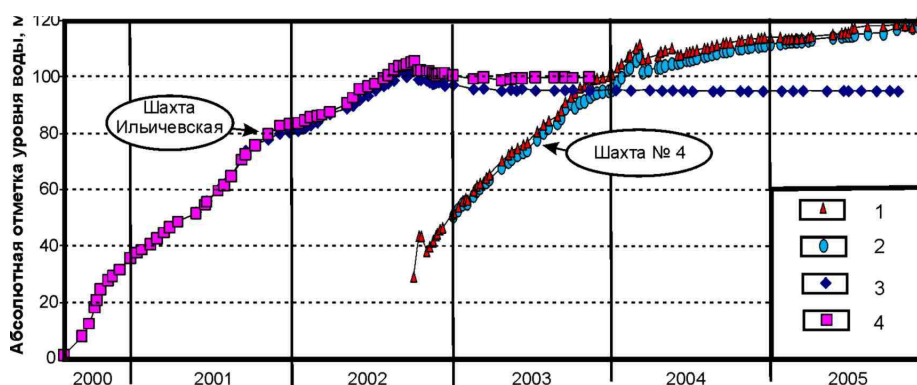


Рис. 3.35. Динамика затопления шахт «Ильичевская» и № 4: 1–4 – наблюдательные скважины: 4Л (1), 2Л (2), 10н (3) и СГД (4)

Естественное затопление шахты № 4 происходило в течение 88 мес., при этом суммарная пустотность сдренированного массива составляла 5786,0 тыс. м<sup>3</sup>. До глубин ~ +50 м затопление происходило со скоростью 3,7 м/мес. (в 2003–2004 гг.), а затем (в 2005 г.) наблюдалось снижение скорости затопления до 0,6–0,7 м/мес. (см. рис. 3.35).

С сентября 2002 г. шахта «Ильичевская» считается полностью затопленной, абсолютные отметки уровня восстановления подземных вод составили +95...+100 м. В районе шахты № 4 уровень подземных вод после восстановления (2005 г.) имеет абсолютные отметки в пределах +115...+120 м (см. гл. 4, рис. 4.2). Установившиеся уровни соответствуют уровню подземных вод в естественных ненарушенных условиях. Сосредоточенного выхода подземных вод на земную поверхность нет, имеется весьма ограниченная зона (около 4 км) дренирования вод техногенного комплекса шахты «Ильичевская» в пойме р. Крестьянка (см. гл. 6).

Динамика затопления рассматриваемых шахт свидетельствует о том, что восстановление уровня подземных вод во времени имело экспоненциальную зависимость. Зона водопроницающих трещин отработанного массива сформировалась до глубин +50 м и +75 м, где фиксировались резкие изменения скорости затопления.

Таким образом, верхняя граница сформировавшейся природно-техногенной структуры шахты № 4 ( $H_{\text{гн}}$ ) находится на глубине +50 м, а нижняя ( $H_{\text{гн.л}}$ ) характеризуется абсолютной отметкой -160 м. Верхняя граница природно-техногенной структуры шахты «Ильичевская» ( $H_{\text{гн}}$ ) расположена на глубине +75 м, а нижняя ( $H_{\text{гн.л}}$ ) – на глубине -10 м.

В Партизанском бассейне затоплены практически все шахты («Глубокая», «Центральная», «Авангард», «Углекаменская» и «Северная»). В районе горного отвода шахты «Нагорная» поддерживается безопасный уровень подземных вод (+75...+76 м при минимальной производительности водоотлива около 80 м<sup>3</sup>/ч). По гидродинамическому режиму горные отводы шахт расположены в области быстрого водообмена. Среднемноголетний модуль подземного стока составлял 3,0 л/с на 1 км<sup>2</sup>, минимальный –

1,0–1,2 л/с на 1 км<sup>2</sup> [Гидрогеология СССР, 1968].

Изучение динамики затопления шахт бассейна свидетельствуют о том, что в начальный период затопления горных выработок среднегодовые притоки подземных вод соответствовали водопритокам в эти шахты на последнем этапе их эксплуатации. До отметок подошвы приповерхностного водоносного комплекса притоки в горные выработки оставались стабильными, а затем постепенно снижались при подъеме уровней в приповерхностных отложениях (рис. 3.36). Это еще раз подтверждает то, что над выработанным пространством сформировалась ограниченная по высоте зона водопроницающих трещин.

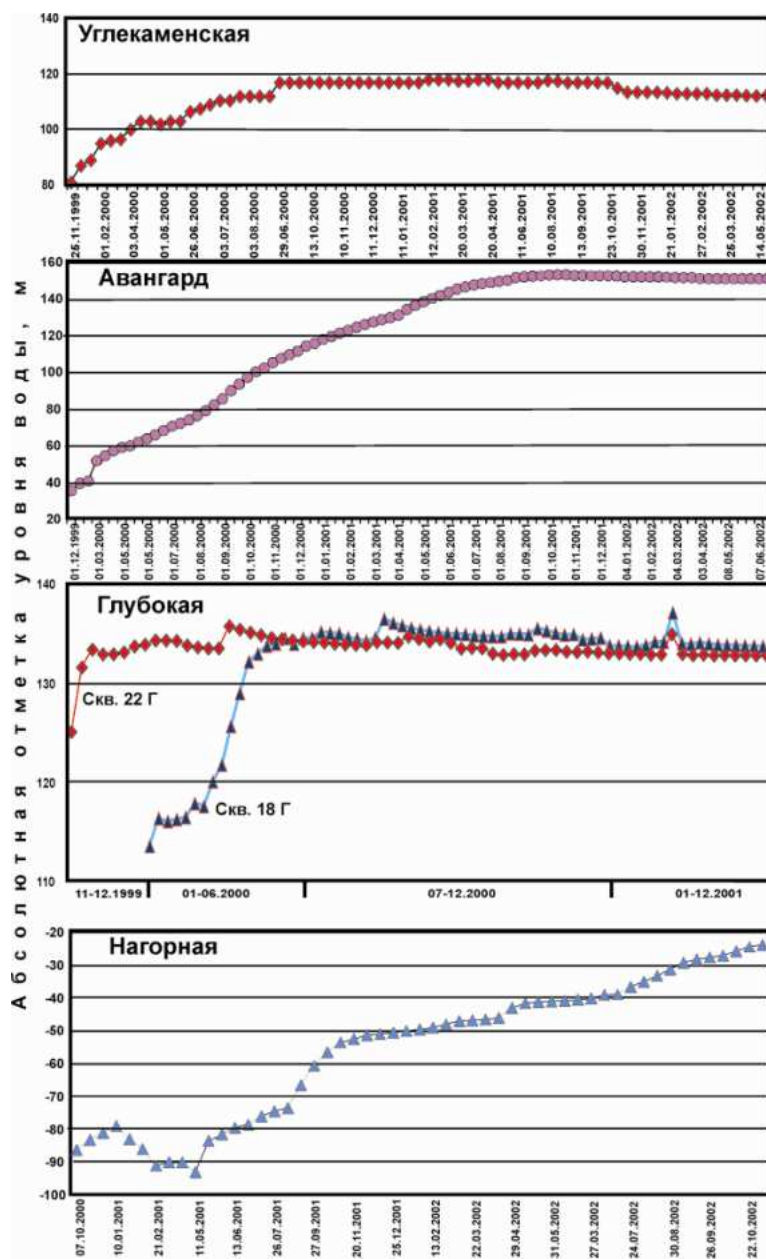


Рис. 3.36. Динамика затопления шахт Партизанского бассейна

Шахта «Глубокая» обрабатывала основные запасы по пластам  $n_{16}$ ,  $n_{20}$ ,  $n_{21}$ ,  $n_{23}$  и  $n_{25}$ , а также  $m_{12}$  и  $m_{19}$  (участки «Глубокий-1» и «Каменский-1»). Глубина отработки достигла 850 м (абс. отм. -619 м). На затопление сдренированного массива объемом 3653,33 тыс. м<sup>3</sup> потребовалось 40 мес. После того как уровень шахтных вод достиг минимальных отметок кровли техногенного комплекса, фиксировалось повышение уровней приповерхностного водоносного комплекса по площади очистных работ. В результате затопления шахты уровень подземных вод установился на отметке +133,8 м (см. рис. 3.36), на пониженных участках наблюдается подтопление и сосредоточенный выход подземных вод на земную поверхность в районах ул. Замаараева (абс. отм. 136,5 м) дебитом 20–30 м<sup>3</sup>/ч, ул. Дунайской (абс. отм. 133 м) и шахты № 1 (абс. отм. 132 м).

Нарушенный в период работы водоотливной системы гидродинамический режим на поле шахты «Аван гард» полностью восстановился в октябре 2001 г. (см. рис. 3.36). Шахта полностью затопилась в течение 39 мес., суммарная пустотность сдренированного массива при этом составляла 12299,0 тыс. м<sup>3</sup>.

В центральной части горного отвода (скв. 1ав) уровень подземных вод находится на отметке 151,95 м, а в северной части (участок «Забайкальский») – на отметке 155,1 м. В пониженных участках наблюдается подтопление земной поверхности. Через устья горных выработок шахты происходит излив подземных вод с расходом 10–12 м<sup>3</sup>/ч: из штольни № 31 – на отметке +145 м, из штольни шахты № 35 – +143,8 м.

Шахты «Углекаменская» и «Северная», имеющие общие горные выработки, затопились в течение 27 мес., их суммарная пустотность составила 7193,25 тыс. м<sup>3</sup>. Гидродинамическая ситуация, установившаяся в районе шахты «Северная», отражена в табл. 3.6. На промплощадке штольни № 25 (абс. отм. +117,4 м) происходит сосредоточенный выход (излив) вод на дневную поверхность расходом 1,5 м<sup>3</sup>/ч.

**Таблица 3.6. Уровень воды от поверхности в районе шахты «Северная»**

Номер скважины	Возраст изучаемого горизонта	Глубина скважины, м	Уровень воды от поверхности, м	Абс. отм. уровня воды, м
7С	аQ	21,5	1,24	+116,06
8С	К	50,0	6,94	+127,76
9С	аQ	22,0	2,25	+106,19
10С	К	50,0	2,76	+105,57
11С	К	50,0	1,27	+108,83

Наблюдения за уровнем затопления шахты «Углекаменская» выполнялись по скважине «Желтые пески», расположенной на левой надпойменной террасе р. Тигровая. В результате наблюдений установлено, что стабилизация гидродинамического режима произошла в июле 2000 г. (см. рис. 3.36), когда начался излив подземных вод на земную

поверхность со средним дебитом  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  из технических скважин № 18-1250 (абс. отм. 112 м) на участке «Старая насосная» (рис. 3.37).



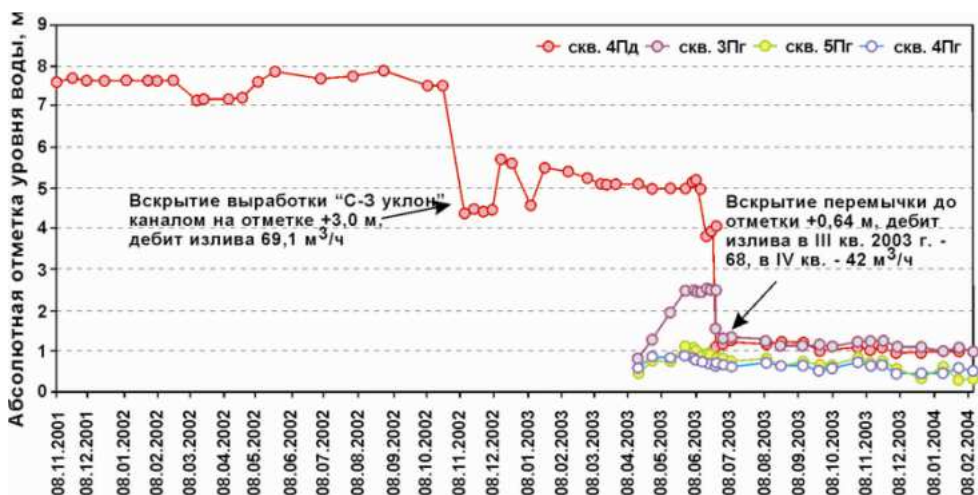
**Рис. 3.37. Выход вод техногенного комплекса шахты «Углекаменская» на участке «Старая насосная»**

На шахте «Нагорная» с июня 1998 г. до ноября 2000 г. происходило неконтролируемое затопление горных выработок. Впервые уровень шахтных вод был зафиксирован на отметке минус 86 м. Повышение уровня подземных вод в затопляемых выработках в этот период продолжительностью 30 мес. составило около 300 м. Следовательно, средняя скорость повышения уровня в сдrenированном массиве составляла  $0,3 \text{ м/сут}$ . С декабря 2001 г. по октябрь 2003 г. наблюдалось увеличение скорости повышения уровня воды до  $2,5 \text{ м/мес}$ . (см. рис. 3.36), а затем уменьшение до  $0,1 \text{ м/сут}$  (до отметки + 103,5 м). В сентябре–октябре 2006 г. был организован водоотлив производительностью  $180 \text{ м}^3/\text{ч}$  из затопленных выработок погружным насосом. В результате к концу 2007 г. уровень подземных вод был снижен и поддерживается на отметке +75...+76 м.

При затоплении шахты «Подгородненская» до отметки, соответствующей отметке подошвы приповерхностного водоносного комплекса, максимальный приток в горные выработки оставался равным водопритоку в шахту к началу ее затопления, а затем постепенно сокращался при повышении уровней подземных вод по площади очистных работ и за ее пределами. Время полного затопления шахты составило 52 мес., суммарная пустотность затопленного сдrenированного массива достигала 2673,67 тыс.  $\text{м}^3$ . Уровень подземных вод установился на отметке +6,44 м. В результате произошло подтопление участков поверхности. В пос. Трудовое на ул. Фадеева во всех домах оказались затоплены подвалы, переувлажнена почва на огородах, местами образовались водоемы, началось разрушение стен и фундаментов зданий.

Выполнение инженерных мероприятий, реализованных в рамках РП «Инженерные мероприятия по предотвращению подтопления ...» (2002 г.), позволило понизить уровень

подземных вод за счет вскрытия выработки «С-3 уклон» на отметке +3,0 м, вскрытия перемычки до отметки +0,64 м и организации сосредоточенного выхода подземных вод на земную поверхность (рис. 3.38). В настоящее время в районе разведочного уклона № 2 участка «Северо-Запад» происходит выход подземных вод техногенного комплекса на земную поверхность. Дебит излива варьируется в пределах 20–69 м<sup>3</sup>/ч. Температура изливающих шахтных вод изменяется от 10,4 до 15,7 °С.



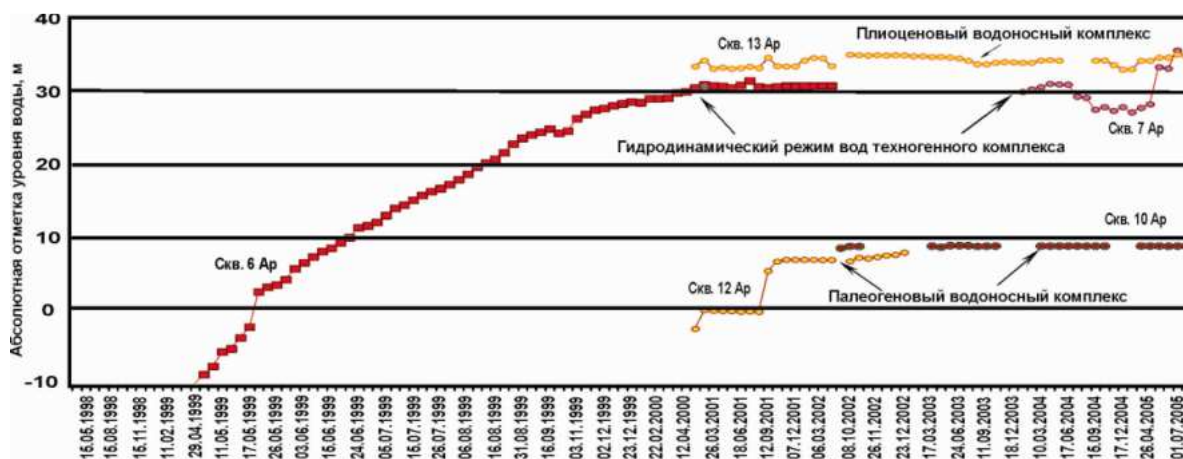
**Рис. 3.38. Уровенный режим подземных вод в районе шахты «Подгородненская»** (по данным ПримЦЭМ): скв. 4Пд – техногенный комплекс; скв. 3Пг – зона водопродвижающих трещин; скв. 5Пг – зона экзогенной трещиноватости меловых отложений; скв. 4Пг – аллювиальный горизонт р. Песчанка

Таким образом, в районе шахты «Подгородненская» восстановление уровня подземных вод во времени происходило по экспоненциальной зависимости. Зона водопродвижающих трещин отработанного массива (верхняя граница природно-техногенной структуры) сформировалась на глубине 60 м (абс. отм. -33,0 м), а нижняя граница структуры находится на глубине 400 м (абс. отм. -220,0 м).

На момент остановки водоотлива шахты «Хасанская» (01.07.1995 г.) уровень подземных вод располагался на отметке -80 м. При затоплении шахты до отметки, соответствующей отметке подошвы приповерхностного водоносного комплекса, максимальный приток в горные выработки оставался равным водопритоку в шахту к началу ее затопления, а затем, при повышении уровней подземных вод по площади очистных работ и за ее пределами, постепенно сокращался. Шахта «Хасанская» полностью затопилась к августу 1998 г. Время затопления составило 37 мес. при суммарной пустотности сдренированного массива – 955,53 тыс. м<sup>3</sup>. Уровень подземных вод установился на отметках +10...+13 м. В пределах горного отвода происходит выход шахтных вод под галечные отложения ключа Лебяжий (абс. отм. +13,0 м) и через контрольно-наблюдательную скважину 5Х (абс. отм. +10,3 м, дебит 0,1–0,5 м<sup>3</sup>/ч).

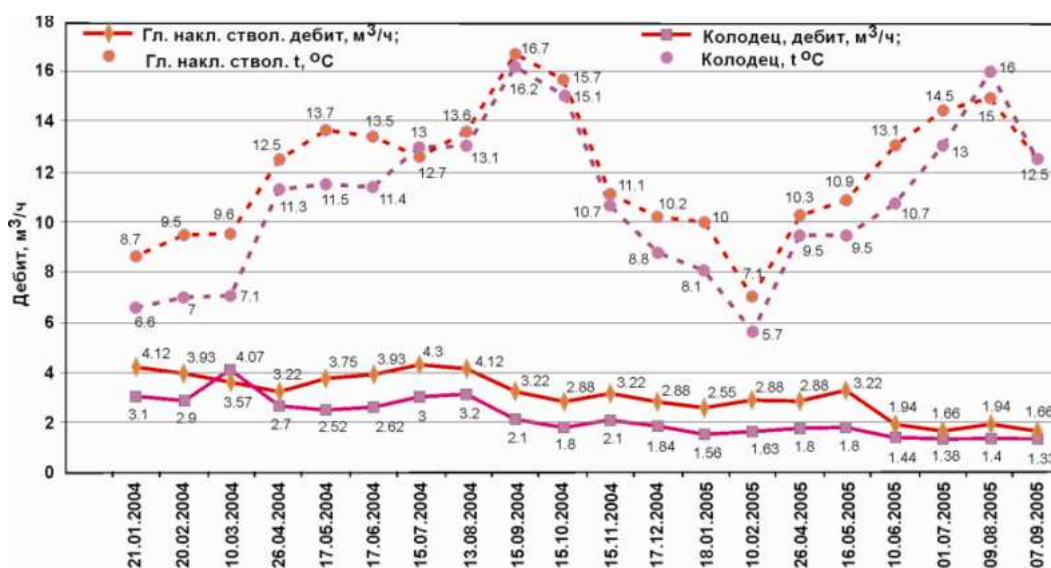


Условия затопления шахты им. Артема характеризовались средними глубинами отработки (300 м – абс. отм. -140 м). Анализ динамики уровня режима (рис. 3.39) показал, что изначально (I кв. 1999 г.) темп затопления шахты составлял 12–15 м/мес., а к декабрю 1999 г. он снизился до 1 м/мес. С середины декабря 1999 г. по март 2000 г. уровень подземных вод установился на отметке +28...+29 м. С марта 2001 г. шахта считается полностью затопленной. Фактическая отметка затопления принята +30,7 м.



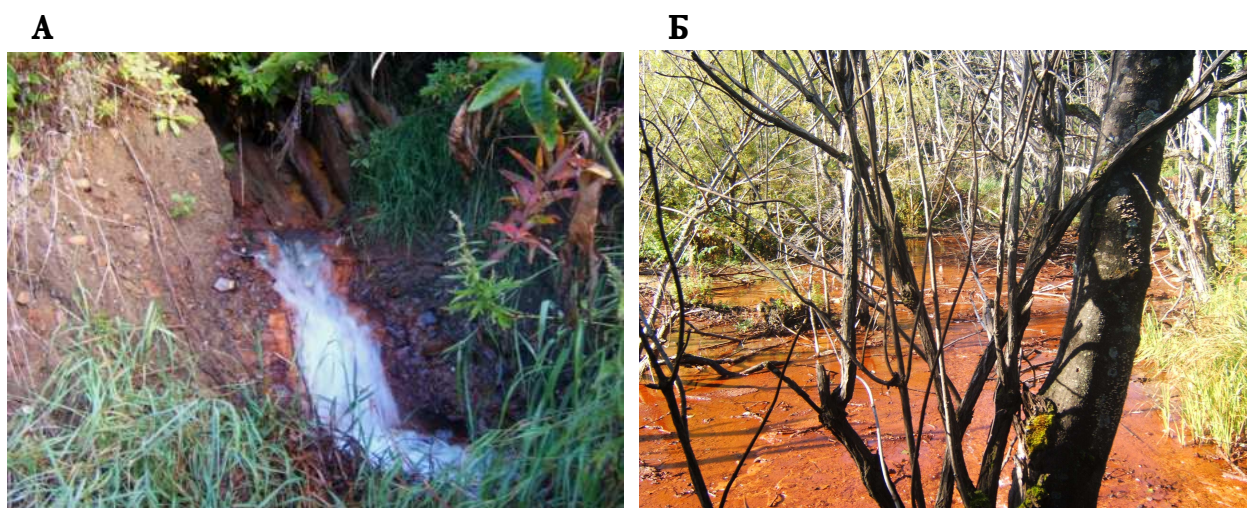
**Рис. 3.39. Динамика уровня режима подземных вод в районе шахты им. Артема (по данным ПримЦЭМ)**

Суммарная пустотность сдrenированного массива составила 835,83 тыс. м<sup>3</sup>. Период затопления шахты длился 34 мес. Через Главный наклонный ствол (абс. отм. +28,0 м) и колодец происходит выход шахтных вод на земную поверхность. Дебит изливов варьируется от 1,38 до 4,12 м<sup>3</sup>/ч, температура подземных вод шахты колеблется в пределах 5,7–16,7 °С (рис. 3.40).



**Рис. 3.40. Динамика изменения дебитов изливов и температуры подземных вод техногенного комплекса шахты им. Артема (по данным ПримЦЭМ)**

Наблюдения за динамикой затопления шахт Сахалина не выполнялись, тем не менее известно, что затопление шахты «Мгачи» происходило в течение 48 мес. Суммарная пустотность сдренированного массива (с учетом оседания поверхности и упругоэластичности подработанного массива) составила 8408,0 тыс. м<sup>3</sup>. На нижних горизонтах поступление воды в горные выработки происходило за счет перетекания через относительный водоупор. Основным источником обводнения горных выработок верхних горизонтов (-60 м) – инфильтрационные воды. Можно предположить, что восстановление уровня подземных вод во времени при затоплении горных выработок происходило по экспоненциальной зависимости. В мае 2000 г. в урочище нерестовой р. Рождественка на расстоянии около 4,5 км от устья произошел выход подземных вод техногенного комплекса на поверхность с оработанного пространства восточного крыла синклинали. Выход вод осуществляется из-за перемычки бремсберга № 499 (рис. 3.41 А) с абсолютной отметкой устья +48,5 м. Дебит излива изменяется от 60 до 250 м<sup>3</sup>/ч, вода бурным потоком стекает в пойму реки, вызывая ее затопление на участке длиной 150 м и шириной 50–100 м (рис. 3.41 Б). Кроме этого наблюдается рассредоточенный выход в аллювиальные отложения р. Малый Сертунай (рис. 3.42). Зафиксирована разгрузка вод техногенного комплекса на отметке +35,0 м (рис. 3.43) в районе ул. Первомайская, 123 и 127. Сосредоточенный выход вод произошел также через устье (абс. отм. +43,0 м) штольни «Надежда». В пойме р. Большой Сертунай (абс. отм. +46,0 м) на участке протяженностью более 100 м также наблюдается разгрузка вод по выходящим под наносы угольным пластам.



**Рис. 3.41. Выход вод техногенного комплекса шахты «Мгачи» в урочище р. Рождественка: А – выход вод из-за перемычки бремсберга № 499; Б – участок затопленной поймы реки**



**Рис. 3.42. Рассредоточенный выход вод техногенного комплекса шахты «Мгачи» в аллювиальные отложения правого борта р. Мальй Сертунай**



**Рис. 3.43. Выход вод техногенного комплекса шахты «Мгачи» в русло р. Мальй Сертунай (левый борт). Образование сульфатов и гидроксида железа**

Таким образом, на территории горного отвода шахты «Мгачи» имеется 2 сосредоточенных выхода вод по выработкам: бремсбергу № 499 и штольне «Надежда», а также участки рассредоточенного выхода вод в реки Мальй Сертунай и Большой Сертунай. Поскольку наблюдательных скважин на горном отводе нет, абсолютная отметка восстановившегося уровня подземных вод в районе шахты принимается по отметке выхода шахтных вод на поверхность и составляет ориентировочно +48 м.

На период затопления шахты «Бошняково» суммарная пустотность сдренированного массива достигала 12582,0 тыс. м<sup>3</sup>. Гидродинамический режим на поле шахты стабилизировался в период до 2003 г. Время затопления составило ~ 72 мес. В 2003 г. (через 5 лет после закрытия шахты) уровень подземных вод отмечался на глубинах 2,2–6,2 м (абс. отм. +60,0...+62,5 м). При этом из устьев горных выработок (главная штольня, штольня № 3 и откаточная штольня) с абсолютными отметками 60,3–62,5 м наблюдались изливы шахтных вод с расходом от ~ 60 до ~ 208 м<sup>3</sup>/ч. В настоящее время средний расход изливов составляет ~33 м<sup>3</sup>/ч.

На период затопления шахты «Горнозаводская» суммарная пустотность сдренированного массива достигла 8696,0 тыс. м<sup>3</sup>, а шахты «Шебунино» – 1536,0 тыс.

м<sup>3</sup>. Время затопления шахт составило 48 и 72 мес., соответственно. Уровень подземных вод в районе шахты «Горнозаводская» стабилизировался на отметке +35 м. Из устья главной штольни (абс. отм. +25 м) наблюдается излив вод. Уровень подземных вод в районе шахты «Шебунино» также восстановился и, судя по отметке излива из устья штольни, находится на отметке +13...+15 м.

Работы на шахты «Макаровская» остановлены в 1999 г. Суммарная пустотность сдrenированного массива на период ликвидации достигала 3725,3 тыс. м<sup>3</sup>. В настоящее время шахта считается затопленной. Время затопления составило 44 мес. Из-под бетонной перемычки вспомогательного ствола (абс. отм. + 55,87 м) происходит излив подземных вод на земную поверхность дебитом 179,46 м<sup>3</sup>/ч.

В настоящее время практически все рассматриваемые шахты Приморья и Сахалина затоплены. Время их затопления варьировало от 2 до 7,3 лет (табл. 3.7).

Лишь на горном отводе шахты «Нагорная» работает водоотливной комплекс по снижению уровня подземных вод, а шахты Артемовского и Тавричанского месторождений (Приморье), также ликвидируемые в процессе реструктуризации угольной отрасли, в связи с наличием мощной слабопроницаемой толщи надежинской свиты продолжают медленно заполняться водой и будут затоплены не ранее 2018 г.

Восстановление уровня подземных вод во времени при затоплении шахт происходило по экспоненциальной зависимости со средней скоростью от нескольких сантиметров до нескольких метров в месяц, на верхних горизонтах шахт скорость затопления снижалась. Коэффициент заполнения водой объема сдrenированного пространства колебался (по данным динамики затопления) от 0,96 до 1,0 (см. табл. 3.7) в зависимости от литологического состава вмещающих пород, степени их катагенетического преобразования, углов падения, количества и мощности (влияющей на высоту зоны обрушения) отрабатываемых угольных пластов, глубины отработки.

В результате затопления шахт сформировались природно-техногенные гидрогеологические структуры, нижняя граница которых определяется подошвой отработанного угольного пласта, а верхняя – высотой зоны водопроницаемых трещин над выработанным пространством. В недрах этих структур произошло существенное изменение условий циркуляции подземных вод, сформировался техногенный водоносный комплекс со значительными отклонениями (от природного комплекса) в скоростном (фильтрационном) и напорном (уровневом) аспектах.

Процесс восполнения подземных горизонтов в районах ликвидированных шахт сейчас происходит за счет вод, фильтрующихся через трещиноватый породный массив и

выработанное пространство, часто заполненное обрушенными дезинтегрированными породами, характеризующимися максимальной водопроницаемостью.

**Таблица 3.7. Характеристика шахт и сформировавшихся природно-техногенных структур**

Шахта	Глубина отработки, м		Пустотность сдренированного массива (V), тыс. м <sup>3</sup>	Дата начала затопления	Дата полного затопления	Коэффициент заполнения, $K = \frac{t \cdot Q}{V}$	Абс. отм. уровня подземных вод, м	Наличие излива шахтных вод	
								Шт.	Расход, м <sup>3</sup> /ч
Ильичевская	>200	-10	776,04	01.09.2000	09.2002	0,96	+98,2	Нет	–
№ 4	>280	-160	5786,0	15.05.1998	09.2005	0,10	+120,6	Нет	–
Глубокая	814	-619	3653,33	02.11.1996	03.2000	0,10	+133,8	4	20–30
Нагорная	540	-368	14454,0	01.06.1998	–	–	+75,0– +76,0	Водоотлив	80
Авангард	300	-70	12299,0	05.06.1998	09.2001	0,10	+152,0– +155,0	4	10–12
Углекаменская	>200	-87	7193,25	17.06.1998	09.2000	1,00	+127,0– +130,0	1	30
Северная	>200	-234		23.06.1998	09.2000			1	1,5
Подгородненская	400	-220	2673,67	01.01.1995	05.1999	0,10	+6,44	1	20–69
Хасанская	>200	-150	955,53	01.07.1995	08.1998	0,10	+10– +13	1	0,1–0,5
Им. Артема	300	-140	835,83	15.05.1998	03.2001	0,10	+30,7	2	1,4–4,1
Мгачи	300	-350	8408,0	01.08.1997	07.2001	1,00	+48,5	3	80–90
Бошняково	300	Н.д.	12582,0	01.10.1997	10.2003	1,00	+60,0– +62,5	3	33
Макаровская	200	-//-	3725,3	01.08.1997	04.2001	1,00	+55,87	1	57–72
Горнозаводская	500	-//-	8696,0	01.02.1997	02.2001	1,00	+35,0	1	100– 110
Шебуньино	200	-//-	1536,0	01.10.1996	10.2002	1,00	+13,0– +15,0	1	0,3–8

**Примечание.** t – время затопления шахты; Q – водоприток (м<sup>3</sup>/год); V – пустотность сдренированного массива (тыс. м<sup>3</sup>).

Установившиеся уровни часто располагаются на 20–30 м выше уровня рек, в результате на склонах или в поймах речных долин происходит разгрузка (излив) вод техногенного комплекса, наблюдается подтопление территорий, деформация зданий и сооружений (рис. 3.44).



**Рис. 3.44. Деформация колодцев над выработанным пространством шахты «Авангард»**

Таким образом, показано, что природная гидрогеологическая структура угольных месторождений предопределяет особенности естественного режима подземных вод. Промышленное освоение территорий ведет к изменению условий природной гидрогеологической структуры осадочных бассейнов. При ведении горных работ над выработанным пространством в результате деформации надугольной толщи под действием современных тектонических сил образуются водопроводящие трещины, пересекающие относительные водоупоры и гидравлически связывающие водоносные пласты с выработанным пространством. Это приводит к увеличению проницаемости надугольной толщи и нарушению естественного режима подземных вод. Масштабы распространения водопроводящих трещин над выработанным пространством и нарушенность гидрогеологической стратификации горного массива определяют гидравлические особенности природно-техногенных структур. Величина водопритока и емкостные характеристики сдренированного массива устанавливают режим затопления горных выработок при «мокрой» ликвидации угольных шахт и масштабы формирования техногенного водоносного комплекса.

На основании выше изложенного материала сформулировано **первое защищаемое положение**:

**Подземные водоносные горизонты при затоплении угольных шахт не восстанавливаются в прежних параметрах и координатах, а формируют гидравлически связанный техногенный водоносный комплекс. Его формирование определяется особенностями современной гидрогеологической стратификации надугольной и угольной толщ, масштабами зоны водопроводящих трещин, величиной водопритока и емкостными характеристиками сдренированного массива.**

## **ГЛАВА 4. СОСТАВ И ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНАХ ЛИКВИДИРОВАННЫХ ШАХТ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИМОРЬЯ И САХАЛИНА**

Изменение условий циркуляции подземных вод в сформировавшихся природно-техногенных гидрогеологических структурах привело к трансформированию химического состава подземных вод. Ниже рассмотрены геохимические особенности подземных вод в районах угольных бассейнов и месторождений Приморья и Сахалина, а также преобразования их химического состава в условиях природно-техногенных структур и процессы, контролирующие эти преобразования.

### **4.1. Геохимия подземных вод районов ликвидированных шахт Приморья**

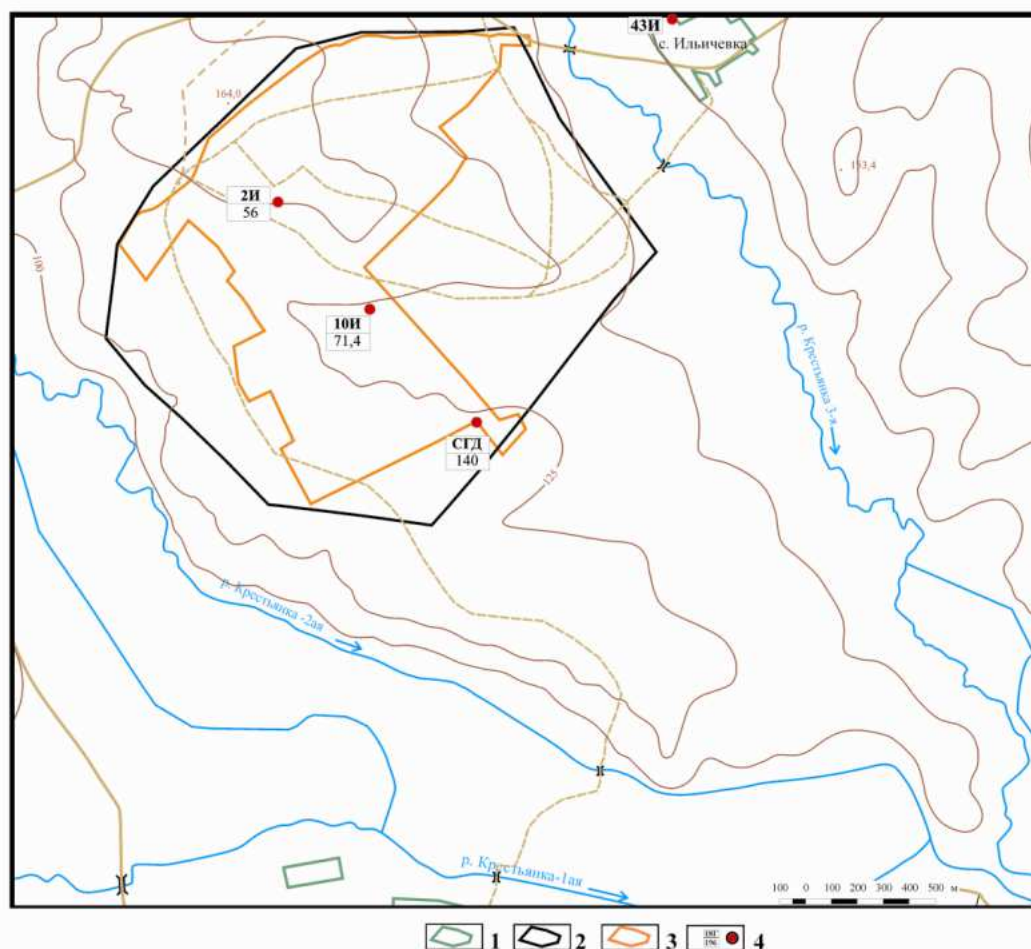
Как указывалось выше (см. гл. 3), в соответствии с принципами структурно-гидрогеологического районирования [Зайцев, Толстихин, 1963; Кирюхин, Толстихин, 1987] и принятой схемой гидрогеологического районирования Приморья [Гидрогеология СССР, 1976], рассматриваемые угольные бассейны и месторождения расположены в пределах Восточно-Маньчжурского и Центрального Сихотэ-Алинского бассейнов трещинных вод, а также Приханкайского артезианского бассейна Сихотэ-Алинской гидрогеологической складчатой области. Ниже рассмотрены особенности состава подземных вод в районах угольных бассейнов и месторождений каждой гидрогеологической структуры.

#### **4.1.1. Восточно-Маньчжурский бассейн трещинных вод**

В пределах Восточно-Маньчжурского бассейна трещинных вод расположены Липовецкое и Ильичевское месторождения Раздольненского каменноугольного бассейна нижнемелового возраста и Хасанское бурогольное месторождение палеогенового возраста. Здесь широким распространением пользуются водоносные комплексы четвертичных и неогеновых отложений, трещинный водоносный комплекс меловых отложений, трещинно-жильный водоносный комплекс зон тектонических нарушений и интрузивных контактов с меловыми отложениями. В результате затопления шахт № 4, «Ильичевская» и «Хасанская», разрабатывающих эти месторождения, сформировались техногенные водоносные комплексы, приуроченные к природно-техногенным структурам.

Водоносный комплекс четвертичных и неогеновых отложений в пределах рассматриваемых районов опробовался по скважинам бл и 8л, расположенным в границах Липовецкого месторождения, а также в пунктах, размещенных в пределах Ильичевского

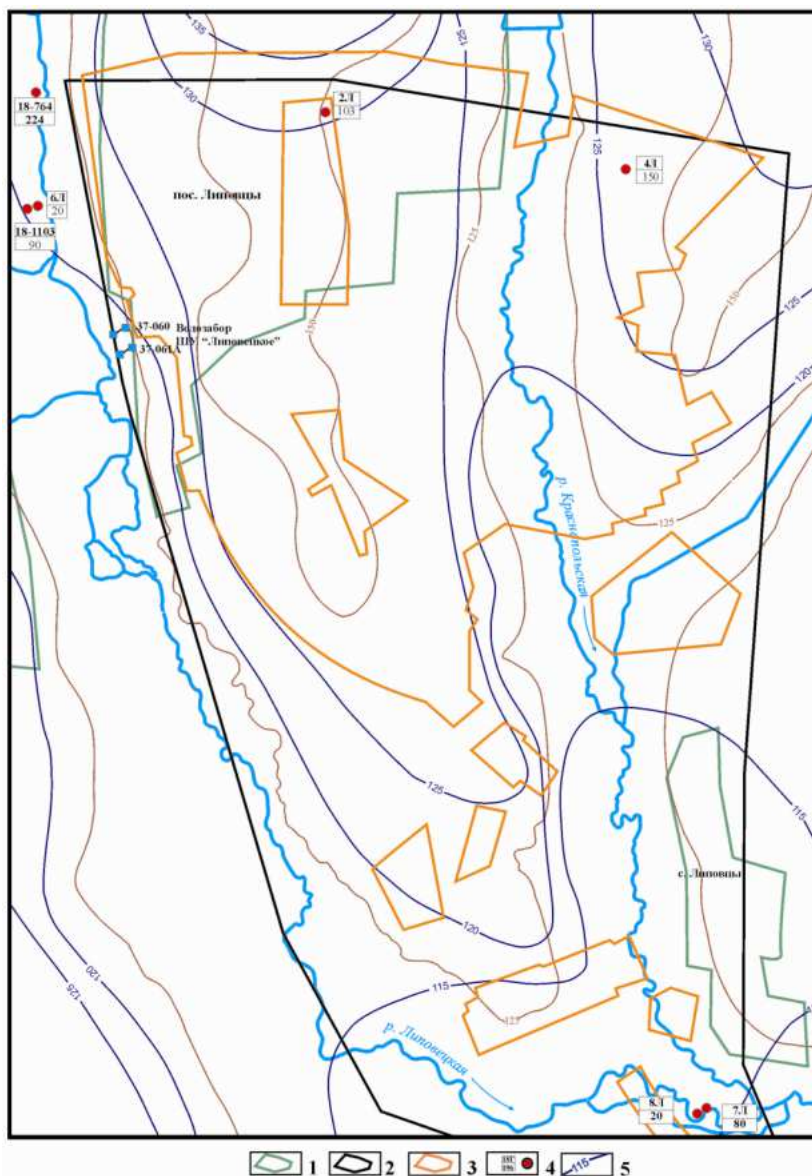
месторождения (родник – Ил-10в и колодец-родник – Ил-13в). Химический состав вод трещинного (ТВК) и трещинно-жильного (ТЖВК) водоносных комплексов изучался по эксплуатационной скважине 43и, находящейся в границах Ильичевского месторождения, вне зоны влияния затопленных горных выработок одноименной шахты, а также по скважинам 18-1103, 7л, 37060, расположенным в пределах Липовецкого месторождения. Подземные воды техногенных водоносных комплексов опробовались по скважинам, имеющим связь с горными выработками: 2л, 4л – шахта № 4; 10ц, СГД – шахта «Ильичевская» (рис. 4.1, 4.2); 5Х (абс. отм. +10,3 м, самоизливающаяся скважина с дебитом 0,1–0,5 м<sup>3</sup>/ч) – шахта «Хасанская».



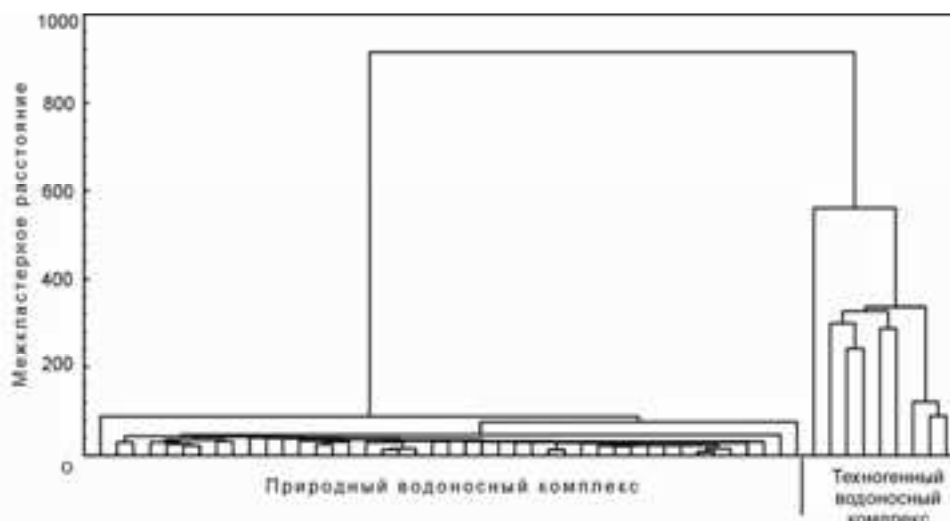
**Рис. 4.1. Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахты «Ильичевская»:** 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м

Статистическая обработка полученных данных, характеризующих состав подземных вод, позволила разделить всю гидрохимическую выборку на две группы (рис. 4.3): 1 – подземные воды природного водоносного комплекса – не подверженные шахтному влиянию; 2 – подземные воды техногенного водоносного комплекса.



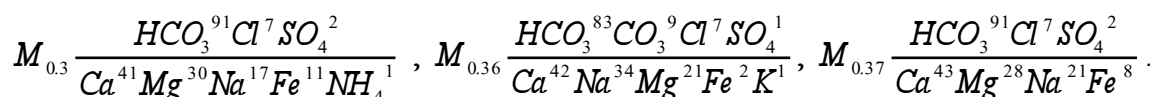


**Рис. 4.2. Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахты № 4: 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 5 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта**

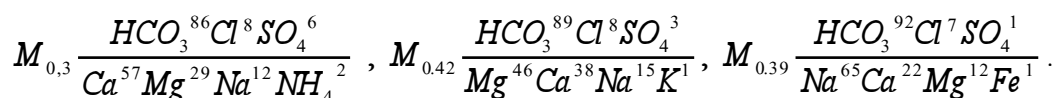


**Рис. 4.3. Кластерная диаграмма подземных вод в районах ликвидированных шахт угольных месторождений Восточно-Маньчжурского бассейна трещинных вод**

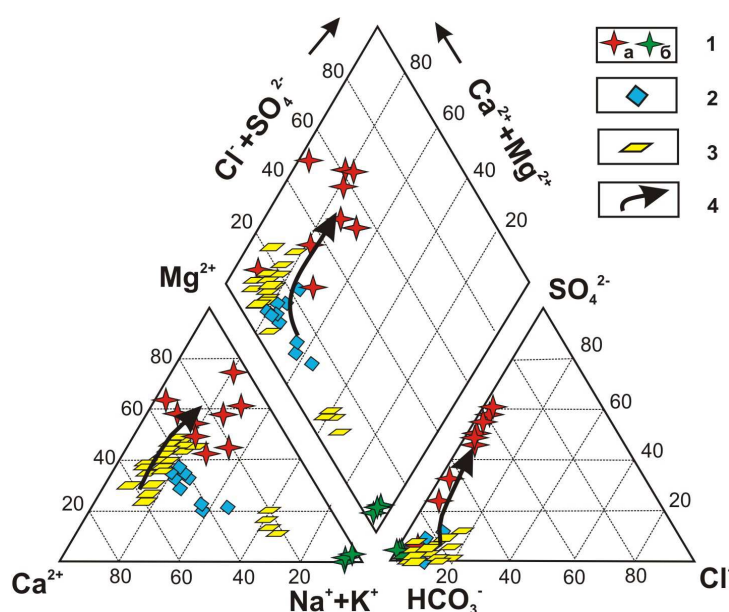
В результате изучения особенностей состава подземных вод **природного водоносного комплекса** установлено, что по химическому составу воды четвертичных и неогеновых отложений в рассматриваемых районах гидрокарбонатные магниево-кальциевые, магниевое-натриево-кальциевые или натриево-магниевое-кальциевые, пресные (минерализация 0,34–0,57 г/дм<sup>3</sup>), по жесткости мягкие и умеренно жесткие (2,38–4,8 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные (рН = 6,76–7,82). Типичные формулы солевого состава вод четвертичных и неогеновых отложений района следующие:



Подземные воды трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов весьма пресные (минерализация 0,31–0,48 г/дм<sup>3</sup>), мягкие и умеренно жесткие (жесткость 1,53–4,99 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,85–8,33). По анионному составу – гидрокарбонатные. Катионный тип варьируется от магниевое-кальциевого, кальциево-натриевого к кальциево-магниевому. Типичные формулы солевого состава следующие:



Региональный водоупор на месторождениях отсутствует, поэтому все водоносные горизонты и комплексы гидравлически связаны между собой. Это отражается на близости



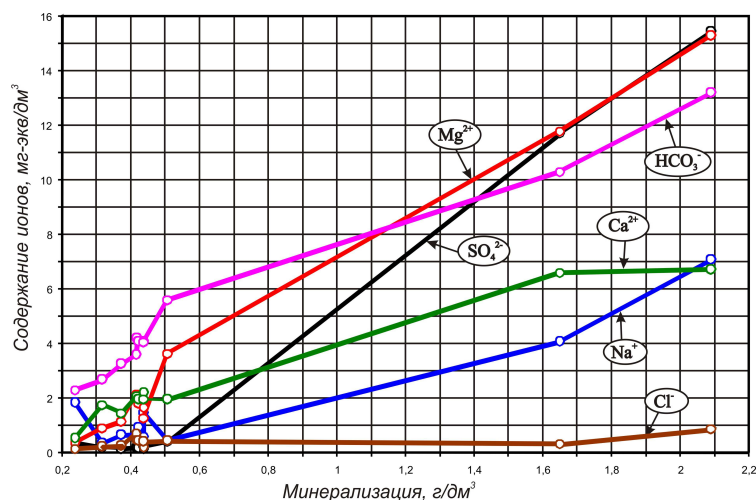
**Рис. 4.4. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах Восточно-Маньчжурского бассейна:** 1 – техногенный комплекс шахт Раздольненского бассейна (а) и Хасанского месторождения (б); 2 – аллювиальный горизонт; 3 – трещинный и трещинно-жильный комплексы; 4 – тренд изменения состава вод

составов вод четвертичных и неогеновых отложений, вод трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов (рис. 4.4).

В результате затопления горных выработок в нарушенном массиве формируется **техногенный комплекс**, воды которого отличаются от природных вод ионным типом и химическим составом.

При циркуляции подземных вод в условиях сформировавшихся природно-техногенных структур

Раздольненского бассейна увеличиваются минерализация вод и концентрации таких легкоподвижных элементов, как  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$  и  $Na^+$ , а также  $HCO_3^-$  и  $SO_4^{2-}$ . При минерализации  $> 0,45$  г/дм<sup>3</sup> в водах преобладают ионы  $Mg^{2+}$  и  $HCO_3^-$ , а при минерализации  $> 1,45$  г/дм<sup>3</sup> над  $HCO_3^-$  начинает превалировать  $SO_4^{2-}$  (рис. 4.5). Формируются магниевые, сульфатно-гидрокарбонатные, гидрокарбонатно-сульфатные или сульфатные (см. рис. 4.4), солоноватые, умеренно жесткие (жесткость 5,58 мг-экв/дм<sup>3</sup>; скв. 2 л) и очень жесткие (общей жесткостью 18,39–22,01 мг-экв/дм<sup>3</sup>; скв. 4л, шахта «Ильичевская»), нейтральные и слабощелочные (рН = 6,68–8,11) воды.



**Рис. 4.5. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод Раздольненского бассейна**

Изучение изменений средних значений компонентов, их неоднородностей и связей позволило выделить геохимические типы подземных вод, характерных для Раздольненского бассейна, и наметить общую последовательность формирования состава подземных вод в природно-техногенных структурах (табл. 4.1). В основу выделения типов вод положен принцип выборки по преобладающим ионам, содержащимся в количествах более 20 %, при условии, что сумма анионов и катионов равна 100 %.

**Таблица 4.1. Характеристика типов подземных вод Раздольненского каменноугольного бассейна**

Тип воды	рН	Сред. минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>
<b>Природный водоносный комплекс</b>											
HCO <sub>3</sub> -Ca	7,4	0,40	1,3	16,7	39,3	18,1	12,9	9,2	224,9	13,7	25,9
HCO <sub>3</sub> -Mg	7,5	0,43	1,8	15,4	38,7	27,6	18,4	5,7	254,5	11,0	25,2
HCO <sub>3</sub> -Na	8,2	0,44	1,4	62,1	20,4	9,3	7,8	6,0	255,6	13,9	23,0
<b>Техногенный водоносный комплекс</b>											
HCO <sub>3</sub> -Mg	7,6	0,93	3,5	57,9	34,3	87,4	12,0	124,6	561,2	6,6	22,8
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Mg	7,2	1,80	1,3	137,3	84,2	174,2	28,4	565,6	768,6	17,6	19,5
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg	6,8	1,85	3,1	114,0	101,9	185,8	18,0	645,4	703,5	11,7	38,9
SO <sub>4</sub> -Mg	6,7	2,04	6,2	131,4	174,0	182,0	21,6	859,3	617,2	4,4	16,8

Установлено, что особенность подземных вод, формирующихся в районах ликвидированных шахт Раздольненского бассейна, заключается в преобразовании пресных гидрокарбонатных вод смешанного катионного состава в гидрокарбонатные магниевые, а затем в гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатные магниевые воды (см. рис. 4.4), которые формируются здесь при определенной их минерализации (в среднем  $2,04 \text{ г/дм}^3$ ), а значит и на определенной стадии взаимодействия воды с горными породами, что подтверждено ниже (разд. 4.4) результатами физико-химического моделирования.

Для рассматриваемых вод характерны повышенные концентрации ионов  $\text{Mg}^{2+}$ , которые отмечаются уже в природных водах, а в условиях их циркуляции в нарушенном горном массиве эта особенность лишь усиливается. Физико-химическим моделированием доказано, что эта особенность связана с наличием в стратиграфическом разрезе большой доли туфогенных образований основного состава (см. разд. 4.4).

В период наблюдений фиксировались вариации составов подземных вод. Выделено 11 подтипов вод (табл. 4.2), в основу выделения которых положен принцип выборки по преобладающим ионам, содержащимся в количествах более 10 %, при условии, что сумма анионов и катионов равна 100 %. Показано, что вариации составов подземных вод не приводят к изменению основных параметров геохимического типа воды, сформировавшегося в районе.

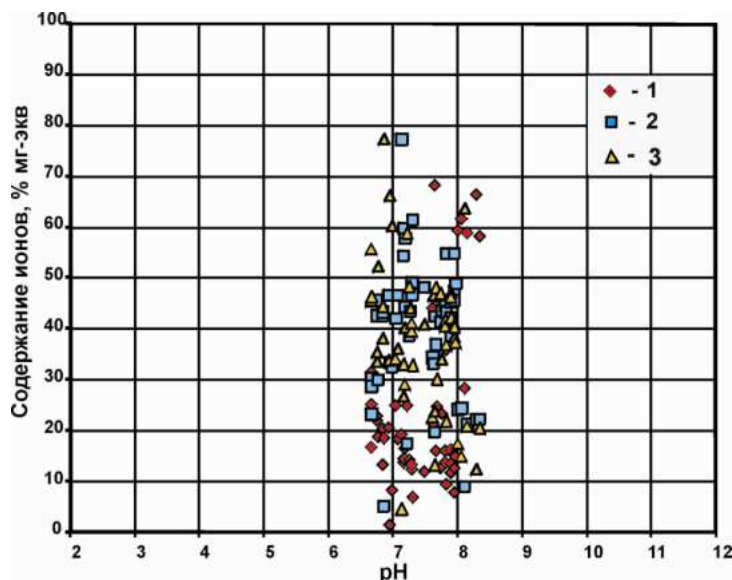
**Таблица 4.2. Подтипы подземных вод районов ликвидированных шахт Раздольненского бассейна**

Номер подтипа	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Шахта № 4	Шахта «Ильичевская»
Природный водоносный комплекс			
1	0,39	$\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca}$	$\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca}$
2	0,40	$\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca-Na}$	–
3	0,41	$\text{HCO}_3\text{-Mg-Na-Ca}$	–
4	0,43	$\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$	–
5	0,44	$\text{HCO}_3\text{-Ca-Na}$	–
6	0,48	$\text{HCO}_3\text{-Na-Mg-Ca}$	–
Техногенный водоносный комплекс			
7	0,51	$\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$	–
8	1,58	$\text{SO}_4\text{-HCO}_3\text{-Na-Mg}$	–
9	1,61	–	$\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Mg}$
10	1,84	$\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$	$\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$
11	2,48	$\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Na-Mg}$	–

Состав вод техногенного комплекса шахты «Хасанская» качественно отличается от вод техногенного комплекса Раздольненского бассейна. В природно-техногенной структуре шахты рост минерализации воды происходит главным образом за счет повышения содержания ионов натрия и гидрокарбонатов. Формируются гидрокарбонатные

натриевые воды ( $M_{1.5} \frac{HCO_3^{93} SO_4^5 Cl^2}{Na^{94} Ca^3 Mg^2 Fe^1}$ ) (см. рис. 4.4), весьма слабосоленоватые (минерализация 1,49–1,58 г/дм<sup>3</sup>), очень мягкие по жесткости (0,78–0,99 мг-экв/дм<sup>3</sup>).

pH диапазон ионообменной трансформации всех рассматриваемых подземных вод Восточно-Маньчжурского бассейна ограничен значениями от 6,6 до 8,5 (рис. 4.6).



**Рис. 4.6. Изменения концентраций  $Na^+ + K^+$  (1),  $Ca^{2+}$  (2) и  $Mg^{2+}$  (3) в подземных водах угольных месторождений Восточно-Маньчжурского бассейна в зависимости от pH**

Таким образом, изучение состава подземных вод, формирующихся в районах угольных месторождений, расположенных в пределах Восточно-Маньчжурского бассейна, позволило утверждать следующее.

- Развитые в бассейне воды четвертичных и неогеновых отложений, а также воды трещинного водоносного комплекса меловых отложений и трещинно-жильного водоносного комплекса зон тектонических нарушений и интрузивных контактов с меловыми отложениями являются весьма пресными (минерализация 0,3–0,4 г/дм<sup>3</sup>), мягкими, по водородному показателю нейтральными, гидрокарбонатными. В зависимости от вариаций гидродинамических условий катионный тип воды варьируется от магниевонариево-кальциевого, магниевонариево-кальциевого, натриево-магниевонариево-кальциевого или кальциевонариево-кальциево-магниевому.

- В условиях природно-техногенных структур Раздольненского бассейна минерализация подземных вод возрастает (до 2,48 г/дм<sup>3</sup>), наблюдается формирование соленоватых сульфатно-гидрокарбонатных, гидрокарбонатно-сульфатных и сульфатных магниевых вод. Трансформация состава подземных вод происходит по схеме:  $HCO_3-Ca(Mg, Na) \rightarrow HCO_3-Mg \rightarrow HCO_3-SO_4-Mg \rightarrow SO_4-Mg$ .

- В природно-техногенных структурах шахты «Хасанская» рост минерализации происходит главным образом за счет повышения содержаний гидрокарбонатов и натрия.

Наблюдается изменение состава подземных вод в направлении  $\text{HCO}_3\text{-Ca(Mg, Na)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na}$ .

#### **4.1.2. Центральный Сихотэ-Алинский бассейн трещинных вод**

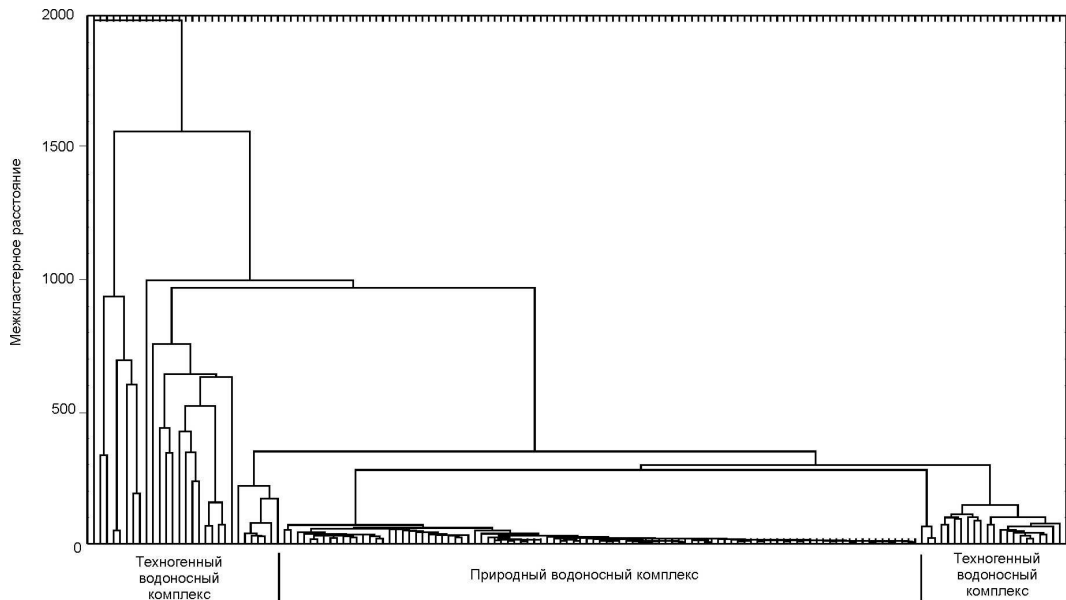
В пределах Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод расположены Партизанский каменноугольный бассейн и Подгородненское каменноугольное месторождение нижне мелового возраста.

Как указывалось выше (см. гл. 3), подземная отработка угольных пластов Партизанского бассейна осуществлялась главным образом в пределах Промышленной площади, которая включает три угленосных района (с юго-запада на северо-восток): Старо-Партизанский (поля шахт «Глубокая» и «Центральная»), Тигровский (поле шахты «Нагорная») и Мельниковский (поля шахт «Северная», «Углекаменская» и «Авангард»). Гидродинамические и гидрохимические изменения, связанные с эксплуатацией и ликвидацией угледобывающих предприятий, коснулись именно этой территории, поэтому под наименованием Партизанский бассейн будем подразумевать Промышленную площадь и рассмотрим геохимические особенности подземных вод, формирующихся в каждом из трех угленосных районов (Старо-Партизанском, Тигровском и Мельниковском).

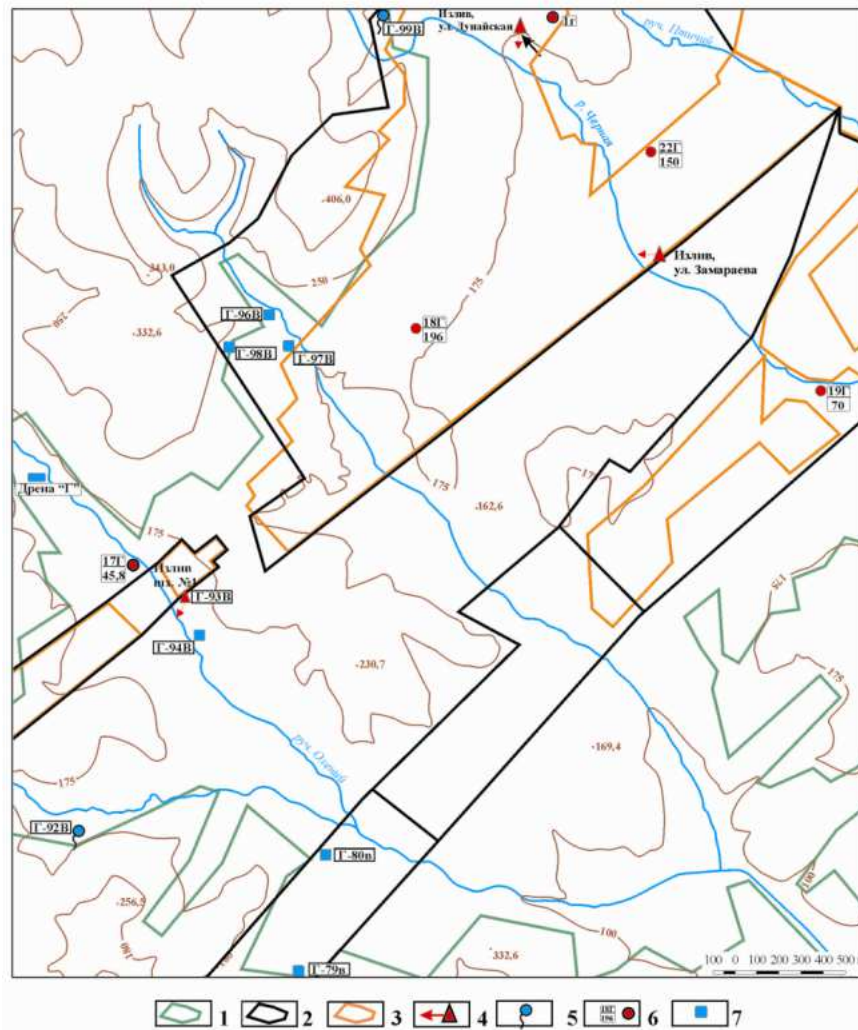
На площади Партизанского бассейна и Подгородненского месторождения распространены грунтовые воды четвертичных отложений, трещинные воды зоны экзогенной трещиноватости меловых отложений и трещинно-жильные воды зон разрывных тектонических нарушений и интрузивных контактов. В результате затопления шахт сформировался техногенный водоносный комплекс.

Все выделенные водоносные комплексы из-за трещиноватости пород, наличия большого количества тектонических нарушений и отсутствия выдержанных водоупоров гидравлически связаны между собой. Поэтому с целью корректности выводов об особенностях преобразований состава подземных вод в природно-техногенных структурах имеющаяся гидрохимическая выборка с помощью кластерного анализа разделена на две группы (рис. 4.7): 1 – подземные воды природного комплекса; 2 – воды техногенного водоносного комплекса.

**Природный водоносный комплекс** в *Старо-Партизанском угленосном районе* (шахта «Глубокая») характеризуется маломощными аллювиальными отложениями и близостью к поверхности коренных пород, поэтому, воды аллювия изучались здесь по дрене водозабора шахты № 1 (дрена Г), расположенной на руч. Олений (рис. 4.8).



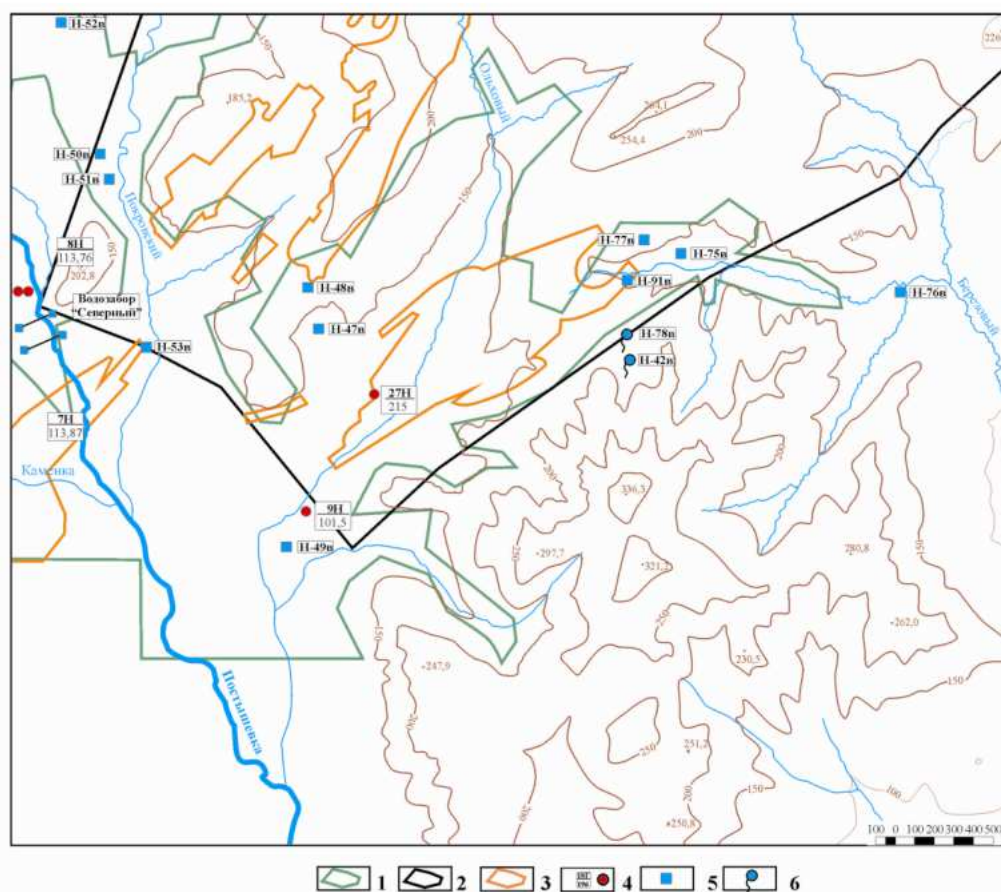
**Рис. 4.7. Кластерная диаграмма подземных вод районов угольных месторождений Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод**



**Рис. 4.8. Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахты «Глубокая»: 1 – селитебная зона г. Партизанск; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – родник; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – колодец**

В результате интерпретации результатов гидрохимического опробования аллювиального водоносного горизонта установлено, что воды здесь весьма пресные (минерализация 0,06–0,11 г/дм<sup>3</sup>), очень мягкие (жесткость 0,26–0,59 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные (рН = 6,6–7,5), по химическому составу гидрокарбонатные кальциевые:  $M_{0.08} \frac{HCO_3^{63} SO_4^{21} Cl^{16}}{Ca^{45} Na^{32} Mg^{20} NH_4^2 Fe^1}$ . Гидродинамические колебания способствуют формированию в районе сульфатно-гидрокарбонатных, гидрокарбонатных натриево-кальциевых, гидрокарбонатных магниевых-натриево-кальциевых и хлоридно-гидрокарбонатных магниевых-натриево-кальциевых вод.

В Тигровском угленосном районе (шахта «Нагорная») химический состав вод горизонта аллювиальных отложений изучался по наблюдательной скважине 7Н, а также по дрене, расположенной в районе водозабора «Северный» (рис. 4.9).



**Рис. 4.9.** Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахты «Нагорная»: 1 – селитебная зона г. Партизанск; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 5 – колодец; 6 – родник

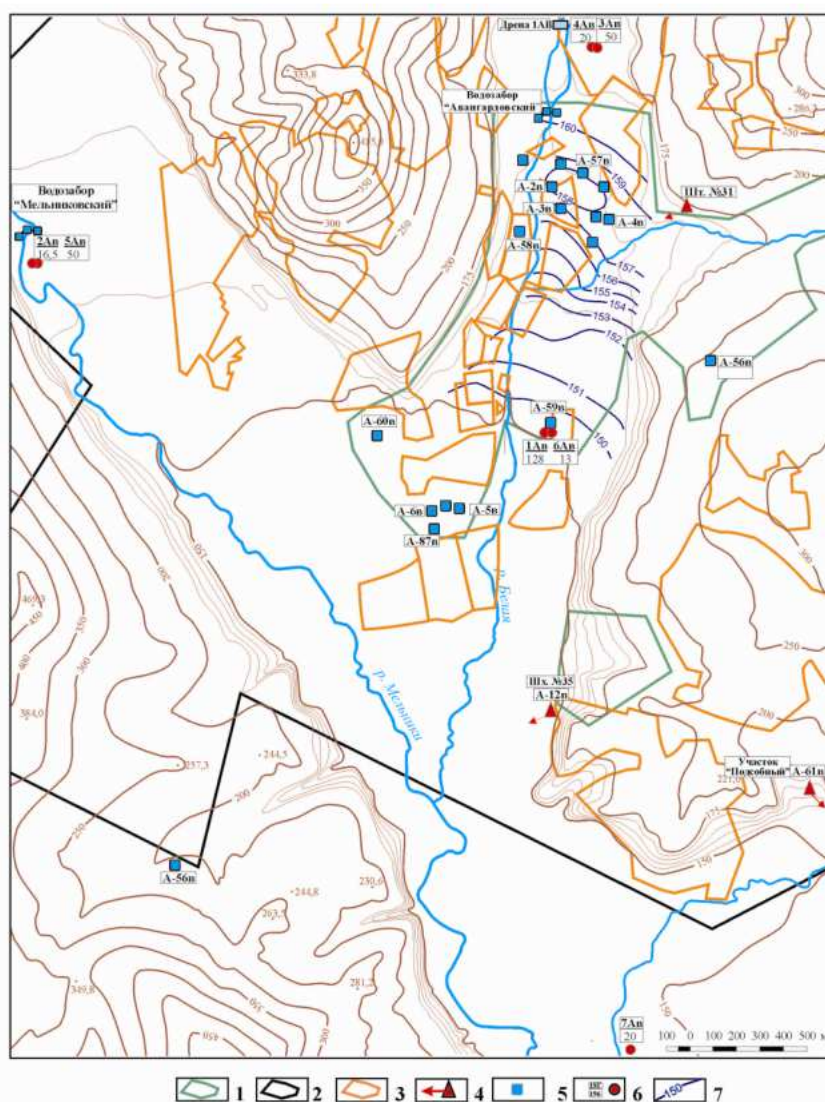
В результате установлено, что аллювиальные воды в Тигровском районе весьма пресные (минерализация 0,08–0,18 г/дм<sup>3</sup>), очень мягкие (жесткость 0,5–1,45 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,0–7,39), по химическому составу гидрокарбонатные натриево-



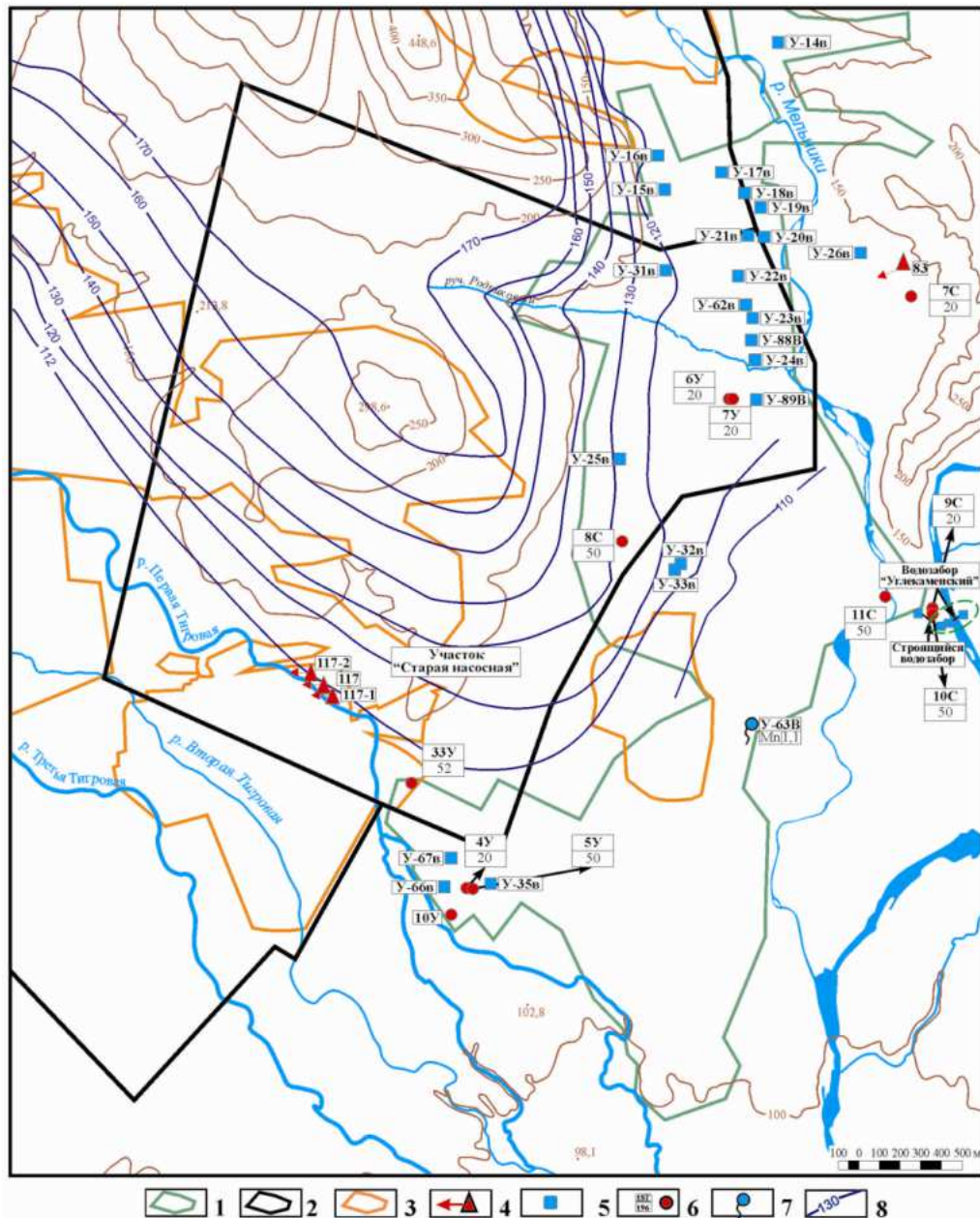
магниево-кальциевые или натриево-кальциевые :  $M_{0,16} \frac{HCO_3^{76} Cl^{15} SO_4^9}{Ca^{46} Mg^{24} Na^{22} NH_4^5 Fe^2}$ ,

$M_{0,12} \frac{HCO_3^{79} SO_4^{17} Cl^7}{Ca^{50} Mg^{28} Na^{17} K^3 NH_4^2}$ ,  $M_{0,11} \frac{HCO_3^{62} SO_4^{23} Cl^{15}}{Ca^{56} Na^{22} Mg^{18} K^2 NH_4^1}$ .

В Мельниковском угленосном районе (шахты «Авангард», «Северная» и «Углекаменская») аллювиальный водоносный горизонт широко используется для водоснабжения. Гидрохимические пробы отбирались по скважинам, расположенным в пойме рек Белая и Мельники (шахта «Авангард»): скв. 2ав (абс. отм. устья – +157,75 м; глубина – 16,5 м), скв. 4ав (абс. отм. устья – +165,5 м; глубина – 20 м) и дрене 1АВ водозабора «Авангардовский» (рис. 4.10), а также по наблюдательной скв. 9С (шахта «Северная») (рис. 4.11).



**Рис. 4.10. Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахты «Авангард»: 1 – селитебная зона пос. Авангард; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – колодец; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта**



**Рис. 4.11. Схема наблюдательной сети гидрохимического мониторинга в районе горного отвода шахт «Углекаменская» и «Северная»:** 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки поверхности; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – колодезь; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – родник; 8 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта

В результате установлено, что воды аллювиального горизонта в пределах Мельниковского угленосного района являются весьма пресными (минерализация 0,13–0,39 мг/дм<sup>3</sup>), преимущественно мягкими (жесткость 0,68–3,68 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральными (рН = 6,04–7,93), по химическому составу гидрокарбонатными, реже хлоридно-

гидрокарбонатными (дрена 1АВ) магниво-кальциевыми и натриево-магниво-кальциевыми:

$$M_{0,4} \frac{HCO_3^{88} Cl^7 SO_4^5}{Ca^{40} Mg^{33} Na^{24} K^1 Fe^1}, M_{0,18} \frac{HCO_3^{74} Cl^{13} SO_4^{13}}{Ca^{43} Mg^{36} Na^{14} Fe^3 K^2}, M_{0,18} \frac{HCO_3^{74} Cl^{13} SO_4^{13}}{Ca^{43} Mg^{36} Na^{14} Fe^3 K^2}.$$

В районе Подгородненского месторождения воды горизонта аллювиальных отложений по составу также гидрокарбонатные кальциевые.

Систематические наблюдения за качеством вод трещинного водоносного комплекса (ТВК) меловых осадочных и изверженных пород выполнялись по следующим пунктам: в Старо-Партизанском угленосном районе – родник, расположенный в верховье р. Черная (Г-99В-05); в Тигровском районе – скв. 7Н, 8Н, 9Н (см. рис. 4.9), в пойме р. Постышевка, в районе водозаборов «Северный» и ДВЖД; в Мельниковском угленосном районе (см. рис. 4.10) – скв. Зав (абс. отм. устья +165,5 м; глубина – 50 м), скв. 5ав (абс. отм. устья +157,75 м; глубина – 50 м.), скв. 8С, скв. 5У (глубина 50 м, уровень воды от поверхности 1,2 м... +102,8 в абс. отм.).

Гидрохимические исследования показали, что воды ТВК в рассматриваемых районах являются весьма пресными (минерализация 0,2–0,5 г/дм<sup>3</sup>), очень мягкими или умеренно жесткими (жесткость от 0,75 до 4,48 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральными или слабощелочными (рН = 5,98–8,03), по химическому составу гидрокарбонатными и хлоридно-гидрокарбонатными кальциевыми, магниво-натриево-кальциевыми, магниво-

кальциевыми или кальциево-натриевыми:  $M_{0,23} \frac{HCO_3^{84} SO_4^8 Cl^8}{Ca^{40} Na^{36} Mg^{21} NH_4^2 K^1},$

$$M_{0,26} \frac{HCO_3^{87} Cl^9 SO_4^4}{Ca^{48} Mg^{32} Na^{16} Fe^2 NH_4^1}, M_{0,4} \frac{HCO_3^{60} Cl^{31} SO_4^9}{Ca^{55} Mg^{25} Na^{17} K^1}, M_{0,48} \frac{HCO_3^{77} Cl^{15} SO_4^8}{Na^{38} Ca^{37} Mg^{18} K^5 Fe^1}.$$

Таким образом установлено, что в целом рассматриваемые воды четвертичных отложений и зоны экзогенной трещиноватости меловых отложений природного водоносного комплекса Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод в пределах Партизанского каменноугольного бассейна и Подгородненского каменноугольного месторождения весьма пресные (минерализация 0,06–0,12 г/дм<sup>3</sup>), очень мягкие (жесткость 0,26–1,45 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,0–7,5), по химическому составу преимущественно гидрокарбонатные смешанные по катионам. Средняя формула

солевого состава вод следующая:  $M_{0,25} \frac{HCO_3^{76} Cl^{14} SO_4^{10}}{Ca^{42} (Na + K)^{30} Mg^{25}}.$

В результате затопления шахт воды аллювиального горизонта трещинного комплекса меловых осадочных и изверженных пород часто имеют признаки загрязнения.

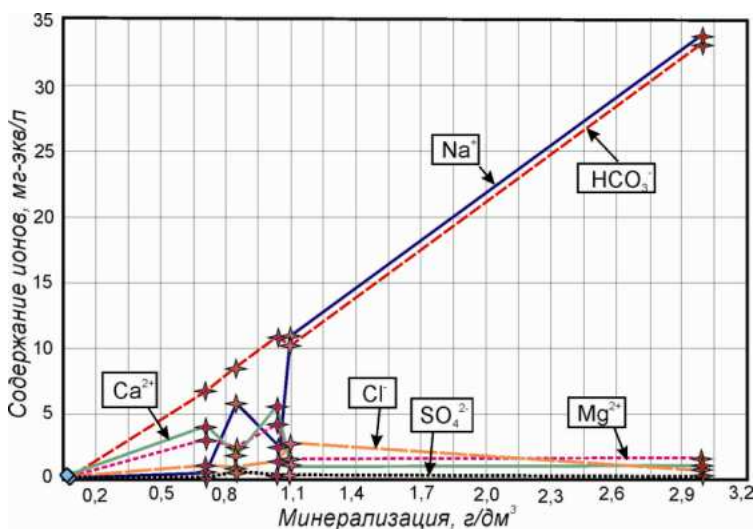
Особенно явно это проявлено на территории Мельниковского района (см. рис. 4.10, 4.11) в пределах горных отводов шахт «Авангард», «Углекаменская» и «Северная» (скв. бав, 7С, скв. 10С, 11С, скв. 7У, 33У, 10У). На участках распространения шахтных отработок отмечается смещение подземных вод природного комплекса с водами техногенного комплекса. Наблюдается ухудшение качества вод природного комплекса (см. гл. 6).

Воды **техногенного водоносного комплекса** шахт «Глубокая», «Нагорная», «Авангард», «Углекаменская», «Северная» и «Подгородненская» опробовались по скважинам, имеющим связь с горными выработками и оборудованным фильтрами на подработанную толщу, а также в местах выхода (излива) вод комплекса на земную поверхность.

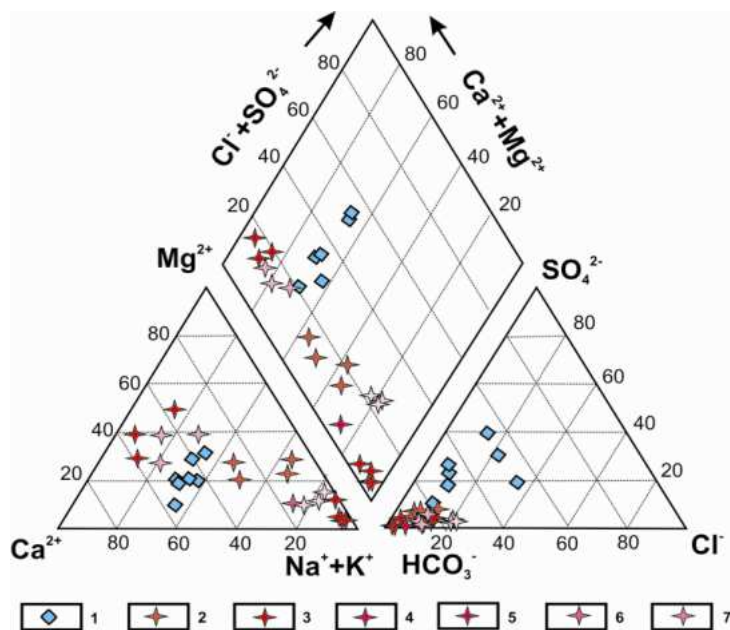
На территории шахты «Глубокая» существует несколько мест выхода вод техногенного комплекса на земную поверхность. Систематические наблюдения выполнялись в следующих точках: излив по ул. Замараева, с дебитом 20–30 м<sup>3</sup>/ч; излив по ул. Дунайская; излив из штольни в районе шахты № 1. Кроме этого в наблюдательную сеть вошли следующие скважины (см. рис. 4.8): скв. 1 г; скв. 19 г; скв. 17 г; скв. 22 г (интервал опробования 128,2–150,0 м); скв. 18 г (интервал опробования 176,6–196,6 м).

В результате интерпретации полученных в ходе мониторинга гидрохимических данных установлено, что при циркуляции вод в природно-техногенной структуре шахты «Глубокая» в них происходит повышение минерализации до 2665,16–3155,49 мг/дм<sup>3</sup> и концентрирование ионов Na<sup>+</sup> (749,5–812,49 мг/дм<sup>3</sup>) и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (1555,5–2183,8 мг/дм<sup>3</sup>) (рис. 4.12), что, в конечном счете, обеспечивает формирование солоноватых, мягких и умеренно жестких (жесткость воды от 1,83 до 4,9 мг-экв/дм<sup>3</sup>), гидрокарбонатных

натриевых ( $M_{2,99} \frac{HCO_3^{96} Cl^3 SO_4^1}{Na^{92} Mg^5 Ca^3}$ ) (рис. 4.13), нейтральных (pH = 7,48–7,84) вод.



**Рис. 4.12. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района шахты «Глубокая».** Условные обозначения см. на рис. 4.13



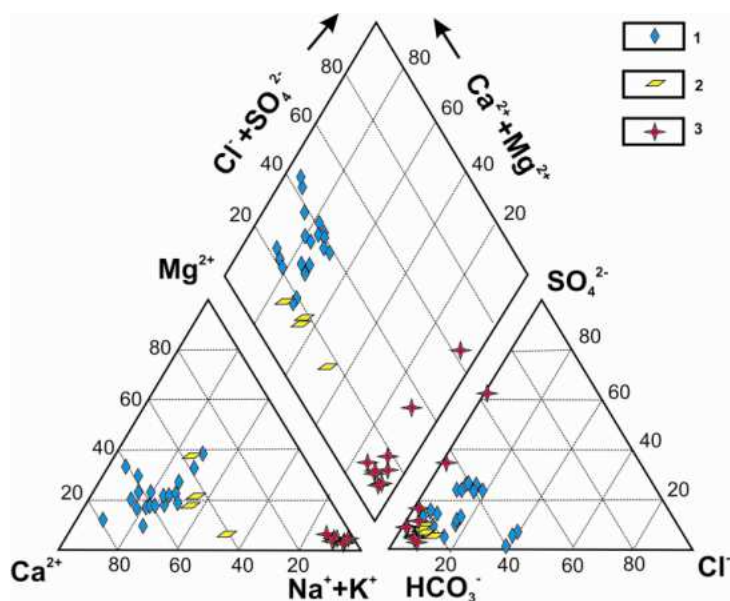
**Рис. 4.13. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района шахты «Глубокая»:** 1 – аллювиальный горизонт четвертичных отложений (дрена «Г»); 2–7 – техногенный комплекс: изливы на ул. Дунайская (2) и на ул. Замараева (3), скв. 1Г (4), скв. 18Г (5), скв. 22Г (6), излив шахты № 1 (7)

В районе шахты «Нагорная» наблюдения за качеством вод техногенного комплекса осуществлялись по скважине 27Н (глубина 215 м), пройденной на горную выработку, а также по скважинам водоотливного комплекса 1ВП, в которых погружные насосы размещены на 10–20 м ниже уровней вод затопленных выработок.

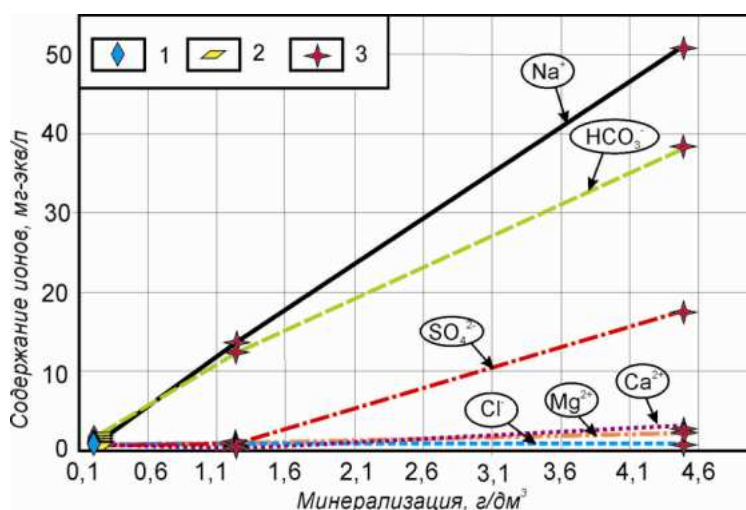
Интерпретация данных о химическом составе подземных вод шахты «Нагорная» свидетельствует о том, что в нарушенном горном массиве формируются слабосоленоватые (минерализация 0,94–1,62 г/дм<sup>3</sup> – скв. 27Н), умеренносоленоватые и соленоватые (минерализация 3,55–6,80 г/дм<sup>3</sup> – скв. 1ВП) воды. В массиве, каптируемом скв. 27Н, формируются гидрокарбонатные натриевые, очень мягкие по жесткости (0,73–1,23 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные и слабощелочные (рН = 7,67–8,4) воды. Воды, откачиваемые насосами из водопонижительного комплекса скважин 1ВП, по химическому составу являются сульфатно-гидрокарбонатными натриевыми (средняя формула солевого состава –  $M_{4,5} \frac{HCO_3^{68} SO_4^{31} Cl^1}{Na^{90} Ca^5 Mg^4 K^1}$ ), умеренно жесткими и жесткими (3,8–6,62 мг-экв/дм<sup>3</sup>).

Для них, в отличие от вод скв. 27Н, характерны большие концентрации  $HCO_3^-$  (до 2619,6 мг/дм<sup>3</sup>),  $SO_4^{2-}$  (до 2750,0 мг/дм<sup>3</sup>),  $Ca^{2+}$  (до 73,5 мг/дм<sup>3</sup>),  $Mg^{2+}$  (до 35,9 мг/дм<sup>3</sup>) и  $Na^+$  (до 1875,0 мг/дм<sup>3</sup>).

Таким образом, в районе шахты «Нагорная» природные воды горизонта четвертичных отложений трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов, циркулируя в нарушенном горном массиве, концентрируют в своем составе такие компоненты, как натрий, гидрокарбонаты и сульфаты, в результате существенно увеличивается минерализация и изменяется химический тип воды (рис. 4.14, 4.15).



**Рис. 4.14. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района шахты «Нагорная»:** 1 – горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс



**Рис. 4.15. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района шахты «Нагорная»:** 1 – аллювиальный горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс

Установлена гидрохимическая зональность подземных вод техногенного комплекса шахты «Нагорная» (табл. 4.3).

**Таблица 4.3. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахты «Нагорная»**

Подтип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
HCO <sub>3</sub> -Na	7,93	2,39	606,76	7,30	29,03	14,90	23,88	159,58	1496,1
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	7,45	4,81	1260	5,6	66,3	32,5	30,5	1020,0	2363,2
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,60	6,80	1875	17,5	58,9	27,4	39,0	2750,0	2009,3

Воды техногенного комплекса шахты «Авангард» изучены на основании гидрохимического опробования скв. 1ав (глубиной 138 м), пробуренной на горные выработки, излива вод из штольни № 31, расположенной в северо-восточной части пос.

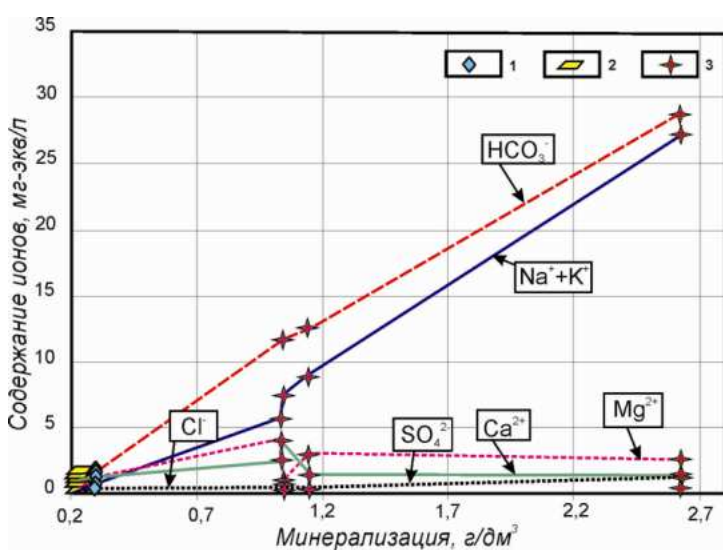
Авангард, и из штольни № 35, расположенной у въезда в пос. Авангард с южной стороны (см. рис. 4.10).

Интерпретация гидрохимических данных свидетельствует о том, что по химическому составу воды с изливов близки друг к другу. Для них характерны нейтральная реакция среды (рН = 6,61–7,91), повышенные концентрации  $\text{HCO}_3^-$  (622,2–841,8 мг/дм<sup>3</sup>) и  $\text{Na}^+$  (102,32–291,47 мг/дм<sup>3</sup>). По минерализации воды, изливающиеся на земную поверхность, пресные и весьма слабосоленоватые (0,99–1,34 г/дм<sup>3</sup>). В них наблюдаются повышенные концентрации  $\text{Fe}_{\text{общ}}$  (до 3,65 мг/дм<sup>3</sup>), фенолов (до 0,01 мг/дм<sup>3</sup>), нефтепродуктов (до 0,135 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{NH}_4^+$  (до 5,0 мг/дм<sup>3</sup>) и Рь (до 0,19 мг/дм<sup>3</sup>), а также окисляемости бихроматной (до 44,8 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$  при норме 15,0 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$ ) и перманганатной (до 9,6 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$  при норме 5,0 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$ ) (см. гл. 6).

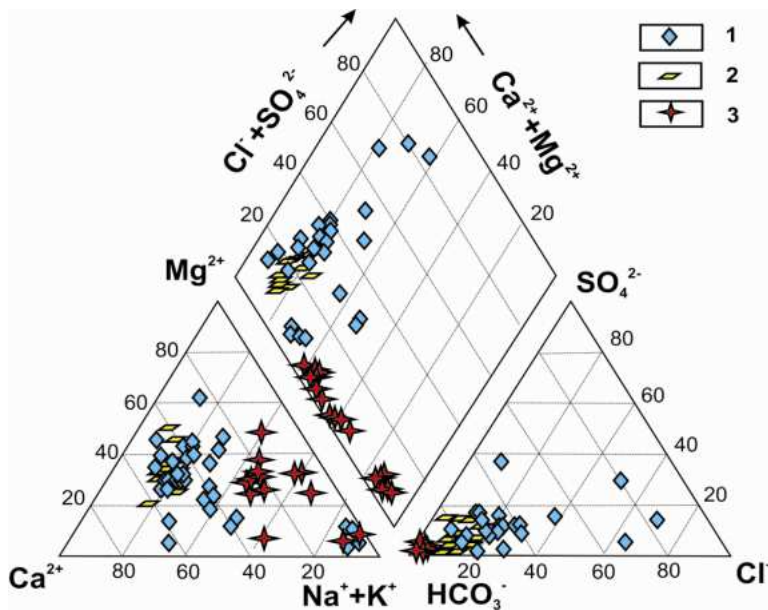
Воды из скв. 1ав имеют большую минерализацию (2,6–2,7 г/дм<sup>3</sup>), чем воды изливов, являются слабосоленоватыми и варьируются от мягких до жестких (1,01–7,17 мг-экв/дм<sup>3</sup>). При увеличении минерализации подземных вод преимущество в концентрировании имеют  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$  и  $\text{HCO}_3^-$  (рис. 4.16), формируются гидрокарбонатные натриевые, кальциево-магниево-натриевые, магниево-натриевые, кальциево-натриевые, магниево-кальциево-натриевые или натриево-магниево-натриевые воды (рис. 4.17). Типичные

формулы солевого состава следующие:  $M_{1,04} \frac{\text{HCO}_3^{94} \text{SO}_4^4 \text{Cl}^2}{\text{Na}^{45} \text{Mg}^{32} \text{Ca}^{20} \text{NH}_4^1}$  (излив шт. № 31);

$M_{1,15} \frac{\text{HCO}_3^{95} \text{SO}_4^3 \text{Cl}^2}{\text{Na}^{66} \text{Mg}^{22} \text{Ca}^{10} \text{K}^1}$  (излив шт. № 35);  $M_{2,6} \frac{\text{HCO}_3^{95} \text{SO}_4^4 \text{Cl}^1}{\text{Na}^{86} \text{Mg}^8 \text{Ca}^4 \text{K}^1}$  (скв. 1ав).



**Рис. 4.16. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района шахты «Авангард»:** 1 – аллювиальный горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс



**Рис. 4.17. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района шахты «Авангард»: 1 – горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс**

Анализ геохимических составов всех подземных вод района шахты «Авангард» позволил установить изменение состава вод с глубиной. Определено, что в верхней зоне активного водообмена (аллювиальные отложения), на глубине ~ 20 м (скв. 4ав), формируются пресные слабоминерализованные гидрокарбонатные магниево-кальциевые

воды:  $M_{0,2} \frac{HCO_3^{78} Cl^{13} SO_4^9}{Ca^{44} Mg^{37} Na^{13} NH_4^3 Fe^1}$ . Ниже, на глубине ~ 50 м (скв. 3ав), фиксируется

некоторое увеличение содержаний гидрокарбонатов, кальция и натрия с калием, а также уменьшение содержаний сульфат-аниона и хлора. Типичная формула солевого состава

формирующихся там вод следующая:  $M_{0,26} \frac{HCO_3^{87} Cl^9 SO_4^4}{Ca^{48} Mg^{32} Na^{16} Fe^2 NH_4^1}$ . Еще глубже

содержания гидрокарбонатов и натрия с калием продолжают увеличиваться, растет и минерализация. По ионному составу воды становятся гидрокарбонатными магниево-

натриевыми ( $M_{1,04} \frac{HCO_3^{94} SO_4^4 Cl^2}{Na^{45} Mg^{32} Ca^{20} NH_4^1}$ ;  $M_{1,15} \frac{HCO_3^{95} SO_4^3 Cl^2}{Na^{66} Mg^{22} Ca^{10} K^1}$ ). В более глубоких

горизонтах содержание натрия увеличивается, а магния уменьшается:

$M_{2,31} \frac{HCO_3^{93} SO_4^4 Cl^1}{Na^{74} Ca^{16} Mg^{10} K^1}$ , на глубине 128 м формируются слабосоленоватые

гидрокарбонатные натриевые воды:  $M_{2,6} \frac{HCO_3^{95} SO_4^4 Cl^1}{Na^{86} Mg^8 Ca^4 K^1}$ .

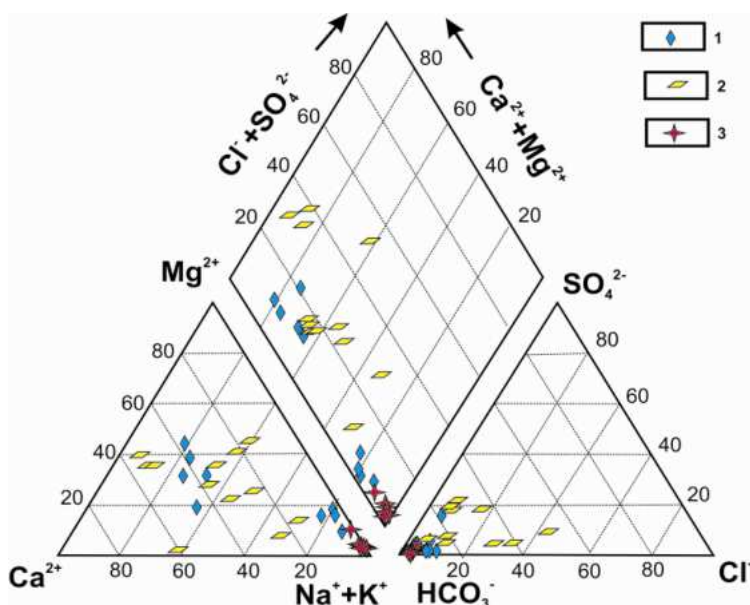
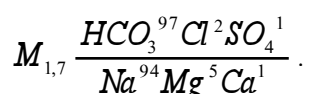
Выделено шесть подтипов вод техногенного комплекса, средний химический состав которых представлен в табл. 4.4.



**Таблица 4.4. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахты «Авангард»**

Подтип воды	pH	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
HCO <sub>3</sub> -Na-Mg	7,4	0,99	102,3	0,8	29,1	69,3	3,5	19,9	683,2
HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca-Na	7,8	1,04	137,6	3,3	71,1	38,6	7,9	12,3	744,2
HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	7,6	1,05	168,9		79,2	11,2	6,4	17,6	710,0
HCO <sub>3</sub> -Mg-Na	7,3	1,06	161,6	6,2	27,6	50,5	8,2	16,5	732,0
HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg-Na	7,4	1,09	137,3	6,0	62,5	29,5	9,6	22,6	739,4
HCO <sub>3</sub> -Na	6,2	2,14	499,5	8,0	23,1	25,0	13,3	49,0	1411,1

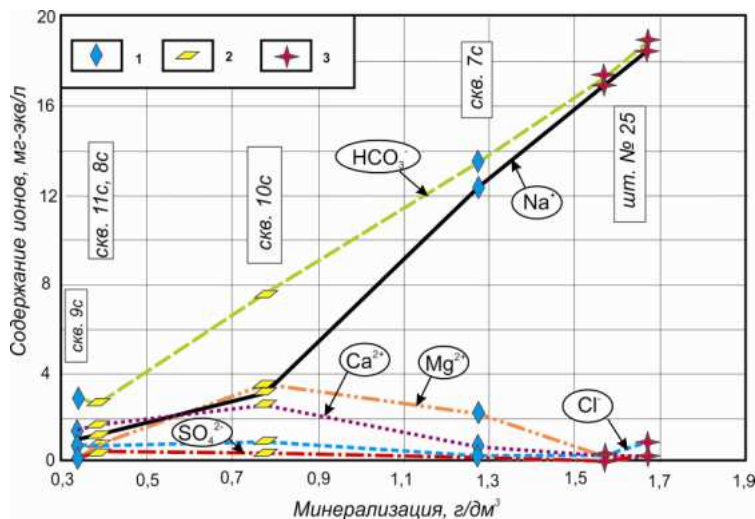
В районе шахты «Северная» выход вод техногенного комплекса на дневную поверхность наблюдается на промплощадке штольни № 25, в склоновой части долины р. Мельники, на восточной окраине пос. Углекаменск. Изливающиеся воды по химическому составу гидрокарбонатные натриевые, по степени минерализации солоноватые (минерализация 1,6–1,8 г/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные или щелочные (рН = 7,9–8,68). Жесткость вод достигает 2,55 мг-экв/дм<sup>3</sup>, а содержания гидрокарбонатов 1055,3–1272,79 мг/дм<sup>3</sup> и натрия – 389,6–440,0 мг/дм<sup>3</sup>. Формируются гидрокарбонатные натриевые воды (см. рис. 4.18, 4.19). Типовая формула солевого состава следующая:



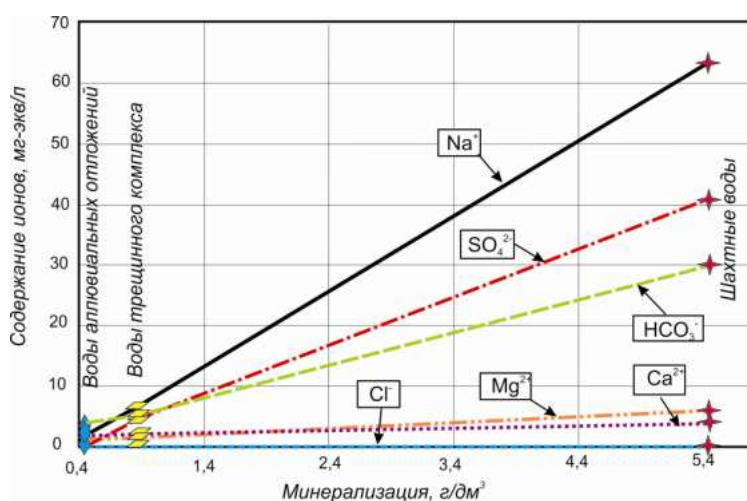
**Рис. 4.18. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района шахты «Северная»:** 1 – горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс

Выход подземных вод техногенного комплекса шахты «Углекаменская» на дневную поверхность происходит через стволы группы скважин № 18-1250 с глубины 200 м на участке «Старая насосная». Подземные воды техногенного комплекса здесь являются

солончатости, причем наименьшее значение минерализации ( $2,01 \text{ г/дм}^3$ ) было характерно для начального периода излива, впоследствии минерализация была значительно выше и достигала  $8532,44 \text{ мг/дм}^3$ . В результате циркуляции вод в природно-техногенной структуре шахты «Углекаменская» в них происходит накопление ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  (рис. 4.20) и увеличение жесткости, которая варьируется от 3,59 до  $17,26 \text{ мг-экв/дм}^3$  (в среднем  $10,0 \text{ мг-экв/дм}^3$ ).



**Рис. 4.19.** Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района шахты «Северная»: 1 – аллювиальный горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс



**Рис. 4.20.** Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района шахты «Углекаменская»: 1 – аллювиальный горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс

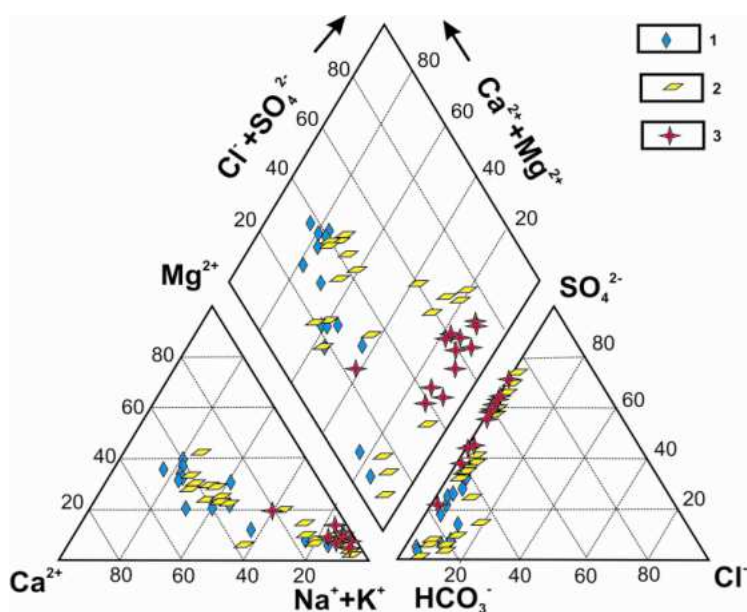
Анализ химического состава вод, формирующихся в природно-техногенной структуре шахты «Углекаменская», свидетельствует о том, что техногенный комплекс представлен двумя типами натриевых вод – гидрокарбонатно-сульфатным и сульфатно-гидрокарбонатным, а на начальном (стабилизационном) этапе воды имели сульфатно-гидрокарбонатный кальциево-натриевый состав (табл. 4.5, рис. 4.21). Усредненная формула солевого состава вод техногенного комплекса шахты «Углекаменская»

$$\text{следующая: } M_{5,4} \frac{\text{SO}_4^{57} \text{HCO}_3^{42} \text{Cl}^1}{\text{Na}^{85} \text{Mg}^8 \text{Ca}^6 \text{K}^1}.$$

**Таблица 4.5. Характеристика типов подземных вод техногенного комплекса шахты «Углекаменская»**

Тип воды	pH	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	8,7	2,01	324,6	15,4	112,7	57,8	11,5	260,6	1189,5
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	7,2	5,20	1342,2	18,5	59,8	62,5	14,5	1347,0	2305,8
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,4	5,97	1569,0	19,9	92,5	73,5	12,7	2401,8	1761,2

Наблюдается загрязнение вод аллювиального горизонта, трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов натрием, сульфатами (см. рис. 4.21) и другими компонентами (см. гл. 6).



**Рис. 4.21. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района шахты «Углекаменская»: 1 – горизонт четвертичных отложений; 2 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 3 – техногенный водоносный комплекс**

В районе шахты «Подгородненская» химический состав подземных вод техногенного комплекса контролировался гидрохимическим опробованием скв. 4Пд и шахтного самоизлива в районе разведочного уклона № 2 участка «Северо-Запад». В результате интерпретации гидрохимических данных установлено, что воды техногенного комплекса шахты относятся к группе солоноватых, к подгруппам весьма слабосоленых и слабо солоноватых. Минерализация вод варьируется от 0,92 до 2,87 г/дм<sup>3</sup>. В зависимости от значений водородного показателя воды являются нейтральными или слабощелочными, в единичных случаях – умеренно щелочными (pH = 6,41–8,75), по жесткости варьируются от мягких до умеренно жестких (1,65–5,00 мг-экв/дм<sup>3</sup>), относятся преимущественно к гидрокарбонатным натриевым (M<sub>2,3</sub>  $\frac{HCO_3^{87} SO_4^8 Cl^5}{Na^{85} Mg^7 Ca^6 NH_4^1 Fe^1}$  – скв. 4Пд) или к сульфатно-

гидрокарбонатным натриевым ( $M_{2,3} \frac{HCO_3^{75} SO_4^{20} Cl^5}{Na^{89} Mg^5 Ca^5 NH_4^1}$  – излив) (рис. 4.22). Воды,

изливающиеся на земную поверхность, характеризуются большими, по сравнению с водами скв. 4Пд, значениями  $CO_2$  (до  $56,32 \text{ мг/дм}^3$ ),  $CO_3$  ( $192,00 \text{ мг/дм}^3$ ),  $NO_3$  ( $5,75 \text{ мг/дм}^3$ ) и меньшими содержаниями  $NO_4^-$  ( $3,73 \text{ мг/дм}^3$ ) и  $Fe_{\text{об.ш.}}$  ( $1,51 \text{ мг/дм}^3$ ).

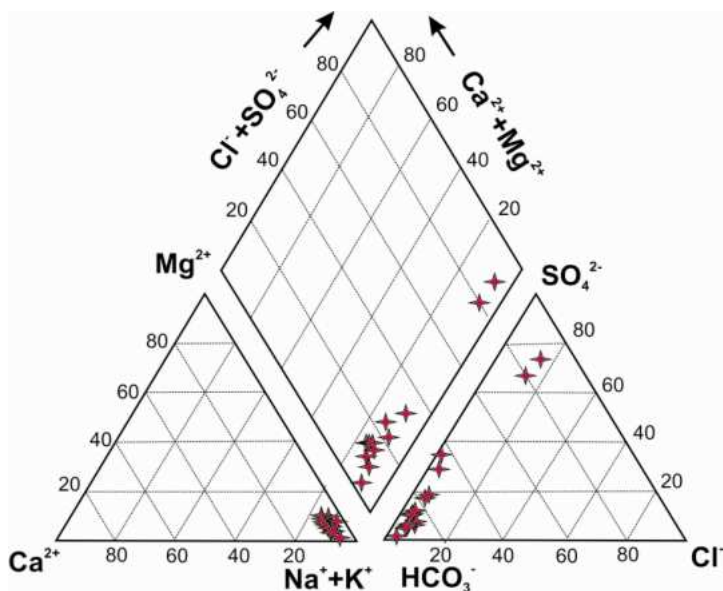


Рис. 4.22. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах шахты «Подгородненская»

Таким образом, в результате интерпретации имеющихся данных по составу подземных вод в районах ликвидированных шахт угольных месторождений, расположенных в пределах Центрального Сихотэ-Алинского бассейна, установлено, что природные подземные воды здесь являются гидрокарбонатными смешанными по катионам. Средняя формула солевого состава вод следующая:

$M_{0,25} \frac{HCO_3^{76} Cl^{14} SO_4^{10}}{Ca^{42} (Na + K)^{30} Mg^{25}}$ .

При циркуляции подземных вод в природно-техногенных структурах затопленных шахт наблюдается повышение в водах концентраций ионов натрия, гидрокарбонатов и сульфатов, рост минерализации (рис. 4.23).

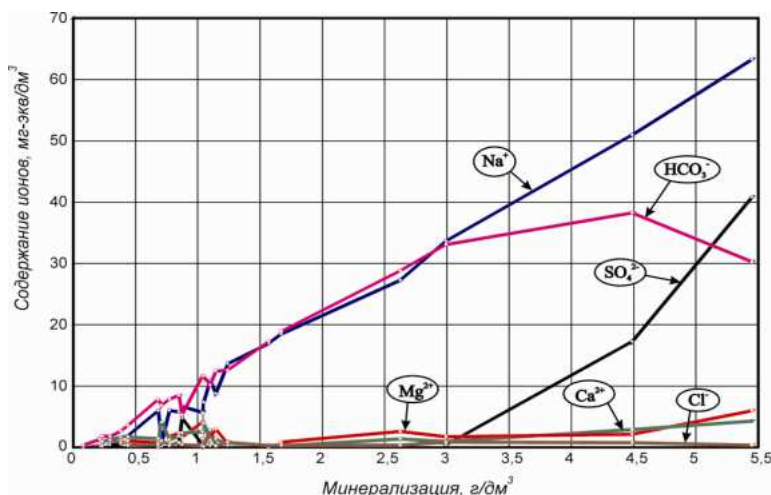
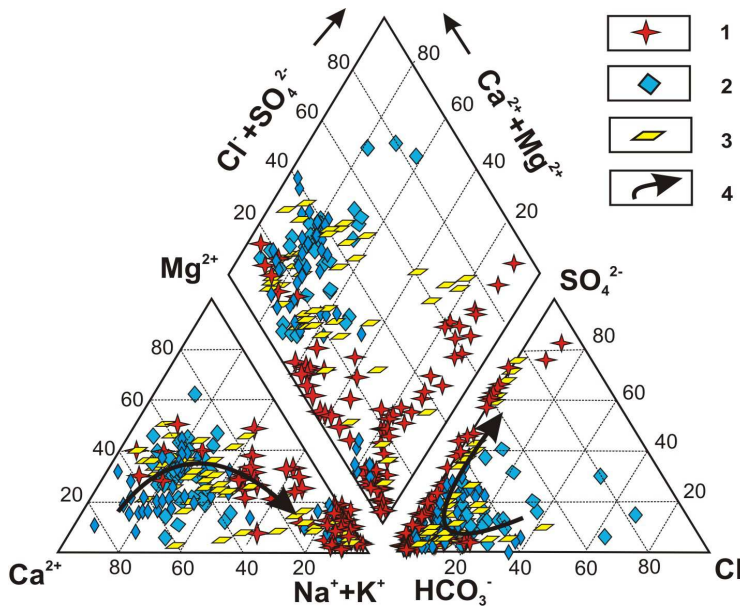
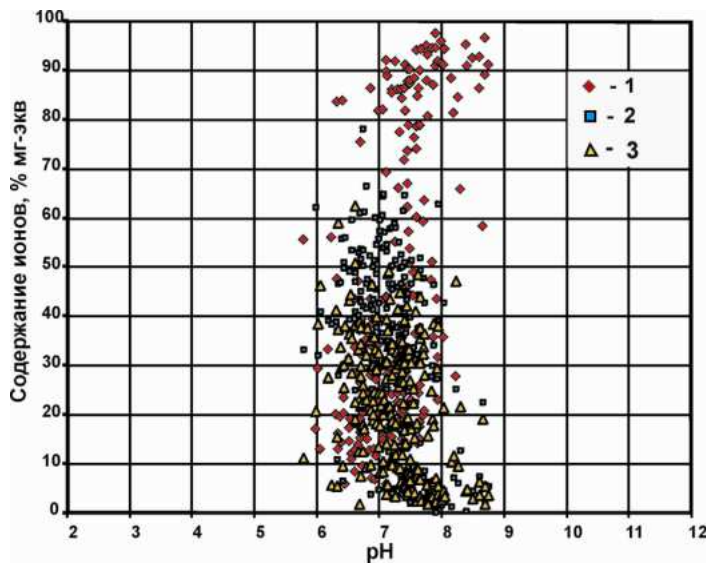


Рис. 4.23. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов шахт Центрального Сихотэ-Алинского бассейна

Воды приобретают сульфатно-гидрокарбонатный, гидрокарбонатно-сульфатный натриевый состав (рис. 4.24). pH диапазон ионообменной трансформации подземных вод при этом ограничен значениями от 5,8 до 8,8 (рис. 4.25).



**Рис. 24. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах районов шахт Центрального Сихотэ-Алинского бассейна: 1 – техногенный комплекс шахт Партизанского бассейна и Подгородненского месторождения; 2 – аллювиальный горизонт; 3 – трещинный и трещинно-жильный водоносные комплексы; 4 – тренд изменения состава вод**



**Рис. 4.25. Изменения концентраций  $\text{Na}^+\text{+K}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в подземных водах районов шахт Центрального Сихотэ-Алинского бассейна в зависимости от pH**

Изучение изменений средних содержаний компонентов, их неоднородностей и связей позволило выделить геохимические типы вод и наметить общую последовательность формирования составов подземных вод в рассматриваемых районах (табл. 4.6).

Установлено, что геохимическая специфика подземных вод природно-техногенных структур закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока по схеме:  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na}$ . Колебания состава подземных вод (табл. 4.7) не приводят к принципиальному изменению геохимического типа воды. Это подтверждено ниже (см. разд. 4.4) результатами физико-химического моделирования.

**Таблица 4.6. Характеристика типов подземных вод районов ликвидированных шахт угольных месторождений Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод**

Тип воды	pH	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>
Природный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Ca	7,1	0,20	1,2	8,7	18,6	6,0	9,7	8,2	83,6	7,6	23,20
HCO <sub>3</sub> -Mg	6,8	0,28	1,3	14,6	19,7	17,0	21,3	16,6	122,5	26,3	26,26
HCO <sub>3</sub> -Na	6,9	0,35	3,9	42,6	20,5	7,1	11,9	20,0	173,3	27,6	27,62
Техногенный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Na	7,9	1,88	6,6	428,4	35,16	26,65	17,5	102,2	1193,1	15,5	21,02
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,6	5,61	14,3	1442,6	71,81	85,50	14,5	2141,9	1898,0	5,01	7,09
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	7,0	6,00	19,7	1560,7	62,12	76,85	15,1	1608,6	2598,6	8,8	11,5
SO <sub>4</sub> -Na	7,3	6,29	22,3	1683,2	97,2	59,77	16,2	2639,7	1734,1	1,8	10,55

**Таблица 4.7. Подтипы подземных вод районов ликвидированных шахт месторождений Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод**

Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Шахта					
	Авангард	Глубокая	Северная	Нагорная	Углекаменская	Подгородненская
1	2	3	4	5	6	7
Природный водоносный комплекс						
0,08	-	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	-	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	-	-
0,13	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Mg-Na-Ca	-	-	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Mg-Na-Ca	-	-
0,17	HCO <sub>3</sub> -Ca	-	-	HCO <sub>3</sub> -Ca	-	-
0,19	HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	-	HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	-	-
0,21	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca	-
0,22	HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg	-	HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg	-	-	-
0,22	-	-	-	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca-Mg	-	-
0,23	Cl-HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	-	Cl-HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca	-	-	-
0,26	HCO <sub>3</sub> -Na-Mg-Ca	-	HCO <sub>3</sub> -Na-Mg-Ca	HCO <sub>3</sub> -Na-Mg-Ca	-	-
0,28	-	-	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	-	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	-
0,33	Cl-HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	-	-	-	-	-
0,34	HCO <sub>3</sub> -Mg-Na-Ca	HCO <sub>3</sub> -Mg-Na-Ca	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7
0,40	–	–	HCO <sub>3</sub> –Na	–	Na–HCO <sub>3</sub>	–
0,40	–	–	HCO <sub>3</sub> – Mg–Ca– Na	–	HCO <sub>3</sub> –Mg–Ca– Na	–
Техногенный водоносный комплекс						
0,88	HCO <sub>3</sub> –Ca–Na	HCO <sub>3</sub> –Ca– Na	–	–	–	–
0,88	HCO <sub>3</sub> –Mg– Ca–Na	HCO <sub>3</sub> –Mg– Ca–Na	–	–	–	–
1,04	HCO <sub>3</sub> –Mg–Na	HCO <sub>3</sub> –Mg– Na	–	–	–	–
1,08	HCO <sub>3</sub> –Ca– Mg–Na	–	–	–	–	–
2,01	–	–	–	–	SO <sub>4</sub> –HCO <sub>3</sub> – Ca–Na	–
2,15	HCO <sub>3</sub> –Na	HCO <sub>3</sub> –Na	HCO <sub>3</sub> –Na	HCO <sub>3</sub> –Na	–	HCO <sub>3</sub> –Na
5,10	–	–	–	SO <sub>4</sub> –HCO <sub>3</sub> – Na	SO <sub>4</sub> –HCO <sub>3</sub> –Na	SO <sub>4</sub> –HCO <sub>3</sub> –Na
6,07	–	–	–	HCO <sub>3</sub> –SO <sub>4</sub> – Na	HCO <sub>3</sub> –SO <sub>4</sub> –Na	–

#### 4.1.3. Приханкайский артезианский бассейн

В пределах Приханкайского артезианского бассейна расположено Шкотовское буроугольное месторождение Угловского бассейна палеогенового возраста. Как отмечалось в предыдущей главе, в пределах бассейна выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы: горизонт верхнечетвертичных аллювиальных отложений (а Q<sub>III-IV</sub>); горизонт плиоценовых базальтов βN<sub>2</sub> sf; надугольный горизонт отложений суйфунской свиты, комплекс палеоген-неогеновых отложений Р<sub>2-3</sub>–N<sub>1</sub> (угольный); техногенный водоносный комплекс.

Систематические наблюдения за качеством вод *верхнечетвертичных аллювиальных отложений* в рассматриваемом районе выполнялись по скважинам 11Ар и 8Ар глубиной 20 м. В результате интерпретации полученных данных гидрохимического опробования установлено, что по химическому составу воды аллювиальных отложений района весьма пресные, мягкие, по водородному показателю нейтральные, по химическому составу гидрокарбонатные магниевые-кальциевые или кальциевые-магниевые:

$$M_{0.3} \frac{HCO_3^{89} SO_4^5 Cl^6}{Ca^{41} Mg^{38} Na^{13} Fe^3 NH_4^4}$$

Химический состав вод горизонта *плиоценовых базальтов* изучался по скв. 13Ар, имеющей глубину 53 м. Установлено, что воды горизонта в рассматриваемом районе весьма пресные (255,32–418,1 мг/дм<sup>3</sup>), очень мягкие или умеренно жесткие (1,35–3,3 мг-

экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,2–6,73), по химическому составу гидрокарбонатные натриево-кальциево-магниевые:  $M_{0,3} \frac{HCO_3^{85} SO_4^8 Cl^7}{Mg^{46} Ca^{27} Na^{23} NH_4^2 Fe^1}$ .

Ввиду отсутствия водоупора между базальтами и суйфунскими галечниками воды надугольного водоносного горизонта *отложений суйфунской свиты* имеют близкий химический состав к водам базальтового горизонта.

Химический состав вод комплекса палеоген-неогеновых отложений в рассматриваемом районе охарактеризован с помощью интерпретации результатов систематического гидрохимического обробования по скважинам 9Ар (глубиной 30 м) и 10Ар (глубиной 100 м). Установлено, что воды палеоген-неогеновых отложений весьма пресные (308,44–360,98 мг/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,29–7,87), очень мягкие (0,55–1,45 мг-экв/дм<sup>3</sup>). По анионному составу гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-сульфатные, по катионному – кальциево-магниевые и натриевые:  $M_{0,36} \frac{SO_4^{55} HCO_3^{41} Cl^4}{Mg^{36} Ca^{30} Na^{11} NH_4^{14} Fe^7 K^2}$  (скв.

9Ар);  $M_{0,3} \frac{HCO_3^{95} Cl^5}{Na^{71} Mg^{15} Fe^6 NH_4^4 Ca^3 K^1}$  (скв. 10А). Все воды характеризуются повышенными концентрациями  $Fe_{\text{св}}$  (8,72–9,22 мг/дм<sup>3</sup>). А по скв. 9Ар наблюдались превышения ПДК по  $NH_4^+$  (в 2,7 раза) и  $Mn^{2+}$  (в 2,8 раза).

Изучение химического состава вод техногенного комплекса, циркулирующих в природно-техногенной структуре шахты им. Артема, осуществлено по скважине 6Ар (глубиной 220 м) и по изливу из главного наклонного ствола шахты. В результате установлено, что воды комплекса весьма слабосоленоватые (минерализация 1,0–1,3 г/дм<sup>3</sup>). По жесткости они варьируются от мягких до умеренно жестких (2,03–4,15 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю – от нейтральных к слабощелочным (рН = 6,76–8,67) (рис. 4.26).

При циркуляции подземных вод в природно-техногенной структуре шахты с ростом минерализации происходит увеличение концентраций в водах натрия и гидрокарбонатов (рис. 4.27). Формируются гидрокарбонатные натриевые воды ( $M_{1,2} \frac{HCO_3^{95} SO_4^3 Cl^2}{Na^{76} Mg^{12} Ca^8 NH_4^2 Fe^1}$ ) (рис. 4.28). В них отмечаются повышенные концентрации  $NH_4^+$  (до 4,33 мг/дм<sup>3</sup> – скв. 6Ар; до 7,27 мг/дм<sup>3</sup> – излив) и  $Fe_{\text{св}}$  (2,7–3,76 мг/дм<sup>3</sup> – скв. 6Ар; 2,13–17,15 мг/дм<sup>3</sup> – излив).



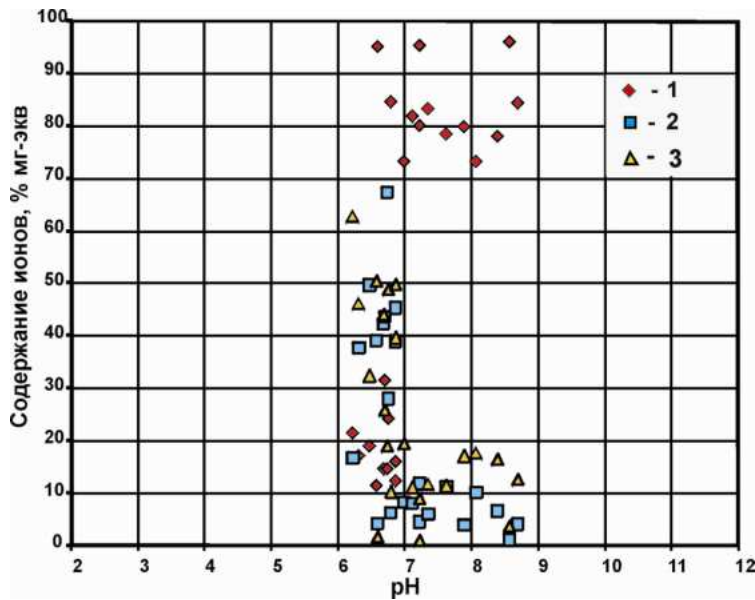


Рис. 4.26. Изменения концентраций  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в подземных водах района Шкотовского месторождения в зависимости от рН

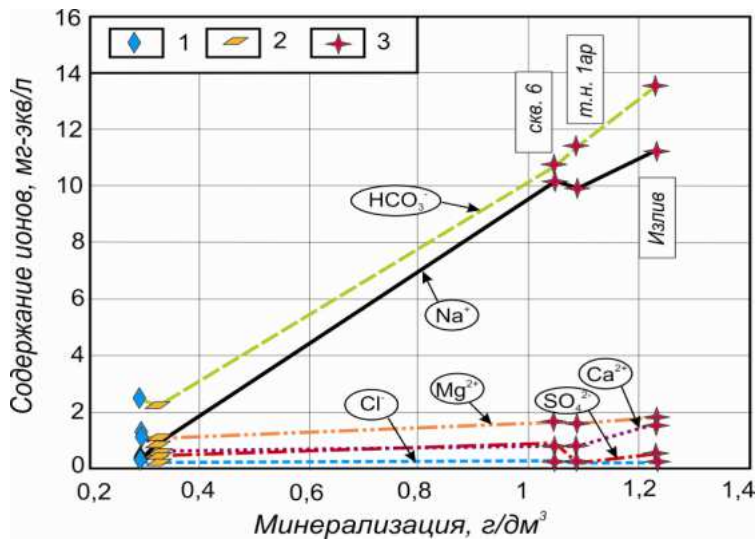


Рис. 4.27. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод района Шкотовского месторождения: 1 – горизонт аллювиальных отложений; 2 – водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений; 3 – техногенный водоносный комплекс

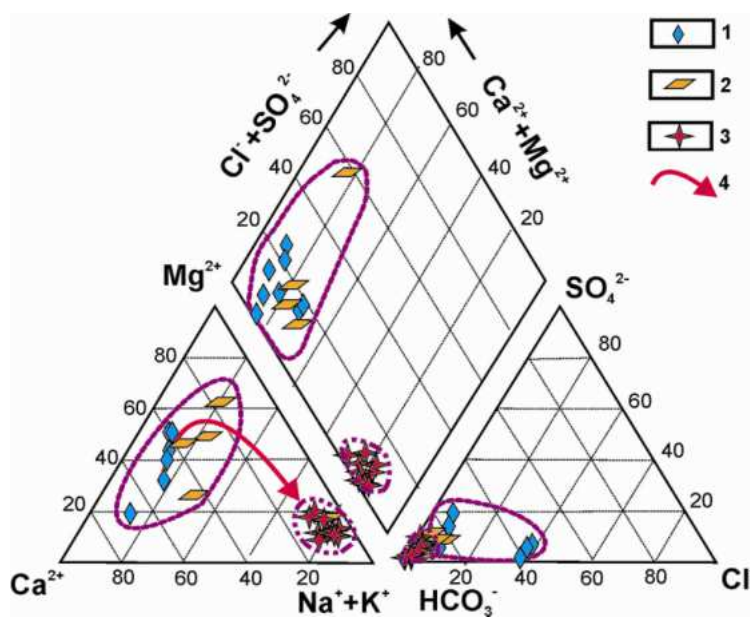


Рис. 4.28. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах района Шкотовского месторождения: 1 – горизонт аллювиальных отложений; 2 – водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений; 3 – техногенный водоносный комплекс; 4 – тренд изменения состава вод

Изучение изменений средних значений компонентов позволило выделить пять геохимических типов подземных вод (табл. 4.8), формирующихся в районе Шкотовского месторождения, а также девять их подтипов (табл. 4.9). Установлена геохимическая трансформация подземных вод в направлении  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na}$ .

**Таблица 4.8. Характеристика типов подземных вод района Шкотовского месторождения**

Тип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>
Природный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Ca	6,7	0,24	1,07	8,6	21,5	6,8	2,7	6,5	120,5	3,5	26,18
HCO <sub>3</sub> -Na	7,9	0,31	1,04	48,6	2,0	5,5	4,9	0,7	170,0	3,5	26,67
HCO <sub>3</sub> -Mg	6,6	0,35	1,94	12,0	23,2	21,2	11,0	19,3	170,8	5,6	36,37
SO <sub>4</sub> -Mg	6,3	0,36	1,87	5,7	13,0	9,7	3,3	64,3	61,0	3,5	88,33
Техногенный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Na	7,5	1,13	6,7	240,4	21,4	20,4	8,3	25,5	732,5	24,6	23,12

**Таблица 4.9. Подтипы подземных вод в районе Шкотовского месторождения**

Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Подтип воды
Природный водоносный комплекс	
0,23	HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca
0,24	HCO <sub>3</sub> -Ca
0,26	HCO <sub>3</sub> -Mg-Na-Ca
0,27	HCO <sub>3</sub> -Mg
0,31	HCO <sub>3</sub> -Na
0,35	HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg
0,36	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Mg
0,42	HCO <sub>3</sub> -Na-Ca-Mg
Техногенный водоносный комплекс	
1,13	HCO <sub>3</sub> -Na

На основании выше изложенного материала установлено, что в районах рассматриваемых угольных месторождений Приморья воды природного комплекса являются пресными, гидрокарбонатными, смешанными по катионам. В результате затопления горных выработок и циркуляции подземных вод в природно-техногенных структурах происходит рост минерализации подземных вод. В водах техногенного комплекса Раздольненского бассейна, расположенного на территории *Восточно-Маньчжурского бассейна трещинных вод*, наблюдается накопление ионов магния, гидрокарбонатов и сульфатов, а в районах ликвидированных шахт Хасанского месторождения (*Восточно-Маньчжурский бассейн трещинных вод*), а также месторождений *Центрального Сихотэ-Алинского бассейна трещинных вод* и

*Приханкайского артезианского бассейна* рост минерализации подземных вод происходит главным образом за счет повышения концентраций ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{SO}_4^{2-}$ .

## 4.2. Геохимия подземных вод районов ликвидированных шахт Сахалина

На Сахалине рассмотрены геохимические особенности подземных вод в районах ликвидированных шахт угольных месторождений, расположенных в пределах Татарского адартезианского и Паранайского артезианского бассейнов Сахалинской гидрогеологической складчатой области.

### 4.2.1. Татарский адартезианский бассейн

В пределах Татарского адартезианского бассейна расположены Мгачинское, Бошняковское и Горнозаводское угольные месторождения. По условиям питания, разгрузки, залегания и циркуляции вод в осадочных породах рассматриваемых районов выделяются: водоносный горизонт четвертичных отложений, водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений, водоносный комплекс верхнемеловых отложений и техногенный водоносный комплекс природно-техногенных структур.

Гидрохимическая характеристика *горизонта четвертичных отложений* выполнена на основании опробования колодезных вод. Установлено, что воды горизонта в рассматриваемых районах пресные (минерализация  $0,07 \text{ г/дм}^3$ ), очень мягкие (жесткость  $1,4 \text{ мг-экв/дм}^3$ ), нейтральные ( $\text{pH} = 6,8$ ), по химическому составу хлоридно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые ( $M_{0,07} \frac{\text{HCO}_3^{56} \text{Cl}^{39} \text{SO}_4^5}{\text{Na}^{41} \text{Ca}^{35} \text{Mg}^{14} \text{Fe}^7}$ ).

*Воды комплекса палеоген-неогеновых отложений*, по данным предшественников [Угольная база ..., 1999], пресные, очень мягкие и мягкие (карбонатная жесткость  $0,2-2,45 \text{ мг-экв/л}$ ), нейтральные, редко щелочные ( $\text{pH} = 7,0-8,3$ ), по химическому составу гидрокарбонатные смешанные по катионам.

*Водоносный комплекс верхнемеловых отложений* представлен водами гидрокарбонатно-хлоридного кальциево-натриевого состава с вариациями минерализации от  $0,09$  до  $0,79 \text{ г/дм}^3$ . Воды неагрессивные,  $\text{pH}$  колеблется от  $6,8$  до  $9,1$ . По степени жесткости установлены [Угольная база..., 1999] колебания от очень мягких до умеренно жестких ( $0,4-5,68 \text{ мг-экв/л}$ ).

*Техногенный водоносный комплекс* изучен в районах ликвидированных шахт «Мгачи» (Мгачинское месторождение), «Бошняково» (Бошняковское месторождение), «Горнозаводская» и «Шебунино» (Горнозаводское месторождение).

На территории горного отвода шахты «Мгачи» изучение состава вод техногенного комплекса выполнялось на основании систематического гидрохимического опробования

вод, выходящих на земную поверхность (самоизлив) из бремсберга № 499 и из штольни «Надежда». В результате интерпретации гидрохимических данных установлено, что при циркуляции подземных вод в условиях природно-техногенной структуры в них происходит концентрирование ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$ , возрастает минерализация подземных вод [Тарасенко, Зиньков, 2012, 2013].

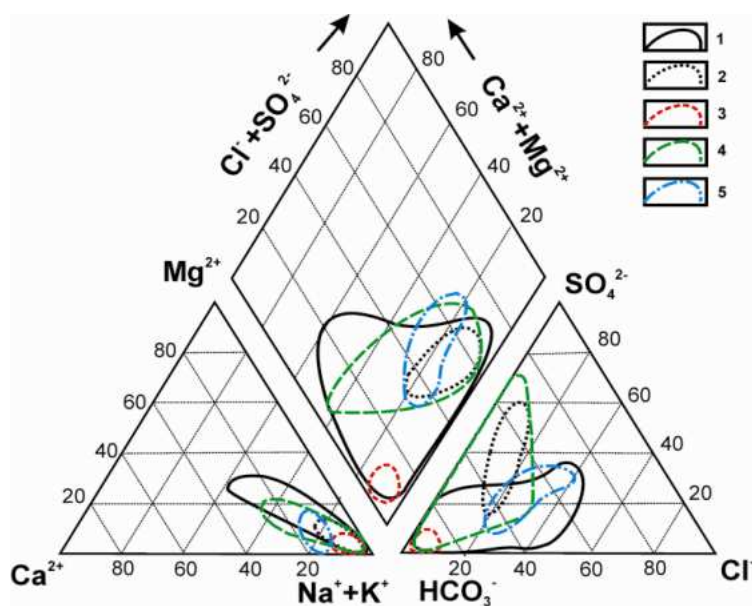
Воды техногенного комплекса, бурным потоком вытекающие из бремсберга № 499, относятся к группе солоноватых, к подгруппам умеренносолоноватых и солоноватых (минерализация 3,7–6,8 г/дм<sup>3</sup>), являются умеренно жесткими и очень жесткими (жесткость общая 4,2–18,39 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральными и щелочными (рН = 6,9–9,35). По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные натриевые.

Усредненная формула солевого состава имеет следующий вид:  $M_{52} \frac{\text{SO}_4^{57} \text{HCO}_3^{40} \text{Cl}^3}{\text{Na}^{84} \text{Ca}^8 \text{Mg}^7 \text{K}^1}$ .

Вода, изливающаяся из штольни «Надежда», имеет более низкую минерализацию (2,1–2,98 г/дм<sup>3</sup>) и относится к слабосолоноватым. По жесткости она также изменяется в широком диапазоне: от мягких до очень жестких (от 1,95 до 11,21 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по реакции рН среды относится к нейтральным и умереннощелочным (рН = 7,5–8,79). Усредненная

формула солевого состава вод следующая:  $M_{25} \frac{\text{HCO}_3^{56} \text{SO}_4^{36} \text{Cl}^8}{\text{Na}^{81} \text{Ca}^9 \text{Mg}^9 \text{K}^1}$ .

Изучение изменений средних значений компонентов позволило выделить три геохимических типа вод техногенного комплекса шахты «Мгачи» [Тарасенко, Зиньков, 2014]. Установлено, что в выработанном пространстве шахты формируются гидрокарбонатные, гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатные натриевые воды (рис. 4.29, табл. 4.10).



**Рис. 4.29. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах техногенного комплекса шахт Сахалина: 1 – «Бошняково», 2 – «Горнозаводская», 3 – «Макаровская», 4 – «Мгачи», 5 – «Шебунину»**

**Таблица 4.10. Характеристика типов подземных вод техногенного комплекса шахты «Мгачи»**

Тип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Средние содержания, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub>	CO <sub>2</sub>
HCO <sub>3</sub> -Na	8,5	2,32	26,7	465,0	115,6	53,6	197,1	185,7	1243,0	9,4	9,1
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,7	4,29	1112,9		75,2	35,5	28,0	1408,2	1526,6	2,7	67,7
SO <sub>4</sub> -Na	7,9	5,51	36,5	1385,8	144,9	72,2	123,2	2054,6	1640,9	3,2	33,1

Техногенный водоносный комплекс природно-техногенной структуры шахты «Бошняково» изучен на основании систематических гидрохимических опробований вод, изливающихся на земную поверхность из устьев главной штольни, штольни № 3 и откаточной штольни. Интерпретация гидрохимических данных свидетельствует о том, что воды всех трех изливов по составу близки друг к другу. Практически по всем пробам в анионном составе доминируют гидрокарбонаты, а в катионном – ионы натрия. Формируются гидрокарбонатные натриевые воды (см. рис. 4.29), усредненные формулы

солевого состава которых имеют следующий вид:  $M_{1,5} \frac{HCO_3^{79} SO_4^{12} Cl^9}{Na^{71} Mg^{14} Ca^{13}}$  (излив главной штольни);  $M_{1,0} \frac{HCO_3^{76} Cl^{17} SO_4^7}{Na^{66} Mg^{19} Ca^{14}}$  (излив откаточной штольни);  $M_{2,1} \frac{HCO_3^{86} Cl^{10} SO_4^4}{Na^{83} Ca^9 Mg^7}$  (излив штольни № 3).

Для подземных вод техногенного комплекса характерна нейтральная реакция среды, в отдельных пробах фиксировалась слабощелочная и умереннощелочная (рН = 7,1–8,73). По минерализации воды варьировались от пресных до слабосоленых (0,57–2,58 г/дм<sup>3</sup>), их жесткость изменялась от 1,9 мг-экв/дм<sup>3</sup> (мягкие) до 7,5 мг-экв/дм<sup>3</sup> (жесткие).

На основании изучения вариации состава вод техногенного комплекса выделены подтипы формирующихся вод (табл. 4.11).

**Таблица 4.11. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахты «Бошняково»**

Подтип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca-Na	8,0	0,83	117,4	10,3	53,7	29,4	12,9	49,0	532,7
HCO <sub>3</sub> -Mg-Na	7,3	1,30	215,0	7,6	52,1	44,1	16,5	78,2	851,2
Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	8,6	1,70	390,3	25,8	60,0	32,2	269,3	79,0	811,7
HCO <sub>3</sub> -Na	7,5	1,93	439,0	20,5	37,0	22,3	34,8	75,9	1253,7

Химический состав техногенного водоносного комплекса шахт «Горнозаводская» и «Шебунино» изучен на основании опробования вод, изливающихся на земную поверхность. В результате установлено, что воды обеих шахт являются пресными и весьма слабосоленатыми (минерализация 0,59–1,43 г/дм<sup>3</sup>). В зависимости от значений водородного показателя они являются нейтральными или слабощелочными (рН = 6,8–8,07), по жесткости – очень мягкими и мягкими (0,64–2,74 мг-экв/дм<sup>3</sup>).

В природно-техногенной структуре шахты «Горнозаводская» формируются главным образом сульфатные и гидрокарбонатные натриевые воды (см. рис. 4.29, табл. 4.12), а также, в зависимости от гидродинамического режима, фиксируются некоторые колебания составов вод (гидрокарбонатно-сульфатные натриевые и сульфатно-гидрокарбонатные натриевые), которые однако не приводят к принципиальному изменению основного геохимического типа подземных вод техногенного комплекса шахты (табл. 4.13). Типовая формула солевого состава вод техногенного комплекса шахты «Горнозаводская» имеет следующий вид:

$$M_{0,9} \frac{HCO_3^{45} SO_4^{43} Cl^{12}}{Na^{86} Mg^7 Ca^6}$$

**Таблица 4.12. Характеристика типов подземных вод техногенного комплекса шахт «Горнозаводская» и «Шебунино»**

Тип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>							
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	F
Шахта «Горнозаводская»										
SO <sub>4</sub> -Na	7,6	0,76	199,6	0,5	8,8	5,8	35,8	240,6	230,0	0,4
HCO <sub>3</sub> -Na	8,1	1,43	183,0	17,0	19,2	13,1	63,8	105,0	390,0	0,6
Шахта «Шебунино»										
HCO <sub>3</sub> -Na	7,2	0,82	170,2	4,9	29,1	9,12	96,4	114,3	282,8	0,4

**Таблица 4.13. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахт «Горнозаводская» и «Шебунино»**

Подтип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>							
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	F
Шахта «Горнозаводская»										
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,6	0,76	199,6	0,5	8,8	5,8	35,8	240,6	230,0	0,1
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	8,1	1,43	183,0	17,0	19,2	13,1	63,8	105,0	390,0	0,6
Шахта «Шебунино»										
Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	6,8	0,59	145,7	Н.д.	23,4	2,6	65,4	46,9	299,0	Н.д.
SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	6,8	0,86	200,0	11,2	36,0	11,5	136,5	172,0	262,4	Н.д.
Cl-SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	8,0	1,01	165,0	3,6	27,9	13,3	87,2	124,0	287,0	1,2

Для шахты «Шебунино» характерны воды гидрокарбонатного натриевого типа (см. табл. 4.12), обладающие некоторой степенью свободы, которая обеспечивает возможность колебания отдельных параметров и формирования таких подтипов, как сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатный натриевый, хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный натриевый и хлоридно-гидрокарбонатный натриевый, отличающихся главным образом содержаниями магния, хлора и сульфатов, а также минерализацией (см. рис. 4.29, табл. 4.13). Усредненная формула солевого состава вод техногенного комплекса шахты

$$\text{«Шебунино» следующая: } M_{0,8} \frac{HCO_3^{48} Cl^{28} SO_4^{24}}{Na^{75} Ca^{15} Mg^8 Fe^1}.$$

Таким образом, в природно-техногенных структурах угольных месторождений Сахалина, расположенных в пределах Татарского адартезианского бассейна, формируются слабосоленоватые и соленоватые, мягкие, умеренно жесткие и очень жесткие воды с нейтральной и щелочной рН средой. По химическому составу воды техногенного комплекса являются преимущественно гидрокарбонатными, сульфатно-гидрокарбонатными, гидрокарбонатно-сульфатными и сульфатными натриевыми. Гидродинамические вариации способствуют формированию вод хлоридно-гидрокарбонатного, хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатного натриевого, гидрокарбонатного магниево-натриевого и гидрокарбонатного магниево-кальциево-натриевого подтипов.

#### 4.2.2. Паранайский артезианский бассейн

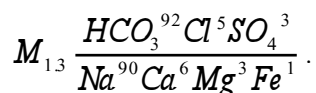
В пределах Паранайского артезианского бассейна расположено Макаровское месторождение. По условиям питания, разгрузки, залегания и циркуляции вод в осадочных породах района выделяются: водоносный горизонт четвертичных отложений, водоносный комплекс палеоген-неогеновых отложений и водоносный комплекс верхнемеловых отложений – природный водоносный комплекс, а также техногенный водоносный комплекс, формирующийся в природно-техногенной структуре шахты «Макаровская».

Гидрохимическое опробование водозаборной скважины, расположенной в пос. Горном, позволило охарактеризовать подземные воды природного комплекса рассматриваемого района как весьма пресные (минерализация 0,34 г/дм<sup>3</sup>), мягкие (жесткость общая 2,85 мг-экв/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 7,3), по химическому составу

$$\text{гидрокарбонатные кальциевые ( } M_{0,3} \frac{HCO_3^{78} Cl^{12} SO_4^{10}}{Ca^{72} Mg^{16} Na^{11}} \text{ ).}$$

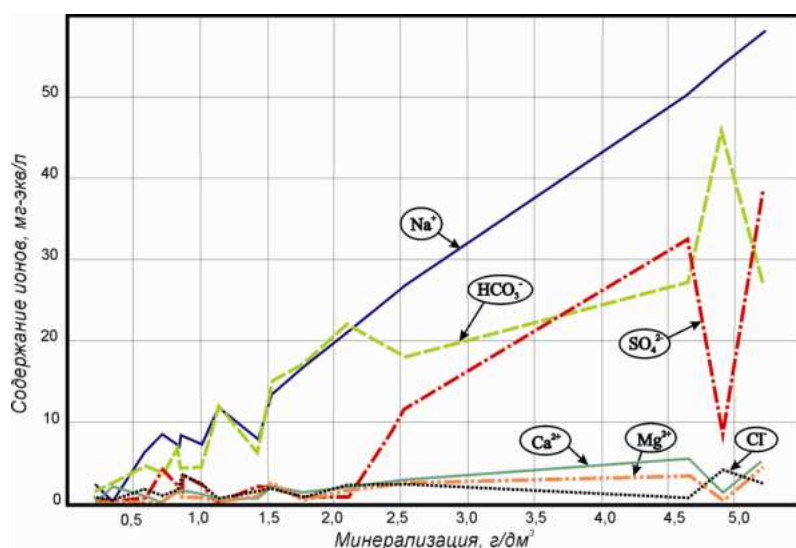
Состав вод техногенного водоносного комплекса шахты «Макаровская» изучался на основании систематического гидрохимического опробования вод, изливающихся на

земную поверхность. Интерпретация имеющихся данных свидетельствует о том, что изливающиеся воды относятся к группе солоноватых к подгруппам весьма слабосолоноватых и слабосолоноватых (минерализация 1,07–1,76 г/дм<sup>3</sup>), по показателю жесткости – к очень мягким и мягким (жесткость общая 0,85–1,98 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по показателю рН среды – к нейтральным и слабощелочным (рН = 7,0–8,3). С ростом минерализации вод наблюдается концентрирование в них ионов натрия и гидрокарбонатов, формируются преимущественно гидрокарбонатные натриевые воды, усредненная формула солевого состава которых имеет следующий вид:



Таким образом, природные воды в рассматриваемом районе весьма пресные, мягкие, нейтральные, по химическому составу гидрокарбонатные кальциевые. При их циркуляции в природно-техногенных структурах шахты «Макаровская» они становятся солоноватыми, нейтральными или слабощелочными, мягкими, по химическому составу гидрокарбонатными натриевыми.

На основании проведенных исследований установлены общие черты изменения состава подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт Сахалина. Выделены химические компоненты ( $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$  и  $Na^+$ ), которые накапливаются в растворах весьма интенсивно (рис. 4.30).



**Рис. 4.30. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов ликвидированных шахт Сахалина**

Показано, что кальций, магний и хлор накапливаются в рассматриваемых водах менее активно, однако для подземных вод Сахалина характерны несколько большие концентрации хлоридных соединений, чем для вод Приморского края, которые способствуют формированию, наряду с гидрокарбонатными и сульфатными натриевыми водами, вод смешанного анионного состава (см. рис. 4.29). Анализ графика зависимости



средних содержаний основных макрокомпонентов в подземных водах районов ликвидированных шахт Сахалина от их общей минерализации (см. рис. 4.30) позволил проследить изменение состава подземных вод рассматриваемых районов при их циркуляции в природно-техногенных структурах затопленных угольных шахт.

Изучение изменений средних значений компонентов, их неоднородностей и связей позволило выделить четыре основных типа подземных вод, характерных для районов ликвидированных шахт Сахалина, рассчитать средние содержания химических элементов в подземных водах выделенных типов и наметить общую последовательность формирования состава вод в природно-техногенных структурах (табл. 4.14).

**Таблица 4.14. Характеристика типов подземных вод районов ликвидированных шахт Сахалина**

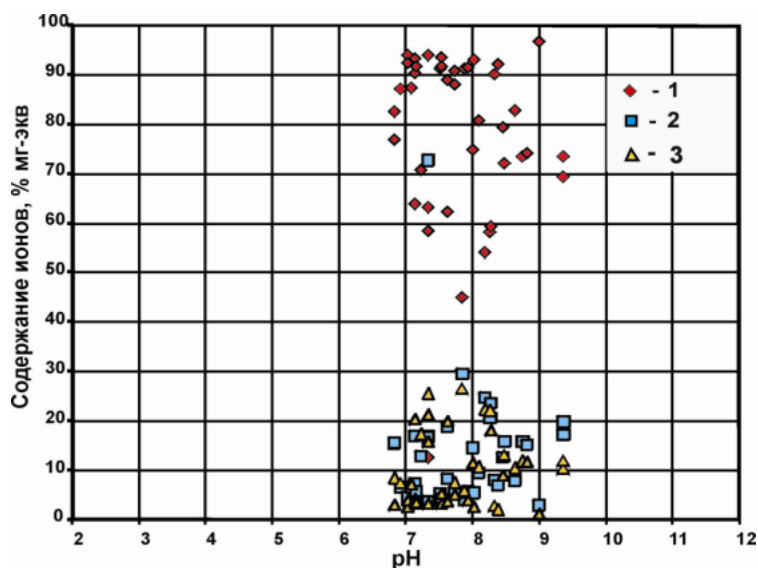
Тип воды	pH	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>
Природный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Ca	7,3	0,34	1,5	8,2	47,0	6,1	13,8	15,2	152,5	4,4	44,8
Техногенный водоносный комплекс											
HCO <sub>3</sub> -Na	7,8	1,65	19,5	339,7	41,8	22,2	80,9	88,3	902,5	18,7	16,6
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	7,5	4,29	6,6	1106,2	75,2	35,5	28,0	1408,2	1526,6	77,4	16,0
SO <sub>4</sub> -Na	7,9	4,58	27,5	1147,7	117,9	59,4	104,3	1694,4	1359,7	44,1	20,8

Изучение колебаний состава подземных вод рассматриваемых районов позволило выделить 9 подтипов подземных вод, обусловленных, вероятно, гидродинамическими колебаниями (табл. 4.15). Показано, что воды техногенного комплекса всех шахт Сахалина проходят стадию формирования гидрокарбонатных натриевых вод. В районах шахт «Мгачи» и «Горнозаводская» существуют условия, способствующие формированию сульфатного типа вод. pH диапазон подземных вод Сахалинского бассейна при этом ограничен значениями от 6,8 до 9,4 (рис. 4.31).

На основании изложенного материала установлено, что в районах рассматриваемых угольных месторождений Сахалина воды природного комплекса являются гидрокарбонатными, смешанными по катионам. В результате затопления горных выработок и циркуляции подземных вод в природно-техногенных структурах происходит рост минерализации подземных вод и формирование гидрокарбонатных, сульфатно-гидрокарбонатных и гидрокарбонатно-сульфатных натриевых типов.

**Таблица 4.15. Подтипы гидрохимического режима подземных вод районов ликвидированных шахт Сахалинского угольного бассейна**

Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Шахта				
	Мгачи	Горнозаводская	Шебунино	Бошняково	Макаровская
Природный водоносный комплекс					
<b>HCO<sub>3</sub>-Ca тип</b>					
0,34	-	-	-	-	HCO <sub>3</sub> -Ca
Техногенный водоносный комплекс					
<b>HCO<sub>3</sub>-Na тип</b>					
0,83	-	-	-	HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca-Na	-
1,30	-	-	-	HCO <sub>3</sub> -Mg-Na	-
1,72	Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	-	Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	-
1,76	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	-	-	-
1,97	-	-	-	HCO <sub>3</sub> -Na	HCO <sub>3</sub> -Na
2,15	HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	-	-	-	-
<b>SO<sub>4</sub>-Na тип</b>					
4,29	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	-	-	-
4,58	SO <sub>4</sub> -Na	SO <sub>4</sub> -Na	-	-	-



**Рис. 4.31. Изменения концентраций Na<sup>+</sup> (1), Ca<sup>2+</sup> (2) и Mg<sup>2+</sup> (3) в водах Сахалинского бассейна в зависимости от рН**

### 4.3. Особенности изменения состава подземных вод в природно-техногенных структурах угольных месторождений Приморья и Сахалина

В результате проведенных исследований установлено, что при циркуляции природных подземных вод гидрокарбонатного кальциевого или смешанного катионного состава в природно-техногенных структурах ликвидированных угольных шахт происходит повышение минерализации вод и накопление в водах техногенного комплекса Раздольненского бассейна ионов Mg<sup>2+</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, а в водах Партизанского, Угловского и Сахалинского бассейнов, Хасанского и Подгородненского месторождений – ионов Na<sup>+</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>.

Ионообменные изменения в подземных водах рассматриваемых районов ограничены диапазоном рН значений от 5,8 до 9,4. Соотношение концентраций  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в зависимости от рН свидетельствует о том, что с ростом щелочности в водном растворе увеличиваются концентрации  $\text{Na}^+$  (рис. 4.32).

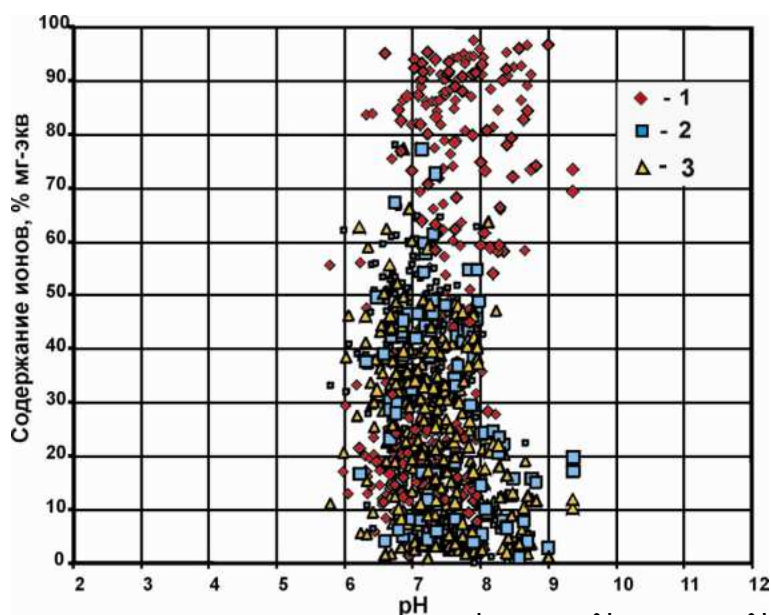


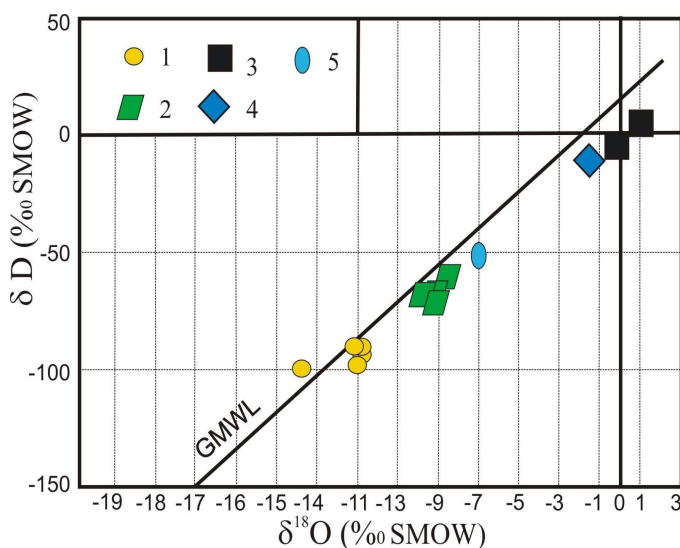
Рис. 4.32. Изменения концентраций  $\text{Na}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в подземных водах рассматриваемых районов Приморья и Сахалина в зависимости от рН

Питание подземных водоносных горизонтов рассматриваемых районов осуществляется за счет поверхностных вод. На инфильтрационную природу подземных вод указывают содержания стабильных изотопов (табл. 4.16), которые изменяются в пределах, соответствующих диапазону вариаций изотопов метеорных вод.

Таблица 4.16. Изотопный состав водорода и кислорода в подземных водах техногенного комплекса

Место отбора проб	$\delta^{18}\text{O}$	$\delta^2\text{D}$
<b>Приморье</b>		
Излив шахты «Углекаменская»	-9,7	-68,1
Излив шахты «Подгородненская»	-9,3	-67,9
Излив шахты № 1	-8,7	-61,3
<b>Сахалин</b>		
Излив шахты «Мгачи», бремсберг № 499	-13,7	-101,1
Излив шахты «Мгачи», устье штольни «Надежда»	-13,4	-98,1
Излив шахты «Бошняково», устье откаточной штольни	-12,9	-92,9
Излив шахты «Бошняково», устье штольни № 3	-12,8	-92,1
Излив шахты «Бошняково», устье главной штольни	-12,9	-93,4

По изотопным составам  $\delta^2\text{D}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  рассматриваемые воды более легкие по сравнению с морскими и не подвержены влиянию океанических вод. Фигуративные точки, отвечающие их составу, расположены вдоль глобальной линии метеорных вод (GMWL) (рис. 4.33).



**Рис. 4.33.** Диаграмма значений изотопного состава подземных вод районов ликвидированных шахт Приморского края и Сахалинской области: 1 – подземные воды шахт Сахалинской области; 2 – подземные воды шахт Приморского края; 3 – стандарт океанической воды [Пиннекер и др., 1982]; 4 – морская вода Амурского залива [Челноков и др., 2008]; 5 – атмосферные осадки юга Приморья [Челноков и др., 2008]; GMWL – глобальная линия метеорных вод (линия Крейга)

Показано, что геохимическая специфика подземных вод природно-техногенных структур Приморья и Сахалина закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока по схеме:  $\text{HCO}_3\text{-Ca (Mg, Na)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$ , которая выражается в закономерном увеличении минерализации подземных вод при соответствующем изменении их химического состава (табл. 4.17, 4.18).

Подземные воды Раздольненского бассейна имеют более низкую общую соленость, но содержат высокие количества  $\text{Mg}^{2+}$ , которые фиксируются как в общем гидрохимическом фоне (в природных водах), так и в водах техногенно-нарушенного горного массива. Отчетливо проявлена обогащенность природных вод Раздольненского бассейна ионами  $\text{Na}^+$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{HCO}_3^-$  относительно природных вод других рассматриваемых районов Приморья и Сахалина (см. табл. 4.17). В то же время воды, формирующиеся в природно-техногенных структурах Раздольненского бассейна, обеднены по сравнению с водами техногенных комплексов других районов ионами  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$ , при этом  $\text{Mg}^{2+}$  имеет лидирующие позиции.

Природные воды Раздольненского бассейна и Сахалина отличаются от вод других районов Приморья повышенными содержаниями  $\text{Cl}^-$  (12,9–18,4 мг/дм<sup>3</sup> и 13,8 мг/дм<sup>3</sup> соответственно), при этом данная тенденция сохраняется и в водах техногенного комплекса Сахалинского бассейна (80,9 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{Cl}^-$  – в водах  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа; 104,3 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{Cl}^-$  – в водах  $\text{SO}_4\text{-Na}$  типа).

Таблица 4.17. Зональность подземных вод техногенного комплекса в районах ликвидированных угольных шахт

Средние пределы минерализации, г/дм <sup>3</sup>	Шахта		Средние пределы минерализации, г/дм <sup>3</sup>	Шахта													
	№ 4	Ильичевская		Хасанская	Авангард	Глубокая	Макаровская	Северная	Им. Артема	Большяково	Шебуниню	Мгачи	Подгородненская	Нагорная	Углекаменская	Горнозаводская	
	<b>HCO<sub>3</sub>-Mg тип</b>			<b>HCO<sub>3</sub>-Na тип</b>													
0,51	HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg		0,83-0,88	HCO <sub>3</sub> -Ca-Na													
				HCO <sub>3</sub> -Mg-Ca-Na													
			1,04-1,3	HCO <sub>3</sub> -Mg-Na													
				HCO <sub>3</sub> -Ca-Mg-Na													
				HCO <sub>3</sub> -Na						HCO <sub>3</sub> -Na							
										Cl-HCO <sub>3</sub> -Na							
1,58	SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na-Mg		1,1-5,10													SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Ca-Na	
												SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na					
	<b>SO<sub>4</sub>-Mg тип</b>			<b>SO<sub>4</sub>-Na тип</b>													
1,61		HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg	3,91-6,07										HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na			HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	
1,84	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Mg																
2,48	HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Na-Mg																

**Примечание.** Цветом выделены районы шахт, приуроченные по признаку преобладающего распространения подземных вод к структуре гидрогеологического районирования: фиолетовый – Восточно-Маньчжурский бассейн трещинных вод; светло-зеленый – Центральный Сихотэ-Алиньский бассейн трещинных вод; зеленый – Приханкайский артезианский бассейн; светло-желтый – Татарский адартезианский бассейн; желтый – Паранайский артезианский бассейн.

Таблица 4.18. Средний химический состав (мг/дм<sup>3</sup>) выделенных типов подземных вод

Компонент	Приморье					Сахалин		
	Восточно-Маньчжурский бас. трещинных вод		Центральный Сикотэ-Алинский бас. трещинных вод		Приканкайский артезианский бас.	Татарский адартезианский бас.	Паранайский артезианский бас.	
	Раздольненский бас.	Хасанское м-ие	Партизанский бас.	Подгородненское м-ие	Шкотовское м-ие	Мгачинское, Бошняковское, Горназаводское м-ия	Макаровское м-ие	
1	2	3	4	5	6	7	8	
<b>НСО<sub>3</sub>-Са</b>								
Минерализация	400,0	–	200,0	–	200,0	–	340,0	
рН	7,4	–	7,1	–	6,7	–	7,3	
К <sup>+</sup>	1,3	–	1,2	–	1,1	–	1,5	
Na <sup>+</sup>	16,7	–	8,7	–	8,6	–	8,2	
Ca <sup>2+</sup>	39,3	–	18,6	–	21,5	–	47,0	
Mg <sup>2+</sup>	18,1	–	6,0	–	6,8	–	6,1	
Cl <sup>-</sup>	12,9	–	9,7	–	2,7	–	13,8	
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	9,2	–	8,2	–	6,5	–	15,2	
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	224,9	–	83,6	–	120,5	–	152,5	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	5,8	–	4,7	–	6,0	–	Н.д	
CO <sub>2</sub>	13,7	–	7,6	–	3,5	–	4,4	
<b>НСО<sub>3</sub>-Mg</b>								
Минерализация	430,0	–	300,0	–	400,0	–	–	
рН	7,5	–	6,8	–	6,6	–	–	
К <sup>+</sup>	1,8	–	1,3	–	1,9	–	–	
Na <sup>+</sup>	15,4	–	14,6	–	12,0	–	–	
Ca <sup>2+</sup>	38,7	–	19,7	–	23,2	–	–	
Mg <sup>2+</sup>	27,6	–	17,0	–	21,2	–	–	
Cl <sup>-</sup>	18,4	–	21,3	–	11,0	–	–	
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	5,7	–	16,6	–	19,3	–	–	
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	254,5	–	122,5	–	170,8	–	–	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	4,8	–	6	–	6,0	–	–	
CO <sub>2</sub>	11,0	–	26,3	–	5,6	–	–	
<b>НСО<sub>3</sub>-Na</b>								
Минерализация	440,0	–	400,0	–	300,0	–	–	
рН	8,2	–	6,9	–	7,9	–	–	
К <sup>+</sup>	1,4	–	3,9	–	1,0	–	–	
Na <sup>+</sup>	62,1	–	42,6	–	48,6	–	–	
Ca <sup>2+</sup>	20,4	–	20,5	–	2,0	–	–	
Mg <sup>2+</sup>	9,3	–	7,1	–	5,47	–	–	
Cl <sup>-</sup>	7,8	–	11,9	–	4,9	–	–	
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	6,0	–	20,0	–	0,66	–	–	
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	255,6	–	173,3	–	170,0	–	–	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	9,6	–	6	–	6,0	–	–	
CO <sub>2</sub>	13,9	–	27,6	–	3,5	–	–	
	<b>НСО<sub>3</sub>-Mg</b>		<b>НСО<sub>3</sub>-Na</b>					
Минерализация	930,0	1500,0	1800,0	2300,0	1100,0	1700,0	1300,0	
рН	7,6	7,4	7,6	6,6	7,5	7,8	7,7	
К <sup>+</sup>	3,5	2,05	5,7	5,0	6,7	13,0	7,85	

1	2	3	4	5	6	7	8
Na <sup>+</sup>	57,9	405,4	400,3	592,9	240,4	339,7	312,2
Ca <sup>2+</sup>	34,3	11,1	34,04	32,8	21,4	41,8	18,2
Mg <sup>2+</sup>	87,4	4,14	26,84	24,6	20,4	22,2	5,07
Cl <sup>-</sup>	12,0	9,3	17,5	40,1	8,3	80,9	18,2
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	124,6	42,0	97,6	115,4	24,5	88,3	20,37
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	561,2	977,2	1125,5	1323,7	732,5	902,5	848,0
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	3,0	66,0	15,3	–	28,3	4,21	4,4
CO <sub>2</sub>	6,6	–	6,2	1,2	0,64	15,9	28,55
	<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Mg</b>				<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na</b>		
Минерализация	1800,0	–	6000,0	2800,0	–	2100,0	–
pH	7,2	–	7,0	8,8	–	8,0	–
K <sup>+</sup>	1,3	–	19,7	4,6	–	н.д.	–
Na <sup>+</sup>	137,3	–	1560,7	690,1	–	561,0	–
Ca <sup>2+</sup>	84,2	–	62,12	35,6	–	27,0	–
Mg <sup>2+</sup>	174,2	–	76,85	14,6	–	7,3	–
Cl <sup>-</sup>	28,4	–	15,1	39,0	–	15,2	–
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	565,6	–	1608,6	466,4	–	595,0	–
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	768,6	–	2598,6	1378,0	–	851,0	–
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	6,0	–	21,0	–	–	н.д.	–
CO <sub>2</sub>	17,6	–	8,8	56,3	–	36,0	–
	<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Mg</b>				<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Na</b>		
Минерализация	1850,0	–	5600,0	–	–	4290,0	–
pH	6,8	–	7,6	–	–	7,5	–
K <sup>+</sup>	3,1	–	14,3	–	–	6,6	–
Na <sup>+</sup>	114,0	–	1442,6	–	–	1106,2	–
Ca <sup>2+</sup>	101,9	–	71,81	–	–	75,2	–
Mg <sup>2+</sup>	185,8	–	85,50	–	–	35,5	–
Cl <sup>-</sup>	18,0	–	14,5	–	–	28,0	–
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	645,4	–	2141,9	–	–	1408,2	–
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	703,5	–	1898,0	–	–	1526,6	–
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	6,0	–	6,0	–	–	10,7	–
CO <sub>2</sub>	11,7	–	5,01	–	–	77,4	–
	<b>SO<sub>4</sub>-Mg</b>				<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>		
Минерализация	2040,0	–	6300,0	–	–	4580,0	–
pH	6,7	–	7,3	–	–	7,9	–
K <sup>+</sup>	6,2	–	22,34	–	–	27,5	–
Na <sup>+</sup>	131,4	–	1683,2	–	–	1147,7	–
Ca <sup>2+</sup>	174,0	–	97,2	–	–	117,9	–
Mg <sup>2+</sup>	182,0	–	59,77	–	–	59,4	–
Cl <sup>-</sup>	21,6	–	16,2	–	–	104,3	–
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	859,3	–	2639,7	–	–	1694,4	–
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	617,2	–	1734,1	–	–	1359,7	–
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	7,6	–	6,5	–	–	6,3	–
CO <sub>2</sub>	4,4	–	1,8	–	–	44,1	–

**Примечание.** Синим цветом выделены типы вод природного комплекса, красным – типы вод техногенного комплекса, прочерк – тип не выделен.

Обращает на себя внимание то, что подземные воды рассматриваемых категорий гидрогеологических структур (артезианские бассейны, адартезианские бассейны и бассейны трещинных вод) Приморья и Сахалина, отражающих в себе разные этапы

развития осадочных бассейнов, геодинамических обстановок тектоно-магматической активности и различающиеся типами скоплений подземных вод, не имеют четких различий ни в составе выделенных гидрохимических типов, ни в строении гидрогеохимической зональности (см. табл. 4.17, 4.18). Это связано, по всей видимости, с тем, что названные гидрогеологические структуры сложены в целом однотипными рядами геологических формаций (см. гл. 3, 5).

Выполненные для средних обобщенных составов вод природных и техногенных комплексов Приморья и Сахалина физико-химические расчеты электролитической диссоциации (комплексобразования) (табл. 4.19) позволяют утверждать, что миграция компонентов в природных водах осуществляется преимущественно в виде собственных незакомплексованных ионов, доля которых, например, для  $\text{Na}^+$  составляет 99,73–99,82 %,  $\text{Mg}^{+2}$  – 96,44–97,17 % и  $\text{Ca}^{+2}$  – 95,06–96,36 %. С ростом минерализации доля комплексных соединений миграционных форм растет. Комплексные соединения в подземных водах, циркулирующих в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт, представлены преимущественно карбонатами, гидрокарбонатами и сульфатами.

**Таблица 4.19. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах бассейнов Приморья и Сахалина (% от суммы молярных концентраций всех форм каждого компонента)**

Формы миграции	Приморье						Сахалин	
	Раздольненский бассейн (Липовецкое и Ильичевское м-ия)		Партизанский бассейн и Подгородненское м-ие		Угловский бассейн (Шкотовского м-ие)		Мгачи, Бошняковское, Макаровское, Горнозаводское м-ия	
	природные	техногенные	природные	техногенные	природные	техногенные	природные	техногенные
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Ca</b>								
$\text{Ca}^{+2}$	95,06	75,78	96,36	72,40	95,56	88,17	95,82	73,50
$\text{CaHCO}_3^+$	3,81	5,22	2,18	8,71	2,56	9,18	2,48	7,54
$\text{CaSO}_4$	0,68	18,47	1,38	17,99	1,81	1,76	1,53	17,76
$\text{CaCO}_3$	0,45	0,53	0,07	0,89	0,04	0,88	0,16	1,19
$\text{CaF}^+$	0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	0,01	0,01	0,02
<b>Na</b>								
$\text{Na}^+$	99,73	98,15	99,82	97,59	99,78	99,04	99,80	97,80
$\text{NaHCO}_3$	0,23	0,59	0,12	1,05	0,15	0,83	0,14	0,88
$\text{NaSO}_4^-$	0,03	1,23	0,05	1,31	0,06	0,09	0,04	1,23
$\text{NaCO}_3^-$	0,02	0,03	0,00	0,05	0,00	0,04	0,00	0,09
<b>Mg</b>								
$\text{Mg}^{+2}$	96,44	79,50	97,17	76,6	96,54	90,50	96,89	77,64



1	2	3	4	5	6	7	8	9
$MgHCO_3^+$	2,67	4,31	1,51	7,24	1,78	7,35	1,73	6,25
$MgSO_4$	0,56	15,84	1,13	15,53	1,48	1,48	1,25	15,33
$MgF^+$	0,07	0,04	0,14	0,10	0,17	0,16	0,04	0,06
$MgCO_3$	0,25	0,32	0,04	0,52	0,02	0,51	0,09	0,72
<b>C(IV)</b>								
$HCO_3^-$	92,44	89,93	79,37	91,60	67,73	91,85	88,12	93,45
$H_2CO_3$	5,92	5,65	19,87	5,55	31,57	6,62	10,50	3,75
$CaHCO_3^+$	0,81	1,39	0,45	0,47	0,34	0,29	1,04	0,57
$MgHCO_3^+$	0,48	2,21	0,19	0,51	0,27	0,33	0,16	0,41
$CO_3^{2-}$	0,17	0,19	0,04	0,21	0,02	0,15	0,08	0,31
$NaHCO_3$	0,05	0,26	0,03	1,44	0,02	0,65	0,02	1,24
$CaCO_3$	0,09	0,14	0,01	0,05	0,01	0,03	0,07	0,09
$MgCO_3$	0,03	0,16	0,00	0,05	0,00	0,01	0,01	0,05
$FeHCO_3^+$	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	н.д.	0,01
$MnHCO_3^+$	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	н.д.	н.д.
$CuCO_3$	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	н.д.	н.д.
$NaCO_3^-$	0,00	0,01	0,00	0,09	0,00	0,03	0,00	0,12
<b>S(VI)</b>								
$SO_4^{2-}$	85,98	73,27	90,58	85,75	89,19	89,88	86,54	86,65
$CaSO_4$	8,02	9,53	5,91	3,53	5,03	2,79	11,34	4,36
$MgSO_4$	5,53	15,71	2,85	3,98	4,63	3,40	1,98	3,25
$NaSO_4^-$	0,31	1,05	0,27	6,50	0,21	3,42	0,12	5,61
$FeSO_4$	0,09	0,23	0,32	0,18	0,88	0,48	н.д.	0,08
$MnSO_4$	0,02	0,04	0,04	0,01	0,03	0,02	0,00	0,01
$NH_4SO_4^-$	0,04	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	0,03
$ZnSO_4$	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
$SiSO_4$	н.д.	0,12	н.д.	0,01	н.д.	н.д.	н.д.	0,01
<b>Cl</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Fe(II)</b>								
$Fe^{+2}$	96,09	79,29	96,85	77,66	96,22	91,38	н.д.	78,16
$FeHCO_3^+$	2,71	3,49	1,56	5,74	1,83	6,62	н.д.	5,05
$FeSO_4$	0,70	17,04	1,45	16,43	1,88	1,76	н.д.	16,50
$FeOH^+$	0,49	0,18	0,14	0,17	0,07	0,24	н.д.	0,27
<b>Fe(III)</b>								
$Fe(OH)_2^+$	90,90	95,17	97,68	95,02	98,78	95,54	н.д.	91,58
$Fe(OH)_3$	7,84	3,53	2,23	3,59	1,20	3,36	н.д.	5,31
$Fe(OH)_4^-$	1,25	1,30	0,08	1,39	0,03	1,10	н.д.	3,11
<b>Mn(II)</b>								
$Mn^{+2}$	95,50	80,49	96,03	76,92	95,24	86,28	95,57	78,02
$MnHCO_3^+$	4,92	7,08	2,85	11,40	3,34	12,47	3,23	10,10
$MnSO_4$	0,50	12,38	1,03	11,62	1,34	1,18	1,13	11,75
$MnF^+$	0,02	0,01	0,05	0,03	0,06	0,04	0,02	0,02
$MnCl^+$	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,01	0,03	0,09
$MnOH^+$	0,03	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02
<b>Mn<sup>+3</sup></b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>As(III)</b>								
$H_3AsO_3$	98,63	98,72	99,64	98,65	99,81	98,90	99,28	97,94
$H_2AsO_3^-$	1,37	1,28	0,36	1,35	0,19	1,10	0,72	2,06

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>As(V)</b>								
HAsO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	83,55	87,65	55,38	88,63	40,27	84,26	72,66	91,89
H <sub>2</sub> AsO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	16,44	12,33	44,62	11,35	59,72	15,73	27,34	8,08
AsO <sub>4</sub> <sup>-3</sup>	0,01	0,02	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01	0,03
<b>B</b>								
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	97,99	97,77	99,51	97,81	н.д.	98,26	98,92	96,77
H <sub>2</sub> BO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,91	1,92	0,48	2,02	н.д.	1,67	1,03	3,00
CaH <sub>2</sub> BO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,06	0,13	0,01	0,05	н.д.	0,02	0,05	0,08
NaH <sub>2</sub> BO <sub>3</sub>	0,00	0,01	0,00	0,09	н.д.	0,03	0,00	0,11
MgH <sub>2</sub> BO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,04	0,17	0,00	0,04	н.д.	0,02	0,01	0,05
<b>Ba</b>								
Ba <sup>+2</sup>	н.д.	96,71	н.д.	94,4	н.д.	н.д.	98,71	95,01
BaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	н.д.	3,08	н.д.	5,23	н.д.	н.д.	1,22	4,49
BaCO <sub>3</sub>	н.д.	0,22	н.д.	0,37	н.д.	н.д.	0,07	0,50
<b>Cd</b>								
Cd <sup>+2</sup>	89,04	69,22	94,82	63,39	95,74	79,70	92,77	57,75
CdCl <sup>+</sup>	2,15	1,90	2,29	1,74	1,30	1,12	2,57	6,31
CdSO <sub>4</sub>	0,64	16,68	1,37	15,55	1,82	1,57	1,48	13,80
CdCO <sub>3</sub>	7,54	9,73	1,20	15,84	0,76	16,03	2,77	18,87
CdHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,48	0,69	0,26	1,12	0,34	1,17	0,32	0,86
CdOH <sup>+</sup>	0,10	0,04	0,03	0,04	0,01	0,05	0,06	0,05
CdF <sup>+</sup>	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01	0,01
CdOHCl	0,02	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,02	0,08
Cd(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	0,00	1,50	0,00	1,63	0,00	0,01	0,00	1,28
Cd(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	0,03	0,20	0,00	0,66	0,00	0,31	0,00	0,94
CdCl <sub>2</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
<b>Cr(II)</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	н.д.	100,00
<b>Cr(III)</b>								
Cr(OH) <sub>2</sub> <sup>+</sup>	82,05	74,22	74,17	73,74	61,80	76,16	н.д.	74,79
Cr(OH) <sup>+2</sup>	7,08	16,27	23,10	16,68	36,61	15,08	н.д.	10,64
Cr(OH) <sub>3</sub>	10,47	8,40	2,51	8,43	1,11	8,39	н.д.	13,24
CrOH <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,04	0,76	0,13	0,77	0,26	0,06	н.д.	0,49
CrF <sup>+2</sup>	0,00	0,00	0,03	0,01	0,11	0,01	н.д.	0,00
CrO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0,20	0,17	0,01	0,19	0,00	0,16	н.д.	0,45
Cr(OH) <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,17	0,15	0,01	0,16	0,00	0,13	н.д.	0,38
Cr <sup>+3</sup>	0,00	0,02	0,03	0,02	0,10	0,01	н.д.	0,01
CrSO <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	н.д.	0,00
<b>Cr(VI)</b>								
CrO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	93,36	93,66	78,89	88,79	66,47	90,76	н.д.	91,06
HCrO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	6,29	5,00	20,90	0,00	33,38	5,90	н.д.	3,06
NaCrO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,34	1,33	0,21	6,74	0,15	3,35	н.д.	5,88
H <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub>	0,00	0,00	0,00	4,47	0,00	0,00	н.д.	0,00
<b>Cu(I)</b>								
Cu <sup>+</sup>	71,34	65,42	72,01	65,19	82,34	80,43	68,65	26,42
CuCl	26,65	30,90	26,17	30,98	16,98	18,63	28,94	49,76
CuCl <sub>2</sub> <sup>-</sup>	2,01	3,67	1,84	3,83	0,69	0,93	2,41	23,83
<b>Cu(II)</b>								
CuCO <sub>3</sub>	90,68	88,49	71,97	84,41	63,02	90,51	83,78	82,78

Продолжение табл. 4.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\text{Cu}^{+2}$	4,15	2,44	22,08	1,31	30,66	1,74	10,87	0,98
$\text{CuOH}^+$	2,31	0,81	3,37	0,43	2,47	0,60	3,37	0,51
$\text{CuHCO}_3^+$	0,61	0,68	1,84	0,64	3,03	0,71	1,04	0,41
$\text{CuSO}_4$	0,04	0,57	0,31	0,31	0,57	0,03	0,17	0,23
$\text{Cu}(\text{CO}_3)_2^{-2}$	1,80	6,58	0,18	12,74	0,11	6,30	0,54	14,90
$\text{Cu}(\text{OH})_2$	0,26	0,11	0,10	0,06	0,04	0,08	0,21	0,11
$\text{CuNH}_3^{+2}$	0,16	0,32	0,11	0,09	0,07	0,03	0,02	0,09
$\text{CuF}^+$	0,00	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00
$\text{CuCl}^+$	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
$\text{CuNO}_2^+$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
<b>F</b>								
$\text{F}^-$	94,72	81,19	97,37	94,03	95,98	96,18	97,61	95,09
$\text{MgF}^+$	4,70	17,83	2,20	4,70	3,65	3,15	1,63	3,71
$\text{CaF}^+$	0,53	0,80	0,35	0,31	0,31	0,20	0,74	0,39
$\text{NaF}$	0,04	0,15	0,03	0,95	0,03	0,44	0,02	0,81
$\text{MnF}^+$	0,01	0,02	0,01	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00
$\text{HF}$	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	н.д.
<b>Hg(0)</b>								
$\text{Hg}$	н.д.	н.д.	н.д.	100,00	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
<b>Hg(II)</b>								
$\text{Hg}(\text{OH})_2$	н.д.	н.д.	н.д.	38,57	н.д.	н.д.	47,23	20,77
$\text{HgClOH}$	н.д.	н.д.	н.д.	33,65	н.д.	н.д.	43,42	46,50
$\text{HgCl}_2$	н.д.	н.д.	н.д.	6,84	н.д.	н.д.	8,89	24,25
$\text{HgCO}_3$	н.д.	н.д.	н.д.	1,12	н.д.	н.д.	0,39	0,33
$\text{Hg}(\text{NH}_3)_2^{+2}$	н.д.	н.д.	н.д.	19,57	н.д.	н.д.	0,03	7,49
$\text{Hg}(\text{CO}_3)_2^{-2}$	н.д.	н.д.	н.д.	0,20	н.д.	н.д.	0,00	0,07
$\text{HgCl}_3^-$	н.д.	н.д.	н.д.	0,04	н.д.	н.д.	0,04	0,58
$\text{HgCl}_4^{-2}$	н.д.	н.д.	н.д.	0,00	н.д.	н.д.	0,00	0,01
<b>N(-3)</b>								
$\text{NH}_4^+$	96,10	92,72	98,87	92,50	99,33	94,97	97,76	90,20
$\text{NH}_3$	3,85	4,94	1,05	5,02	0,56	4,86	2,14	7,51
$\text{NH}_4\text{SO}_4^-$	0,05	2,34	0,08	2,48	0,12	0,18	0,10	2,28
$\text{CaNH}_3^{+2}$	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>N(II)</b>								
$\text{NO}_2^-$	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Ni</b>								
$\text{NiHCO}_3^+$	н.д.	27,12	н.д.	36,81	н.д.	37,10	14,91	31,47
$\text{Ni}^{+2}$	н.д.	50,03	н.д.	38,62	н.д.	46,60	79,90	38,93
$\text{NiCO}_3$	н.д.	11,51	н.д.	15,80	н.д.	15,34	3,90	20,83
$\text{NiSO}_4$	н.д.	10,92	н.д.	8,56	н.д.	0,83	1,13	8,42
$\text{NiOH}^+$	н.д.	0,05	н.д.	0,04	н.д.	0,05	0,08	0,07
$\text{NiNH}_3^{+2}$	н.д.	0,31	н.д.	0,13	н.д.	0,04	0,01	0,17
$\text{NiCl}^+$	н.д.	0,04	н.д.	0,03	н.д.	0,02	0,06	0,11
$\text{NiF}^+$	н.д.	0,02	н.д.	0,01	н.д.	0,02	0,01	0,01
<b>Pb</b>								
$\text{PbCO}_3$	74,84	72,65	42,75	71,20	31,14	75,86	60,11	73,22
$\text{PbHCO}_3^+$	11,70	12,80	25,16	12,41	34,49	13,73	17,18	8,26
$\text{Pb}^{+2}$	6,70	3,92	25,66	2,16	29,68	2,86	15,28	1,70

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$PbOH^+$	4,94	2,32	5,17	1,29	3,15	1,72	6,25	1,57
$PbSO_4$	0,11	2,38	0,88	1,33	1,33	0,14	0,58	1,02
$PbCl^+$	0,05	0,03	0,21	0,02	0,13	0,01	0,14	0,06
$Pb(CO_3)_2^{-2}$	1,59	5,79	0,12	11,52	0,06	5,65	0,41	14,12
$Pb(OH)_2$	0,05	0,03	0,01	0,01	0,00	0,02	0,04	0,02
$PbF^+$	0,00	0,00	0,03	0,00	0,04	0,00	0,01	0,00
$Pb(SO_4)_2^{-2}$	0,00	0,08	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,04
<b>Si</b>								
$H_4SiO_4$	99,56	99,57	99,89	99,56	99,95	99,63	99,76	99,38
$H_3SiO_4^-$	0,44	0,42	0,11	0,44	0,06	0,37	0,24	0,62
<b>Zn</b>								
$Zn^{+2}$	76,28	57,03	91,8	46,70	91,69	57,44	87,14	43,49
$ZnHCO_3^+$	5,67	7,93	3,63	11,41	4,54	11,74	4,17	9,01
$ZnCO_3$	16,30	20,24	2,87	29,45	1,84	29,17	6,56	35,88
$ZnSO_4$	0,53	13,54	1,25	11,27	1,68	1,12	1,35	10,23
$ZnOH^+$	1,03	0,40	0,35	0,34	0,18	0,42	0,65	0,48
$ZnCl^+$	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,02	0,06	0,11
$ZnF^+$	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01	0,02
$Zn(OH)_2$	0,12	0,06	0,01	0,05	0,00	0,06	0,04	0,12
$ZnOHCl$	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,02	0,08
$Zn(SO_4)_2^{-2}$	0,00	0,75	0,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,58

Изучение изменения соотношений  $iCa/iNa$ ,  $iCa/iMg$ ,  $iNa/iMg$  и  $iHCO_3^-/iSO_4^{2-}$  в выделенных типах подземных вод подчеркивает особенности и специфику участия  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $HCO_3^-$  и  $SO_4^{2-}$  в миграции и концентрировании компонентов (табл. 4.20).

Уменьшение значения отношения  $iCa/iNa$  в водах по мере увеличения их минерализации свидетельствует о накоплении натрия в растворе и об участии кальция в процессе минералообразования. Отношение  $iCa$  к  $iMg$  свидетельствует о периодическом концентрировании в водах то кальция, то магния, а по отношению  $iNa$  к  $iMg$  отчетливо прослеживается гидрогеохимическая специфика районов исследования. В водах, циркулирующих в районах ликвидированных шахт Раздольненского бассейна, наблюдается последовательное увеличение концентраций ионов магния, а в водах всех остальных рассматриваемых районов – ионов натрия.

По отношению  $iHCO_3^-/iSO_4^{2-}$  отчетливо прослеживается тенденция увеличения в водах содержаний  $HCO_3^-$  на первых этапах взаимодействия воды с породой и последующего концентрирования в растворах ионов  $SO_4^{2-}$  с ростом минерализации вод (см. табл. 4.20). Появление сульфатных ионов в подземных водах рассматриваемых бассейнов обусловлено окислением сульфидов, содержащихся в породах надугольной и угольной толщ, что подтверждено ниже (см. разд. 4.4) результатами физико-химического моделирования.

**Таблица 4.20. Соотношения химических элементов в типах подземных вод районов ликвидированных шахт**

Тип воды	Раздоль- ненский бас.	Тип воды	Парти- занский бас.	Подго- роднен- ское м-ие	Шкотов- ское м-ие	Хасан- ское м-ие	Сахалин- ский бас.
<b>rCa / rNa</b>							
<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	2,70	<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	2,45	–	2,87	–	6,58
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	2,88	<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	1,55	–	2,22	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	0,38	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	0,55	–	0,05	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,68	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	0,10	0,06	0,10	0,03	0,14
<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,70	<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na</b>	0,05	0,06	–	–	0,06
<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Mg</b>	1,03	<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Na</b>	0,06	–	–	–	0,08
<b>SO<sub>4</sub>-Mg</b>	1,52	<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>	0,07	–	–	–	0,12
<b>rCa / rMg</b>							
<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	2,98	<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	4,25	–	4,33	–	10,56
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	1,92	<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	1,59	–	1,50	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	3,01	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	3,96	–	0,50	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,54	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	1,74	1,83	1,44	3,68	2,58
<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,66	<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na</b>	1,11	3,42	–	–	5,07
<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Mg</b>	0,75	<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Na</b>	1,15	–	–	–	2,90
<b>SO<sub>4</sub>-Mg</b>	1,31	<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>	2,23	–	–	–	2,72
<b>rNa / rMg</b>							
<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	1,10	<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	1,73	–	1,51	–	1,61
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,67	<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	1,03	–	0,68	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	7,98	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	7,17	–	10,62	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,79	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	17,82	28,80	14,08	117,0	18,28
<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	0,94	<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na</b>	24,27	56,48	–	–	91,82
<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Mg</b>	0,73	<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Na</b>	20,16	–	–	–	37,23
<b>SO<sub>4</sub>-Mg</b>	0,86	<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>	33,65	–	–	–	23,09
<b>rHCO<sub>3</sub><sup>-</sup> / rSO<sub>4</sub><sup>2-</sup></b>							
<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	19,23	<b>HCO<sub>3</sub>-Ca</b>	8,02	–	14,58	–	7,89
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	35,12	<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	5,81	–	6,96	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	33,51	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	6,82	–	202,63	–	–
<b>HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	3,54	<b>HCO<sub>3</sub>-Na</b>	9,07	9,02	23,52	18,30	8,04
<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Mg</b>	1,07	<b>SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na</b>	1,27	2,32	–	–	1,13
<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Mg</b>	0,86	<b>HCO<sub>3</sub>-SO<sub>4</sub>-Na</b>	0,70	–	–	–	0,85
<b>SO<sub>4</sub>-Mg</b>	0,57	<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>	0,52	–	–	–	0,63

**Примечание.** Синим цветом выделены типы вод природного комплекса, красным – типы вод техногенного комплекса; прочерк – тип не выделен; r – концентрация компонента в мг-экв/дм<sup>3</sup>.

Содержания химических элементов в водах контролируют вторичные минералы. Это подтверждается расчетами значений индексов неравновесности подземных вод к различным минералам (табл. 4.21), выполненными с использованием базы MInteq программного комплекса AquaChem V. 5.1 [2006].

Таблица 4.21. Степень насыщения подземных вод угольных бассейнов Приморья и Сахалина к минералам (индекс неравновесности)

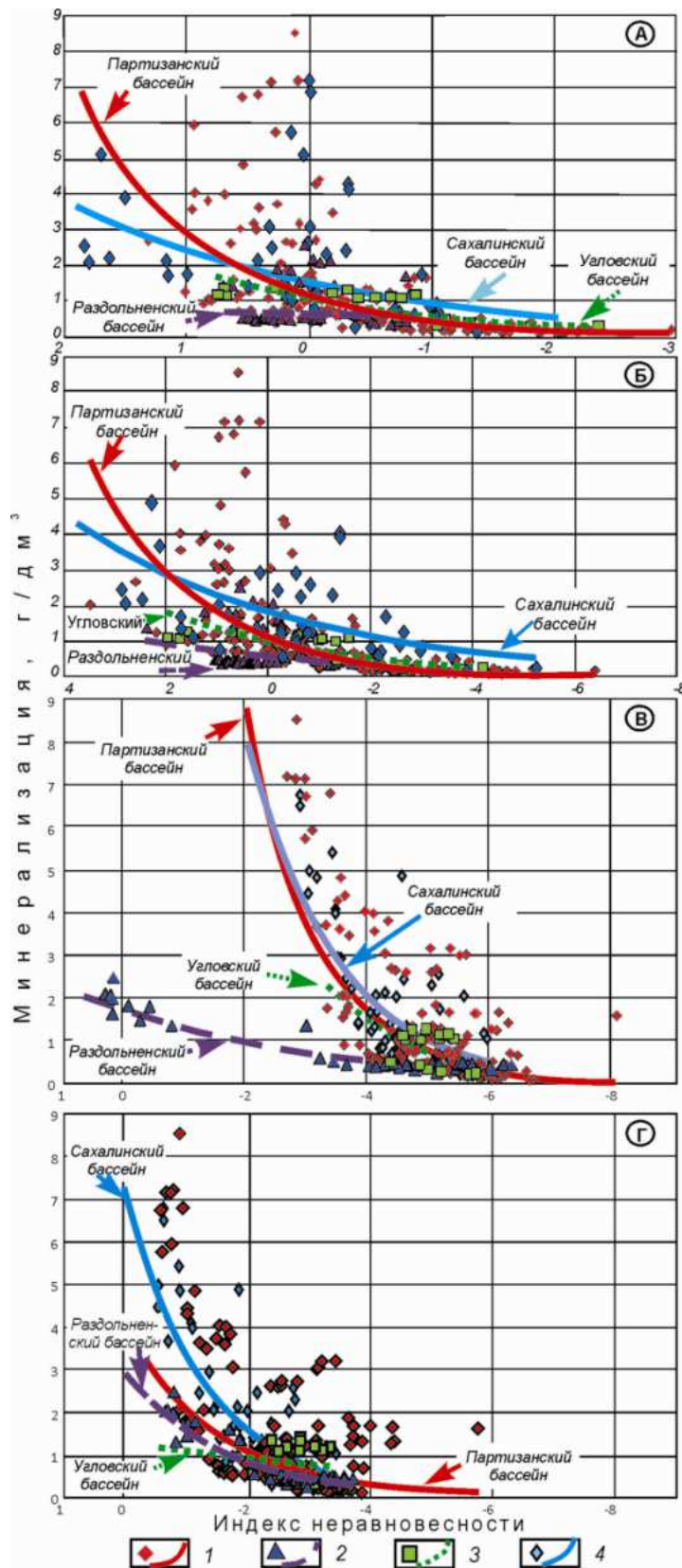
Минералы	Приморье						Сахалин	
	Раздольненский бассейн (Липовецкое и Ильичевское месторождения)		Партизанский бассейн и Подгородненское месторождение		Шкотовского месторождение, Угловский бассейн		Мгачи, Бошняковское, Макаровское, Горнозаводское	
	природные	техногенные	природные	техногенные	природные	техногенные	природные	техногенные
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Карбонаты</i>								
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит	-0,06	0,43	-2,24	0,64	-2,66	0,04	-2,07	0,37
$\text{CaCO}_3$ – кальцит	0,01	-8,30	-1,04	0,50	-1,35	-0,02	-0,40	0,56
$\text{CaCO}_3$ – арагонит	-0,19	-0,11	-1,23	0,31	-1,56	-0,24	-0,61	0,34
$\text{FeCO}_3$ – сидерит	-0,37	0,23	-0,72	0,33	-0,42	0,88	н.д.	0,47
$\text{CdCO}_3$ – отавит	-0,91	-2,09	-1,62	0,28	-2,51	-0,64	-1,97	0,07
$\text{MnCO}_3$ – родохрозит	-0,45	0,06	-0,98	0,19	-1,28	0,10	-2,91	0,12
$\text{PbCO}_3$ – церрусит	-0,60	-0,54	-0,83	-0,21	-2,32	-0,48	-1,43	-0,08
$\text{MgCO}_3$ – магнезит	-0,91	-0,34	-2,20	-0,28	-2,15	-0,61	-1,92	-0,24
$\text{SrCO}_3$ – стронцианит	н.д.	н.д.	н.д.	-1,01	н.д.	н.д.	н.д.	-1,10
$\text{ZnCO}_3$ – смитсонит	-1,72	-1,94	-2,31	-1,22	-2,67	-1,87	-3,38	-1,42
$\text{Cu}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3$ – малахит	-0,58	-0,24	-1,33	-1,61	-2,57	-0,67	-3,18	-0,55
$\text{CaMg}_3(\text{CO}_3)_4$ – гунтит	-4,57	-3,30	-9,00	-1,72	-9,66	-4,22	-8,01	-2,54
$\text{Pb}_3(\text{OH})_2(\text{CO}_3)_2$ – гидроцеррусит	-2,39	-3,35	-3,28	-1,76	-8,28	-2,87	-5,01	-1,48
$\text{BaCO}_3$ – витерит	н.д.	н.д.	н.д.	-1,80	н.д.	н.д.	-3,73	-2,54
$\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – несквегонит	-3,97	-3,55	-5,12	-3,21	-5,21	-3,81	-4,97	-3,44
$\text{Cu}_3(\text{OH})_2(\text{CO}_3)_2$ – азурит	-3,45	-3,15	-3,71	-3,95	-6,06	-3,95	-7,27	-3,86
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – натрон	-9,62	-8,25	-10,93	-6,27	-11,15	-6,88	-11,01	-6,00
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – термонаитрит	-12,03	-10,90	-13,11	-8,44	-13,56	-9,53	-13,42	-8,66
$\text{Mg}_5(\text{CO}_3)_4(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ – гидромагнезит	-14,51	-13,64	-20,41	-11,18	-21,45	-14,64	н.д.	н.д.
<i>Сульфаты</i>								
$\text{BaSO}_4$ – барит	н.д.	н.д.	н.д.	1,63	н.д.	н.д.	-0,44	0,98
$(\text{H}_3\text{O})\text{Fe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – гидроязозит	-5,88	-5,30	-4,89	-0,49	-6,63	-5,15	н.д.	-3,74
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс	-2,86	-0,88	-2,83	-1,38	-2,75	-2,75	-2,45	-1,30

Продолжение табл. 4.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\text{CaSO}_4$ – ангидрит	-3,16	-1,21	-3,10	-1,65	-3,05	-3,07	-2,75	-1,62
$\text{SrSO}_4$ – целестит	н.д.	н.д.	н.д.	-1,69	н.д.	н.д.	н.д.	-1,80
$\text{PbSO}_4$ – англезит	-5,08	-3,20	-4,16	-3,62	-5,32	-4,88	-5,08	-3,61
$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – эпсомит	-5,35	-2,96	-5,50	-3,68	-5,11	-4,96	-5,53	-3,72
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – мирабилит	-8,79	-5,52	-9,03	-4,46	-8,85	-5,89	-9,35	-4,14
$\text{PbO} \cdot \text{PbSO}_4$ – ларнакит	-6,03	-5,19	-5,59	-4,78	-8,73	-6,50	-7,00	-4,64
$\text{NaFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – натриевый ярозит	-1,72	-0,76	-1,74	4,82	-3,59	0,24	н.д.	2,18
$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – мелантерит	-7,24	-4,67	-6,59	-5,63	-5,81	-5,75	н.д.	-5,29
$\text{Na}_2\text{SO}_4$ – тенардит	-10,76	-7,77	-10,73	-6,16	-10,82	-8,14	-11,33	-6,39
$\text{ZnSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – госларит	-8,58	-6,86	-8,15	-7,16	-8,06	-8,52	-9,41	-7,20
$\text{ZnSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – бианкит	-8,92	-7,24	-8,45	-7,45	-8,40	-8,90	-9,75	-7,58
$\text{Cu}_3(\text{OH})_4\text{SO}_4$ – антлерит	-7,12	-5,59	-7,00	-7,67	-9,00	-7,81	-10,26	-6,66
$\text{Cu}_4(\text{OH})_6\text{SO}_4$ – брочанкит	-7,71	-7,24	-7,44	-8,42	-10,95	-9,52	-12,22	-8,22
$\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ – хальканзит	-9,80	-7,42	-8,76	-8,81	-8,95	-9,53	-10,21	-8,69
$\text{ZnSO}_4$ – цинкозит	-15,11	-13,69	-14,38	-13,39	-10,16	-15,35	-15,94	-14,03
<i>Хлориды</i>								
$\text{PbOHCl}$ – лауринит	-5,18	-5,44	-5,09	-5,22	-6,93	-5,77	-5,72	-4,48
$\text{Cu}_2(\text{OH})_3\text{Cl}$ – атакамит	-4,98	-5,43	-4,96	-5,99	-7,00	-6,25	-7,29	-5,24
$\text{CuCl}$ – нантокит	-6,23	-5,36	-5,41	-6,73	-5,96	-6,57	-6,83	-5,95
$\text{PbCl}_2$ – ютуннит	-10,78	-10,28	-10,10	-10,65	-11,83	-11,33	-10,90	-9,33
<i>Гидроксиды</i>								
$\text{FeOOH}$ – гоезит	6,65	5,04	5,90	7,20	4,93	6,47	н.д.	6,48
$\text{FeOOH}$ – лепидокрокит	6,14	4,72	5,20	6,50	4,41	6,15	н.д.	6,16
$\text{Fe}(\text{OH})_3$ – ферригидрит	3,87	2,22	3,16	4,46	2,15	3,65	н.д.	3,66
$\text{Mg}(\text{OH})_2$ – брусит	-5,53	-6,32	-6,84	-5,27	-7,51	-6,26	-6,68	-5,71
$\text{Mn}(\text{OH})_2$ – пирокроит	-6,31	-7,03	-6,97	-6,15	-7,88	-6,66	-8,90	-6,46
$\text{UO}_2(\text{OH})_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – скупит	н.д.	н.д.	н.д.	-9,81	н.д.	н.д.	н.д.	-9,41
$\text{Ca}(\text{OH})_2$ – портландит	-11,51	-12,73	-12,62	-11,42	-13,61	-12,53	-12,06	-11,77
$\text{MnOOH}$ – манганит	-4,22	-5,20	-5,85	-4,42	-6,72	-4,38	-7,16	-3,94
<i>Оксиды</i>								

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\text{Fe}_3\text{O}_4$ – магнетит	20,34	16,56	18,28	21,57	16,09	20,39	н.д.	20,18
$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – гематит	15,66	12,41	14,18	16,77	12,21	15,26	н.д.	15,28
$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – магхемит	8,64	5,80	6,76	9,35	5,19	8,65	н.д.	13,72
$\text{CuFeO}_2$ – купроусферрит	14,28	12,87	13,66	14,5	12,12	13,79	н.д.	7,80
$\text{Fe}_2\text{MgO}_4$ – магнезиоферрит	н.д.	4,32	5,80	9,97	3,05	7,23	н.д.	8,67
$\text{CuO}$ – тенорит	-0,96	-1,59	-1,24	-1,55	-2,33	-1,64	-2,33	-1,49
$\text{ZnO}$ – цинкит	-3,00	-4,39	-3,80	-3,06	-4,70	-3,99	-4,80	-3,36
$\text{Cu}_2\text{O}$ – куприт	-3,45	-3,74	-2,52	-4,34	-4,32	-4,75	-5,51	-4,91
$\text{NiO}$ – бунсенит	н.д.	н.д.	н.д.	-6,18	н.д.	-6,33	-6,14	-5,44
$\text{PbO}$ – массикот	-6,69	-7,84	-7,07	-6,79	-9,14	-7,46	-7,66	-6,88
$\text{CdO}$ – монтепонит	-8,14	-10,57	-8,97	-7,41	-10,48	-8,81	-9,34	-7,91
$\text{MnO}_2$ – пиролюзит	-10,27	-12,68	-11,72	-9,69	-13,71	-11,42	-13,55	-10,74
$\text{MgO}$ – периклаз	-10,49	-11,41	-11,69	-10,12	-12,47	-11,35	-11,64	-10,80
$\text{Mn}_2\text{O}_3$ – биксбуит	-14,05	-19,29	-14,14	-11,29	-19,06	-17,66	-19,94	-16,79
$\text{Mn}_3\text{O}_4$ – гаусманнит	-11,87	-15,58	-14,79	-11,11	-18,45	-13,59	-20,35	-12,51
$\text{MnO}_2$ – нсутит	-12,83	-15,82	-13,73	-11,70	-16,27	-14,55	-16,12	-13,88
$\text{MnO}_2$ – бирнессит	-13,42	-16,41	-14,31	-12,29	-16,86	-15,14	-16,70	-14,47
$\text{CuFe}_2\text{O}_4$ – куприкферрит	14,83	10,91	13,13	15,42	10,02	13,71	н.д.	13,88
<i>Галагениды</i>								
$\text{NaCl}$ – галит	-8,16	-7,36	-8,27	-6,52	-8,59	-7,22	-8,50	-5,99
<i>Силикаты</i>								
$\text{Fe}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ – гриналит	2,06	1,13	-0,46	1,55	-0,07	3,92	н.д.	3,06
$\text{SiO}_2$ – халцедон	0,13	0,15	0,05	0,01	0,25	0,07	0,34	-0,02
$\text{SiO}_2$ – кварц	0,59	0,62	0,50	0,46	0,72	0,55	0,80	0,46
$\text{SiO}_2$ – кристобалит	-0,07	-0,05	-0,15	-0,19	0,05	-0,12	0,14	-0,21
$\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – аморфн. $\text{SiO}_2$	-0,75	-0,75	-0,81	-0,85	-0,62	-0,82	-0,54	-0,91
$\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ – хризолит	-4,44	-6,45	-8,87	-4,23	-10,14	-6,42	-7,47	-4,96
<i>Фториды</i>								
$\text{CaF}_2$ – флюорит	-2,66	-3,04	-2,34	-2,05	-2,07	-2,04	-2,61	-2,34
$\text{PbClF}$ – матлокит	-8,02	-7,98	-7,11	-7,70	-8,43	-7,91	-8,26	-7,15





**Рис. 4.34. Зависимость значений индексов неравновесности кальцита (А) и доломита (Б), эпсомита (В) и гипса (Г) от минерализации подземных вод района в ликвидированных шахт угольных бассейнов Приморья и Сахалина (1 – Партизанского; 2 – Раздольненского; 3 – Угловского; 4 – Сахалинского)**

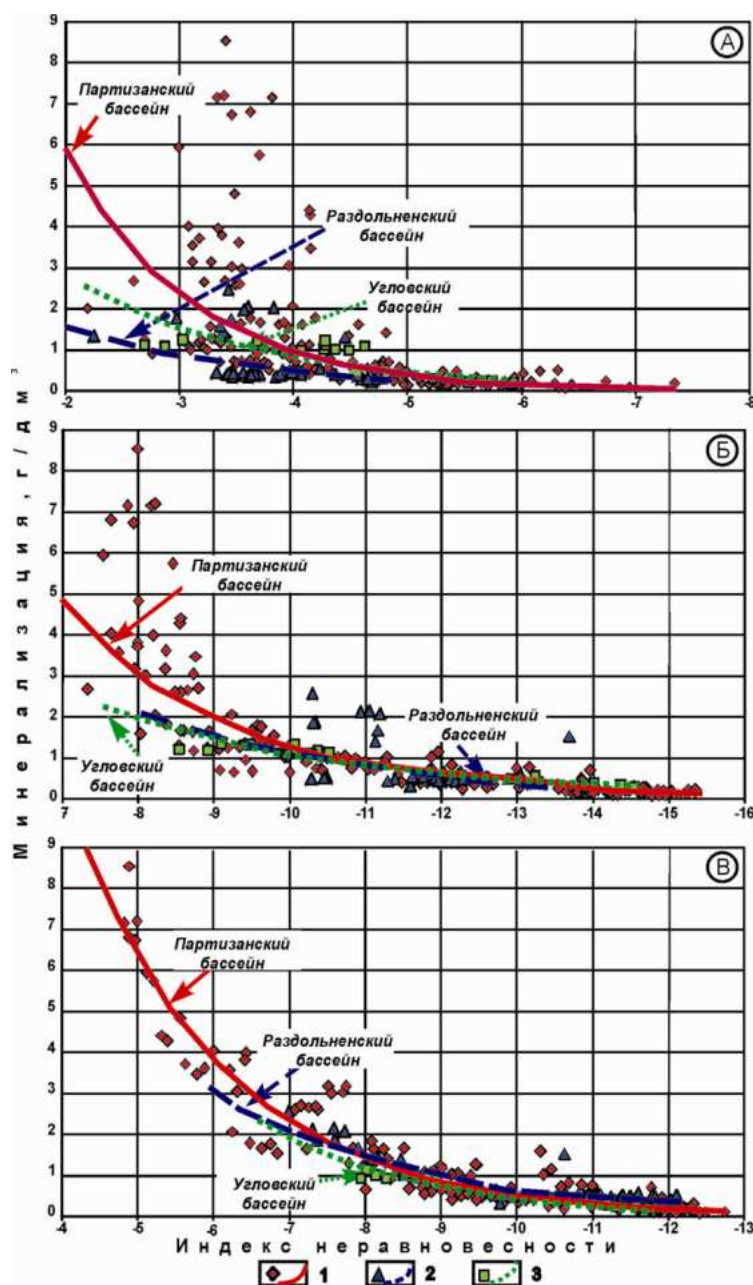
Интерпретация полученных данных термодинамических расчетов, сопоставление индексов неравновесности минералов и графики зависимости степени насыщения карбонатными и сульфатными минералами рассматриваемых подземных вод от их минерализации позволяют определить параметры начала того или иного минералообразования. Установлена четкая зависимость значений индексов неравновесности вторичных минералов от общей минерализации воды. Показано, что подземные воды рассматриваемых бассейнов, имеющие минерализацию  $> 0,6 \text{ г/дм}^3$  насыщены карбонатами кальция, магния (рис. 4.34 А, Б) и марганца, что хорошо согласуется с положениями С.Л. Шварцева [1998] и др., касающимися поведения основных катионов в подземных водах различных ландшафтных зон.

Одними из первых из подземных вод рассматриваемых районов осаждаются кальцит, арагонит, доломит и родохрозит, что подтверждено натурными исследованиями (дифрактометр D8 Discover, аналитик Т.Б. Афанасьева).

В Раздольненском бассейне при минерализации вод  $> 1,5 \text{ г/дм}^3$

возможно их равновесие с сульфатом магния – эпсомитом (рис. 4.34 В). Это свидетельствует о том, что после осаждения карбонатов концентрация магния в растворе превосходит количество карбонатной щелочности, что способствует осаждению магния не только в карбонатной ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), но и в сульфатной ( $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ) форме.

Иная ситуация характерна для вод Партизанского, Угловского и Сахалинского бассейнов, где после осаждения  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  концентрация кальция и

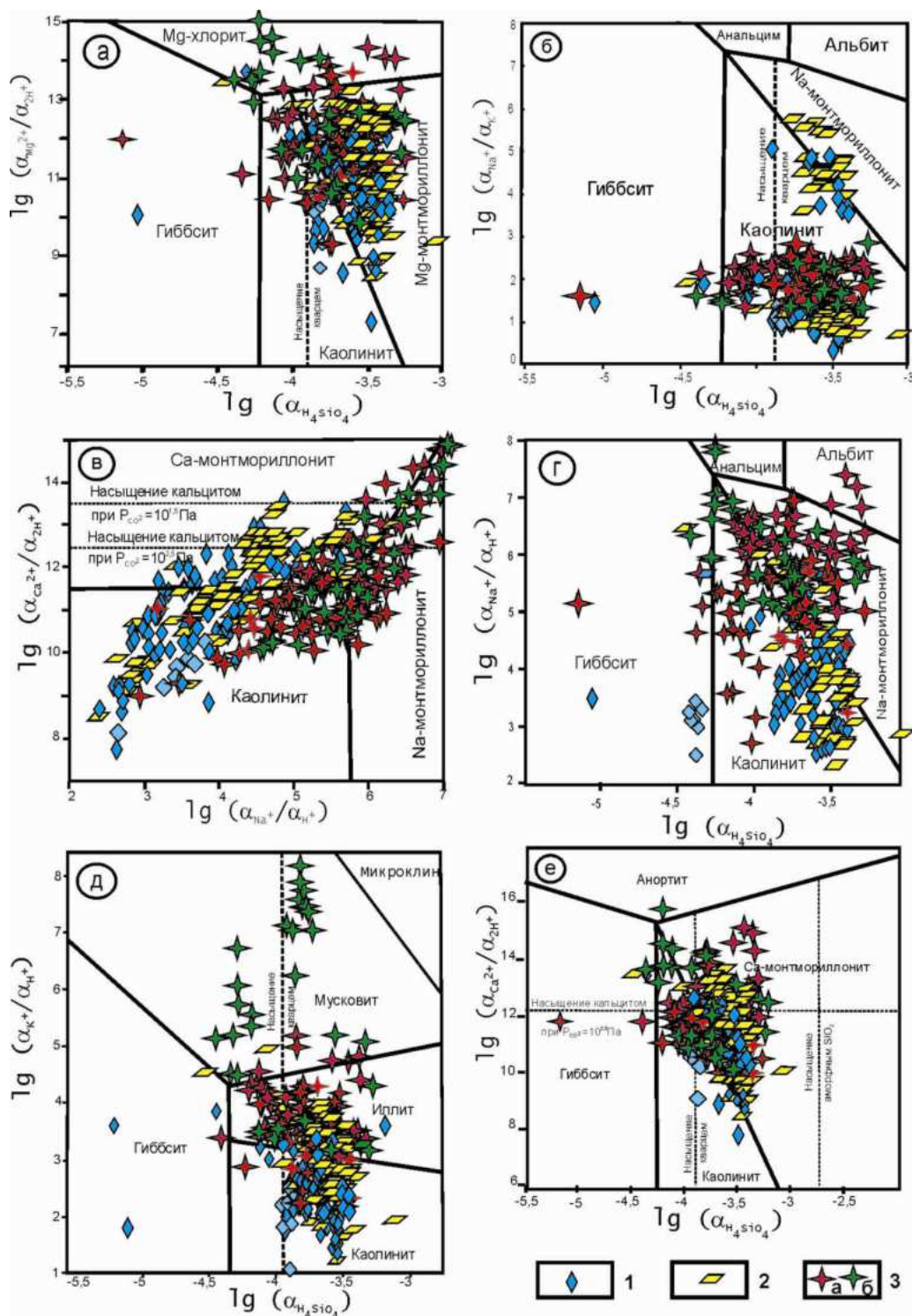


**Рис. 4.35.** Зависимости степени насыщения подземных вод угольных бассейнов Приморья (1 – Партизанского; 2 – Раздольненского; 3 – Угловского) нескветонитом (А), термонаритом (Б) и тенардитом (В) от минерализации

карбонатная щелочность становятся меньше, а содержания  $\text{SO}_4^{-2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$  увеличиваются недостаточно быстро. Осаждения в данных условиях сульфатов кальция (рис. 4.34 Г) и магния, а также сульфатов и карбонатов натрия (рис. 4.35) не происходит, что способствует накоплению  $\text{Na}^+$  и  $\text{SO}_4^{-2}$  в растворе.

Все рассматриваемые воды крайне недонасыщены относительно первичных алюмосиликатов и равновесны с вторичными минералами (рис. 4.36). Сам по себе факт неравновесности воды с эндогенными алюмосиликатами в условиях зоны гипергенеза уже, конечно, не является уникальным и хорошо согласуется с существующими представлениями [Шварцев, 1978, 1991, 1998, 2008; Драйвер, 1985; Геологическая эволюция ..., 2005, 2007; Геохимия подземных вод ..., 2004 и др.], тем не менее на диаграммах наблюдается четкая смена состава

рассматриваемых подземных вод при их движении в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт, и изменение состава вторичной минеральной фазы (с.м. рис. 4.36).



**Рис. 4.36. Диаграммы равновесия основных минералов с нанесением данных по составу подземных вод районов ликвидированных шахт: (1 – аллювиального горизонта; 2 – трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов; 3 – техногенного водоносного комплекса Приморья (а) и Сахалина (б)): а – система  $H_2O-MgO-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$ ; б – система  $H_2O-Al_2O_3-Na_2O-CO_2-SiO_2$ ; в – система  $H_2O-Al_2O_3-CaO_2-Na_2O-CO_2-SiO_2$ ; г – система  $H_2O-Na_2O-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$ ; д – система  $H_2O-K_2O-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$ ; е – система  $H_2O-CaO-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$**

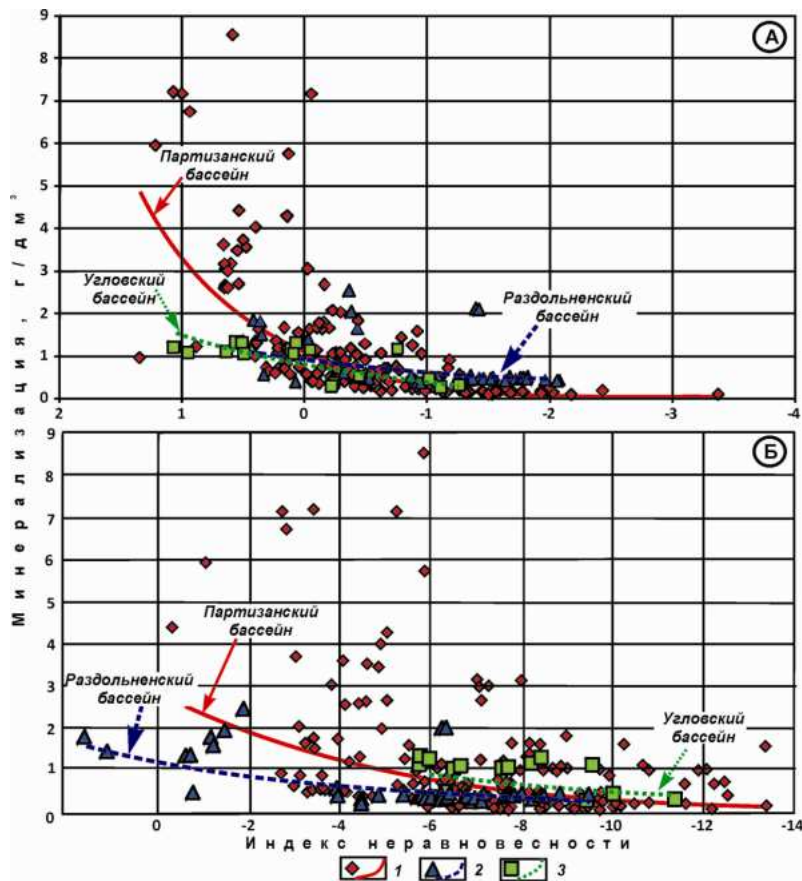
Такие элементы как  $Fe_{обм}$ ,  $Al$ ,  $Si^{+2}$  мало подвижны в слабощелочных растворах, поэтому резкого их накопления не наблюдается, однако именно эти компоненты дают начало новым минеральным фазам. Практически все рассматриваемые воды равновесны с каолинитом. Дальнейшее взаимодействие воды с породой приводит к росту содержания подвижных катионов. При увеличении концентраций в растворе магния, кальция и натрия образуются монтмориллониты и хлорит (рис. 4.36 а–г, е).

Под воздействием ионов  $K^+$ , связанных с анионитами слабых кислот ( $HCO_3^-$ ), формируются иллит и мусковит (рис. 4.36 е). О возможности равновесия подземных вод зоны гипергенеза с мусковитом свидетельствуют работы Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста [1968], Дж. Дривера [1985], С.Л. Шварцева с соавторами [Геологическая эволюция и самоорганизация ..., 2005], С.Р. Крайнова с соавторами [Геохимия подземных вод ..., 2004]. По их мнению, мусковит образуется при растворении калиевого полевого шпата (микроклина):  $1,5 KAlSi_3O_8 + H^+ + 6H_2O = 0,5 KAl_3Si_3O_{10}(OH)_2 + 3H_4SiO_4 + K^+$ , при минерализации воды  $> 1$  г/дм<sup>3</sup>. В рассматриваемом районе микроклин является распространенным минералом водовмещающих пород.

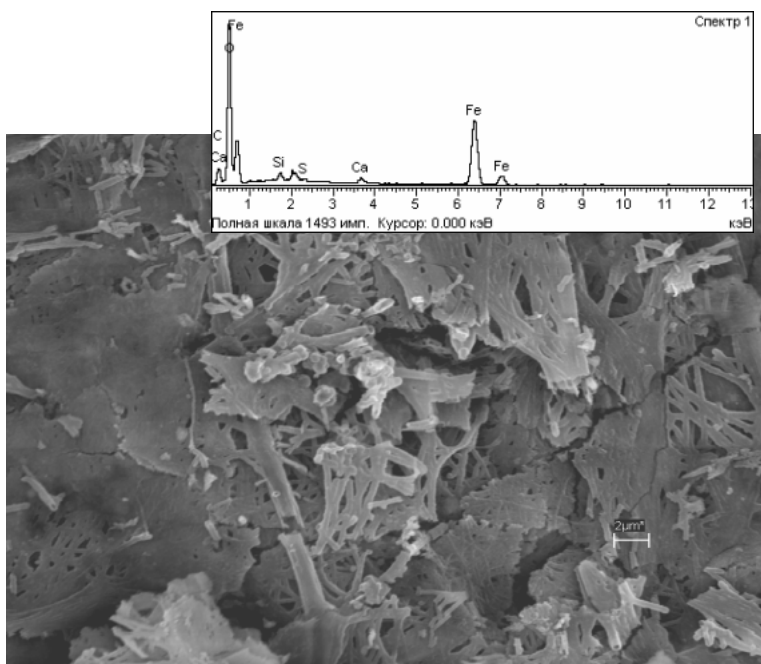
При минерализации воды  $> 4$  г/дм<sup>3</sup> достигается равновесие к анальциму (рис. 4.36 г), который является характерным минералом щелочных натриевых вод, и его наличие, по утверждению Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста [1968], может свидетельствовать о формировании аморфного кремнезема.

Названными соединениями не ограничивается разнообразие осаждающихся минеральных фаз. Подземные воды равновесны с различными соединениями железа, меди, магния и цинка. Главным источником железа подземных вод рассматриваемых районов выступают алюмосиликатные минералы осадочных пород, среди которых доминируют роговые обманки, пироксены, биотит, эпидот и др. Их растворение обеспечивает перевод химических элементов, включая железо, в водный раствор. Железо в рассматриваемых условиях существует в двух степенях окисления ( $Fe^{2+}$  и  $Fe^{3+}$ ) и, как видно из табл. 4.19, переносится водными растворами в виде ионов  $Fe^{2+}$  и соединений  $FeHCO_3$ ,  $FeSO_4$ ,  $FeOH$ , а также в виде ионов  $Fe^{3+}$  и комплексов  $Fe(OH)_2^-$ ,  $Fe(OH)_3^-$ ,  $Fe(OH)_4^-$ , которые в условиях слабощелочной среды образуют сидерит ( $FeCO_3$ ) (рис. 4.37 А, 4.38).

Сульфатные воды, как правило, достигают равновесия с сульфатами железа, например, воды природно-техногенных структур Раздольненского бассейна равновесны с гидрогрозитом  $(H_3O)Fe_3(SO_4)_2(OH)_4$  (рис. 4.37 Б).



**Рис. 4.37. Зависимость степени насыщения подземных вод угольных бассейнов Приморского края (1 – Партизанского; 2 – Раздольненского; 3 – Угловского) сидеритом (А) и гидрохлоритом (Б) от минерализации**



**Рис. 4.38. Морфология сидерита**

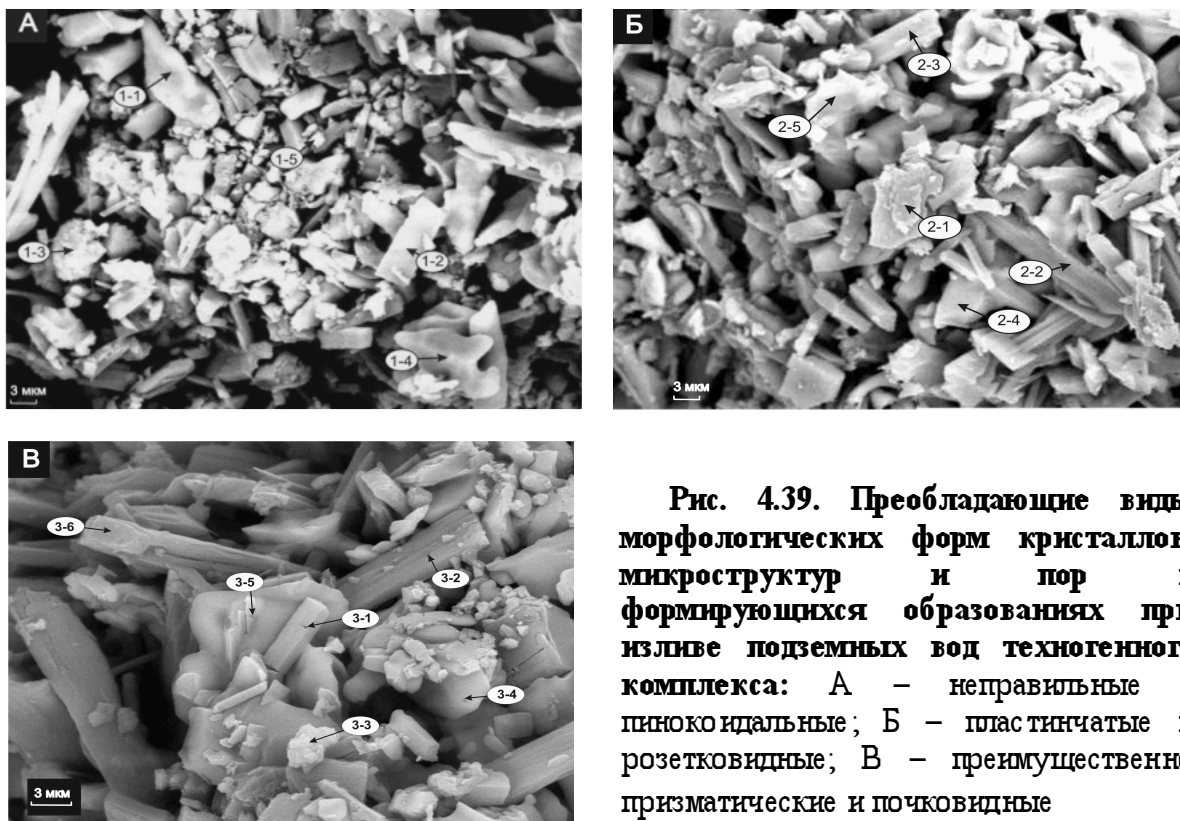
В местах изливов вод техногенного комплекса в условиях земной поверхности, наступает равновесие рассматриваемых вод с рядом натриевых, кальциевых и магниевых минералов. Происходит осаждение тенардита ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ), термонатрита ( $\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), несквегонита ( $\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ ), арагонита ( $\text{CaCO}_3$ ) и доломита ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) [Тарасенко и др., 2009, 2013]. Рентгенофазовым анализом (дифрактометр D8 Discover, аналитик Т.Б. Афанасьева, ДВГИ) обнаружены новообразования такого редкого минерала, как гейлуссит (англ. *gaylussite*, нем. *gaylussit*)  $\text{Na}_2\text{Ca}(\text{CO}_3)_2 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$  – водный карбонат натрия и кальция островного строения.

Тенардит и несквегонит (табл. 4.22) в местах выхода вод техногенного комплекса на земную поверхность формируются в виде хорошо окристаллизованных призматических, пластинчатых и пинокоидальных кристаллов, встречаются почковидные, розетковидные и неправильные формы (рис. 4.39, 4.40).

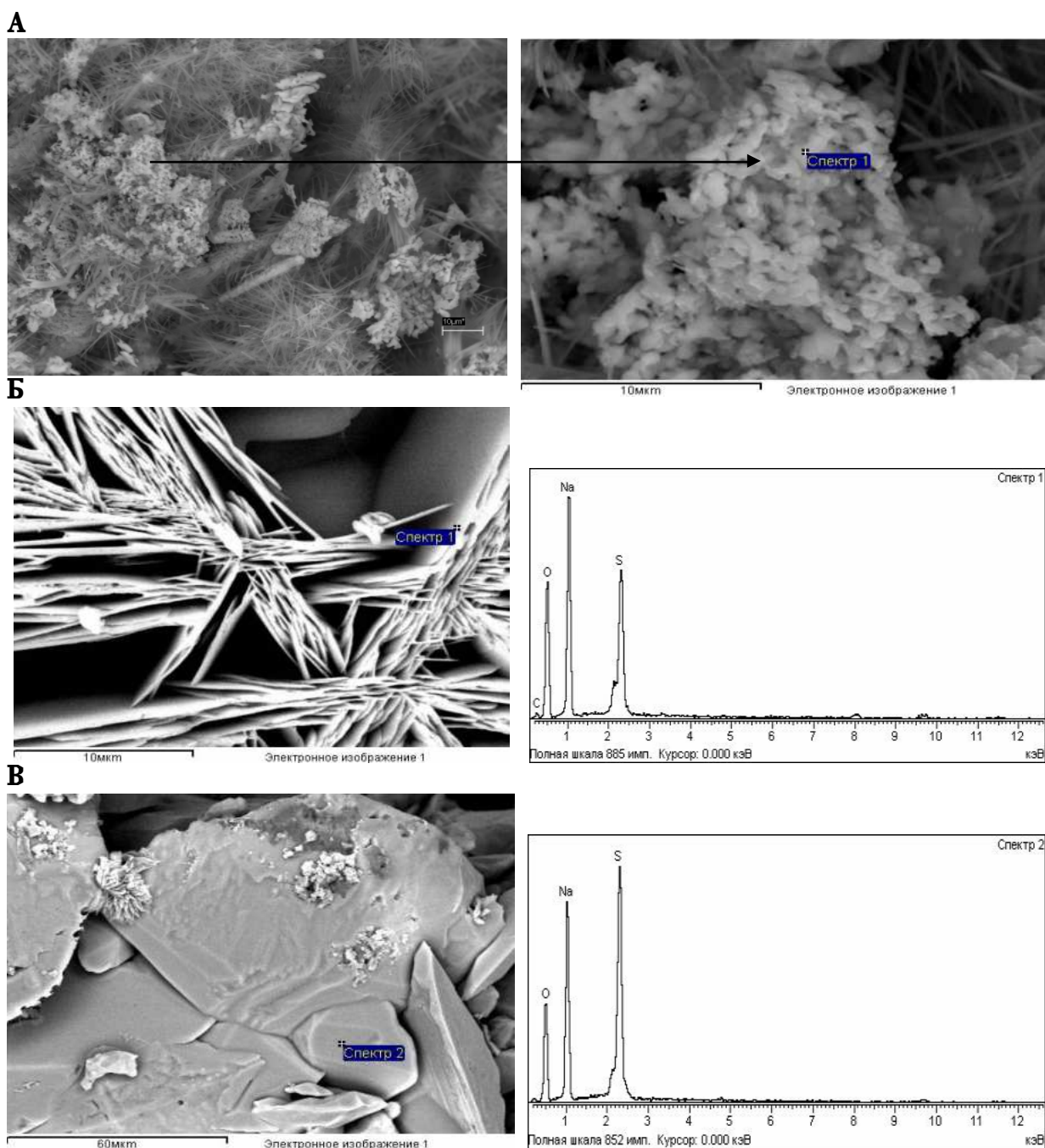
**Таблица 4.22. Состав новообразованных минеральных фаз (шахта «Мгачи»)**

Номер точки исследования	Элемент, масс. %							
	C	O	Na	Mg	Al	S	Cl	Ca
1-1	–	42,33	25,05	–	–	32,61	–	–
1-2	–	53,05	28,75	–	–	18,20	–	–
1-3	17,70	51,24	19,09	4,58	–	1,22	5,25	0,93
1-4	–	49,85	28,61	6,49	–	4,44	10,60	–
1-5	–	57,14	27,02	–	–	14,65	1,19	–
2-1	21,00	58,10	19,10	–	0,41	1,18	0,22	–
2-2	30,26	48,27	12,28	–	–	9,19	–	–
2-3	12,71	55,14	21,51	–	4,08	6,56	–	–
2-4	11,87	45,93	20,54	–	–	21,67	–	–
2-5	–	53,11	29,40	–	–	17,48	–	–
3-1	13,99	54,80	20,74	–	1,76	8,70	–	–
3-2	16,16	51,59	18,45	–	4,54	9,26	–	–
3-3	16,11	53,86	18,42	3,38	1,30	4,88	2,04	–
3-4	–	54,11	28,66	–	–	17,23	–	–
3-5	18,16	48,85	18,88	–	1,57	12,53	–	–
3-6	17,89	56,64	20,84	0,82	1,35	2,02	0,43	–

**Примечание.** Номера точек исследований соответствуют номерам на рис. 4.39.



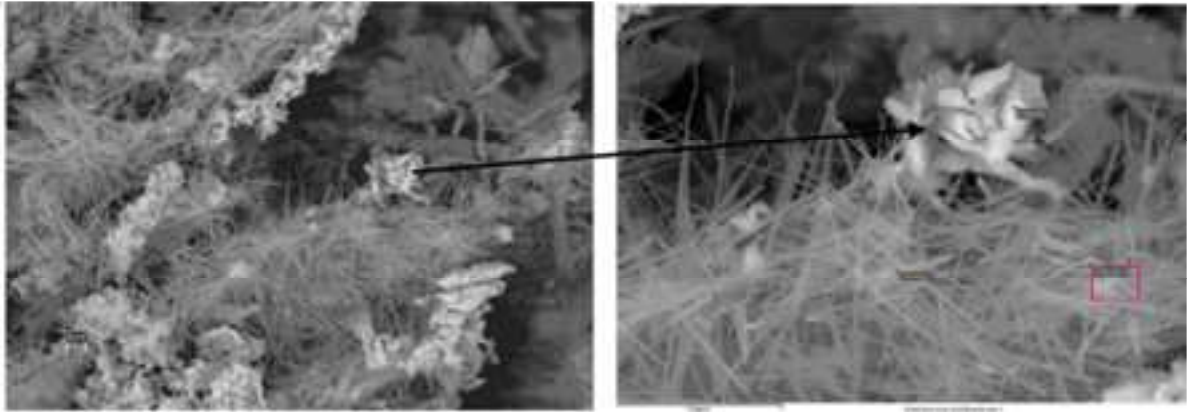
**Рис. 4.39. Преобладающие виды морфологических форм кристаллов, микроструктур и пор в формирующихся образованиях при изливе подземных вод техногенного комплекса: А – неправильные и игольчатые; Б – пластинчатые и розетковидные; В – преимущественно призматические и почковидные**



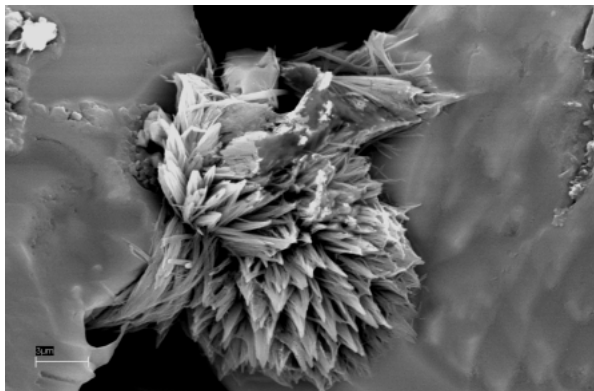
**Рис. 4.40. Морфология тенардита:** А – излив шахты «Подгороденская»; Б, В – шахты «Углекаменская»

Новообразования термонартрита образуют розетковые и игольчатые формы (рис. 4.41). Доломит имеет кристаллы неправильной формы, на которых формируется сноповидный арагонит (рис. 4.42). Для рассматриваемого арагонита характерны повышенные концентрации стронция. Это может свидетельствовать о малых значениях произведения растворимости карбонатов Sr. Насыщенность карбонатов стронцием – обычный факт, описанный в литературе, указывающий на возможность соосаждения стронция с карбонатами кальция до образования своих карбонатов [Геохимия подземных вод ..., 2004; Moise et al., 2007].

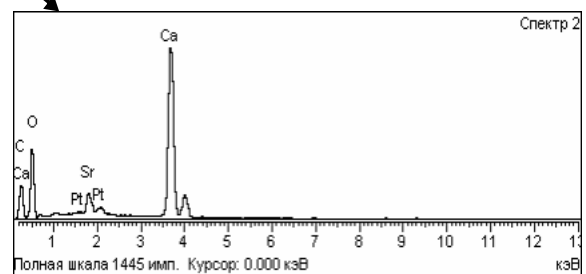
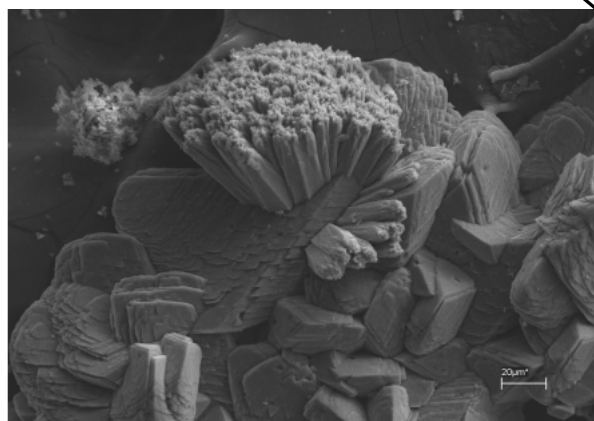
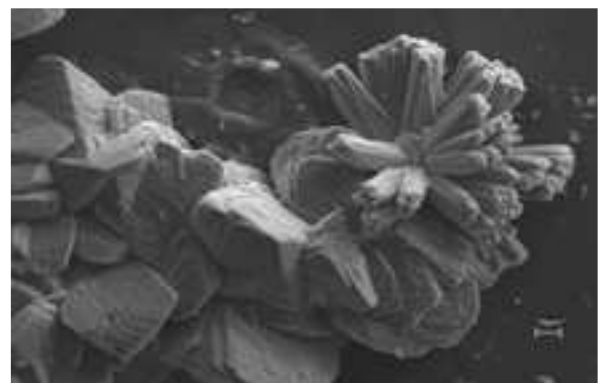
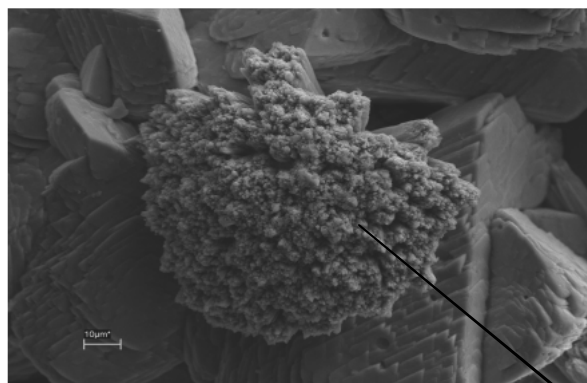
**А**



**Б**



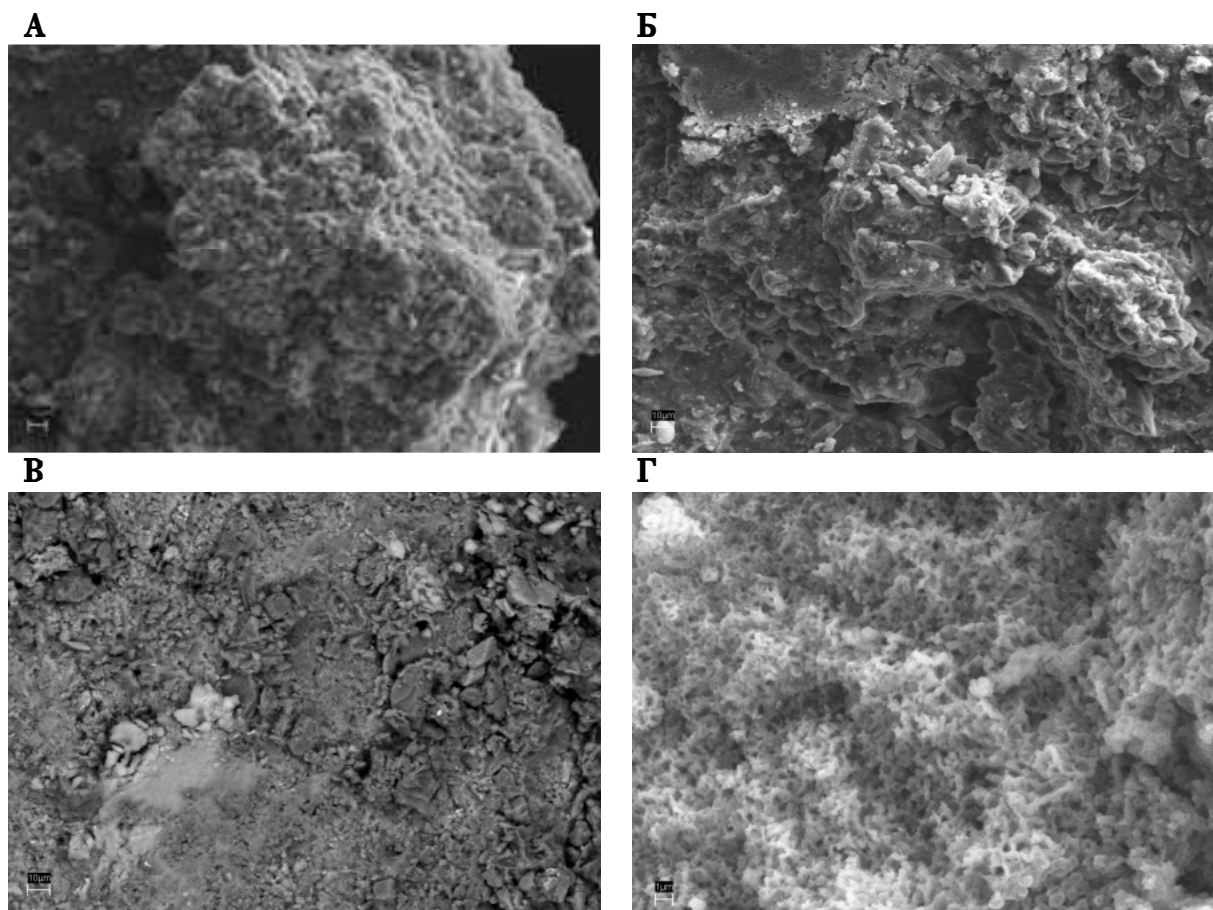
**Рис. 4.41. Морфология термонагрита: А – излив шахты «Подгороденская»; Б – шахты «Углекаменская»**



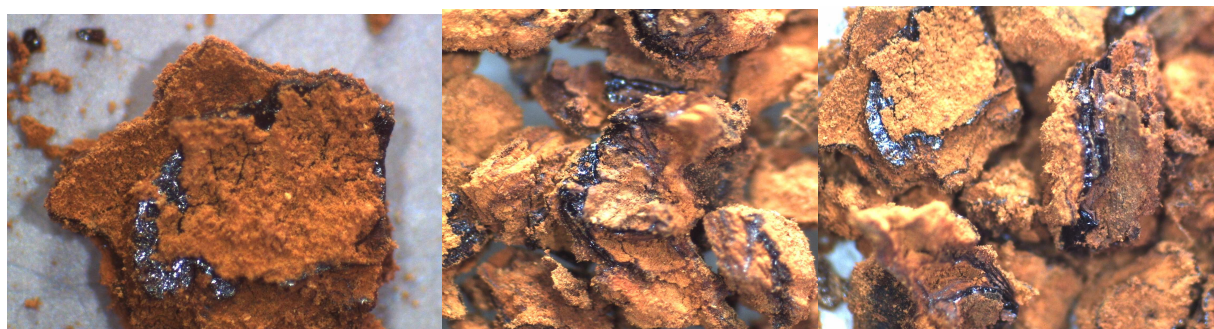
**Рис. 4.42. Рост сноповидных кристаллов арагонита на доломите**



Новоминералообразования на земной поверхности характеризуются варьирующей от плотной до рыхловатой упаковкой зерен с плохой сортировкой, наблюдаются скопления хорошо окристаллизованных мелкопористых кристаллов (рис. 4.43). Их морфологические особенности связаны главным образом с гидродинамической обстановкой осадко накопления [Тарасенко, Зиньков, 2010]. Охристые массы образуются в условиях динамического водного потока. При спокойном рассредоточенном водном потоке формируются слоистые и оолитовидные образования, в результате слеживания формируются корочки и примазки (рис. 4.44).

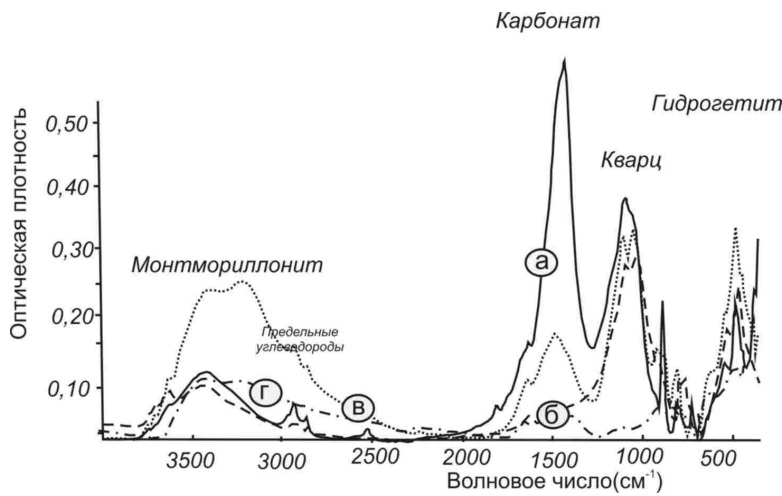


**Рис. 4.43. Особенности микроструктур и пор в формирующихся образованиях:** А, Б, В – относительно плотная упаковка с комковидной (А), пластинчатой с единичными представителями диатомей (Б) и пинокондальной (В) формами; Г – рыхловатая упаковка мелкопористых агрегатных скоплений кристаллов гидроксидов



**Рис. 4.44. Корочки и примазки минеральных новообразований**

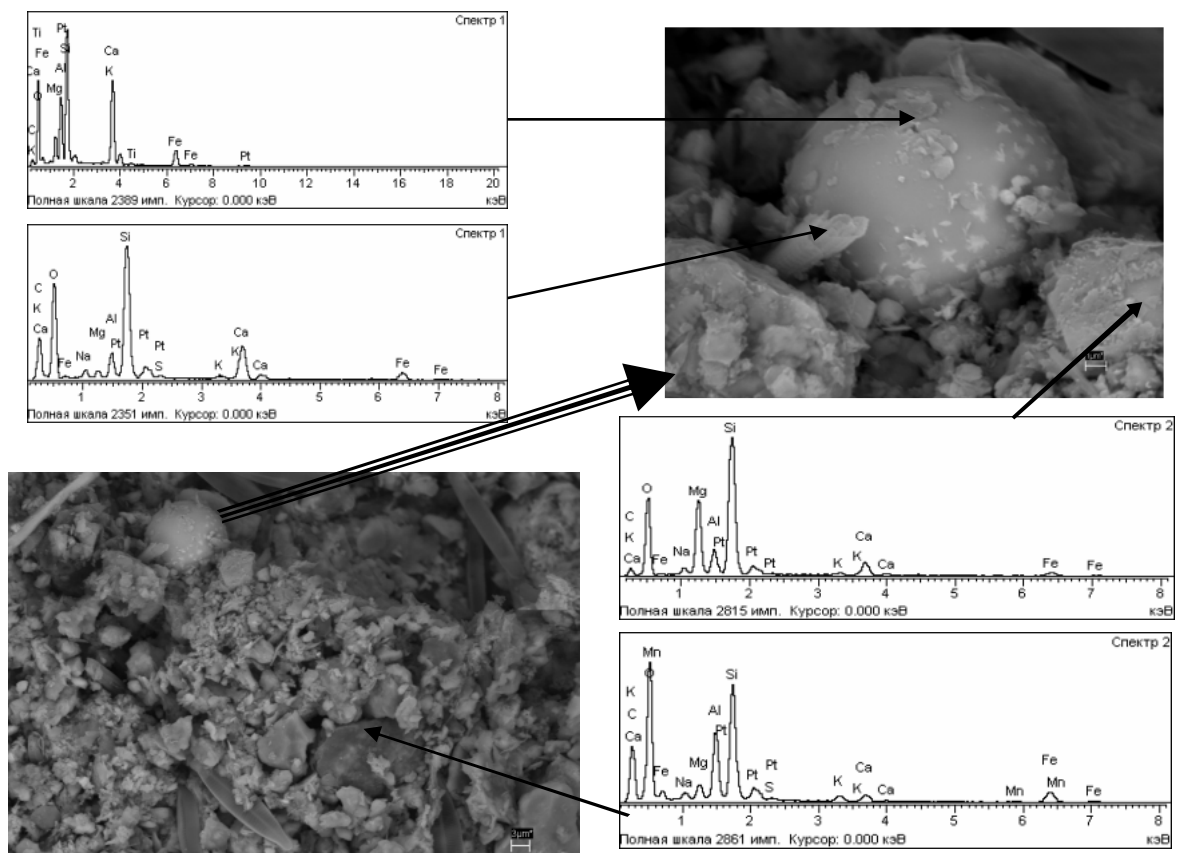
Определение фазового (минерального) состава тонкодисперстной фракции проб методом ИК Фурье-спектрометрии (аналитик В. Кононов, ДВГИ) позволило установить 4



разновидности минеральных смесей, а именно (рис. 4.45): 1) смесь карбоната, кварца и монтмориллонита (рис. 4.45 а); 2) смесь монтмориллонита и кварца с незначительной примесью гидроксидов железа (рис. 4.45 б); 3) смесь монтмориллонита, кварца и карбонатов с существенной примесью гидроксидов железа (рис. 4.45 в); 4) гидроксиды железа (рис. 4.45 г).

**Рис. 4.45. График фазового состава тонкодисперстной фракции проб (излив шахты «Углекаменская»): а, б, в, г – разновидности тонких минеральных смесей**

Глинистые минералы морфологически представляют собой слоистые образования (рис. 4.46).



**Рис. 4.46. Морфология силикатных минералообразований**

Формирующиеся минеральные новообразования помимо основных компонентов –  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Si}^{2+}$ ,  $\text{Fe}_{\text{обш}}$ ,  $\text{Al}$  – выводят из раствора и многие другие элементы. В гидрогенных образованиях Партизанского бассейна зафиксированы такие элементы, как  $\text{Be}$ ,  $\text{Sc}$ ,  $\text{Mn}$ ,  $\text{Pb}$ ,  $\text{Sn}$ ,  $\text{Ga}$ ,  $\text{V}$ ,  $\text{Ti}$ ,  $\text{Cu}$ ,  $\text{Zn}$ ,  $\text{Co}$ ,  $\text{Ni}$ ,  $\text{Zr}$ ,  $\text{Sr}$ ,  $\text{Cr}$  и  $\text{Ba}$  (табл. 4.23).

**Таблица 4.23. Концентрации элементов в гидрогенных образованиях (шахта «Углекаменская», Партизанский бассейн)**

Элемент	Концентрация элемента, %	Элемент	Концентрация элемента, %
Be	0,0001–0,0002	In	н.о.
As	н.о.	Bi	н.о.
Te	н.о.	Al	0,05→> 1
Sc	0,0003–0,0005	Mo	н.о.
P	н.о.	V	0,0006–0,004
Sb	н.о.	Ti	0,005–0,01
Pt	н.о.	Li	н.о.
Au	н.о.	Cu	0,0006–0,001
Ta	н.о.	Cd	н.о.
Tl	н.о.	Ag	н.о.
Mn	0,02–0,05	Na	0,1→0,1
Pb	0,0001–0,0002	Zn	0,003–0,005
Sn	0,0001	Co	0,001
Mg	0,01–0,07	Ni	0,0008–0,001
Si	0,4→ 1	Zr	0,007–0,01
Nb	н.о.	Ca	0,1–0,8
Ga	0,0009	K	0,1
W	н.о.	Sr	0,03–0,04
Fe	>> 1	Cr	0,0003–0,0007
Ge	н.о.	Ba	0,02–0,03

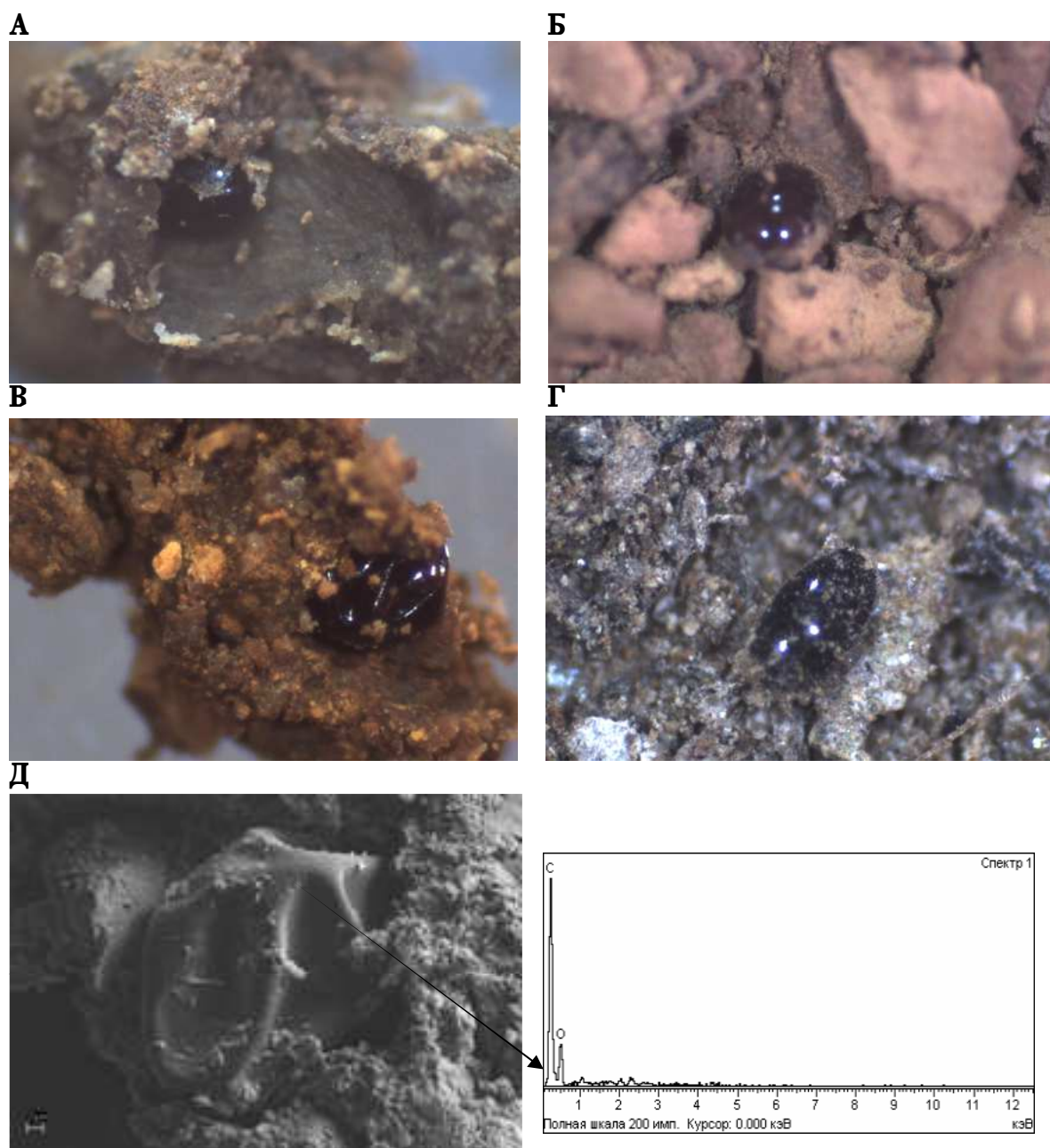
**Примечание.** Анализ выполнен в лаборатории рентгеновских методов ДВГИ ДВО РАН. Аналитики: Л.И. Азарова, В.И. Сеченская, Т.К. Бабова

Для вод как природного, так и техногенного комплекса рассматриваемых районов характерны повышенные содержания нефтепродуктов (см. гл. 6). В осадке изливов шахт «Углекаменская» и «Подгородненская» обнаружены углеводородные новообразования шарообразной формы смолянисто-черного цвета (рис. 4.47).

Причинами появления в водах нефтепродуктов могут являться как природные выделения нефти, различные процессы преобразования органического вещества, так и присадки или эмульсии, используемые ранее в качестве смазочных материалов, а также различные виды минеральных масел и топлива (табл. 4.24).

С.Л. Шварцев [1994] утверждал, что в осадочных бассейнах на значительной глубине в глинистых образованиях в процессе химического разложения воды вследствие взаимодействия воды с органическим веществом образуется водород. Донором

электронов при этом выступают не закисные соединения железа или другие металлы, а органическое вещество определенной стадии диагенеза. Образованный таким путем водород формирует углеводороды, а кислород воды – углекислый газ. Органическое вещество (уголь) под действием аэробного, а позднее и анаэробного окисления, по свидетельству В.Н. Холодова [1985], испытывает ряд характерных преобразований по пути утяжеления углеводородов и их трансформации в керитоподобные битумоиды.



**Рис. 4.47. Углеводородные соединения сферообразной формы в осадке подземных вод шахт Партизанского бассейна (А–В, Д) и шахты «Подгородненская» (Г)**

**Таблица 4.24. Изменение состава органических веществ в процессе движения подземных вод от внешних областей питания к глубоким водоносным горизонтам (по М.Е. Альтовскому, 1950) [Геохимия подземных вод ..., 2004]**

Исходное органическое вещество	Процесс преобразования органических веществ	Продукт преобразования органических веществ	Тип образующихся углеводородов
Целлюлоза	Биохимическое разложение Гидролиз	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>  Полисахариды, органические кислоты, парафиновые углеводороды	Углеводородные газы Легкие парафинистые нефти
Жирные кислоты	Биохимическое разложение Низкотемпературный катализ  Декарбоксилирование	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  Ароматические и нафтенно-ароматические углеводороды Парафиновые углеводороды	Углеводородные газы Тяжелые и ароматические нефти  Легкие парафинистые нефти
Гумусовые кислоты	Распад молекул, поликонденсация	Ароматические углеводороды, смолы	Тяжелые и ароматические нефти
Органические кислоты	Альдольное уплотнение	Парафиновые углеводороды, альгариты	Легкие парафинистые нефти
Разнообразные органические вещества	Каталитическая гидрогенизация  Биохимическое разложение в присутствии SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Разнообразные углеводороды  H <sub>2</sub> S, S	То же  Сернистые нефти
Аминокислоты с атомом серы	Восстановление	Метилмеркаптаны, меркаптаны	То же

Идентифицировать природу обнаруженных образований не удалось, однако известно, что ранее в результате проведения геологоразведочных работ в Партизанском бассейне (Устиновский и др., 1961 г.; Торгонова, 1968 г.; Перспективы нефтегазоносности ..., 1969 г.) и, в меньшей степени, в Раздольненском бассейне (Кузнецов и др., 1962 г.; Результаты изучения битумов ..., 1971 г.), в ядрах ряда скважин отмечались полужидкие битумы, примазки и капли нефти, приуроченные к трещинам в нижнемеловых осадочных породах и кавернам кварцевых и кальцитовых прожилков. При отработке глубоких

горизонтов в шахтах «Центральная» и «Нагорная» наблюдались битумо-нефтепроявления (нефтевысачивание до 1 л) [Обжиров, 1979]. Нефть представляла собой смесь углеводородов нафтеново-ароматически-метанового вещества с преобладанием петролейно-эфирных компонентов.

Таким образом, термодинамические расчеты позволили зафиксировать минеральную равновесность системы «вода–порода» в подземном пространстве, а натурные исследования вторичных минеральных образований позволили определить наличие того или иного вторичного гидрогенного минералообразования и подтвердили достоверность гидрогеохимических расчетов.

В результате проведенных исследований установлено следующее:

- питание подземных водоносных горизонтов рассматриваемых районов осуществляется за счет поверхностных вод;
- состав подземных вод не зависит от типа гидрогеологических структур. Геохимическая специфика подземных вод природно-техногенных структур Приморья и Сахалина закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока по схеме:  $\text{HCO}_3\text{-Ca (Mg, Na)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$ , которая выражается в закономерном увеличении минерализации воды;
- миграция компонентов в природных водах осуществляется преимущественно в виде собственных незакомплексованных ионов, с ростом минерализации доля комплексных соединений миграционных форм растет;
- процессы образования вторичных минералов контролируют содержания химических элементов в водах техногенных комплексов ликвидированных шахт.

Сделанные выводы подтверждены ниже результатами физико-химического моделирования.

#### **4.4. Физико-химическое моделирование процессов изменения состава подземных вод в районах ликвидированных угольных шахт**

Физико-химическое моделирование позволяет выполнить количественную оценку закономерностей гидрогеохимических процессов, изучить пути изменения состава подземных вод и необратимого природного минералообразования в районах ликвидированных угольных шахт.

В настоящее время существует большой набор отечественных специализированных программ, предназначенных для физико-химического моделирования, основанных на методе минимизации энергии Гиббса (GIBBS (HCh) [Шваров, 1976, 1999]; Селектор

[Казьмин и др., 1975; Казьмин, 1979; Карпов, 1981]) и базирующихся на методе констант равновесия (MIF [Соломин, 1988]; SOXXXX [В.Н. Озябкин, С.В. Озябкин, 1996]; HydroGeo [Букаты, 1997]). Среди зарубежных программ гидрогеохимического направления преобладают статические, не учитывающие движение раствора: WATERQ4F, PHREEQE, PHRQPITZ, SOLMINEQ, MINTEQA2, MINTEQ4.00, MINEQ4, EQ3/6, Geochemists Workbench и др. [Геологическая эволюция и самоорганизация ..., 2005].

Выбор того или иного программного продукта определяется главным образом характером решаемой задачи. Основная задача настоящих исследований заключалась в определении закономерностей гидрогеохимических процессов и путей изменения состава подземных вод в условиях природно-техногенных структур затопленных шахт, вероятных направлений преобразования минерального вещества и ассоциаций, стабильных в условиях той или иной гидрогеохимической среды.

Для достижения этой цели принято решение использовать программный комплекс «Селектор-С», реализующий подход выпуклого программирования к вычислению равновесия в гетерогенных системах минимизацией изобарно-изотермического потенциала (потенциала Гиббса). Комплекс содержит все необходимые структуры данных и алгоритмы, объединенные в интегрированную оболочку, работающую в среде Microsoft Windows [Чудненко, Карпов, 2003; Авченко и др., 2009]. Аппарат химической термодинамики Гиббса позволяет давать формализованное описание гидрохимических процессов и выражать их в соответствующих физико-химических моделях.

Методика физико-химического моделирования гидрогеохимических процессов заключалась в выполнении серии расчетов равновесного состояния системы «вода-порода». Задавались внешние условия, при которых находится система (температура, общее давление и химические потенциалы каждого вполне подвижного компонента). Известно, что для температур до 40 °С температурная поправка невелика. Температура в рассматриваемых природных системах (в природно-техногенных структурах) изменяется в пределах от 6 до 12 °С, поэтому при моделировании использовалась наименьшая принятая в программе Селектор-С температура – 25 °С.

Большая достоверность результатов равновесно-неравновесного состояния между водой и породой определялась именно тем, что в расчетах констант равновесия учитывались не валовые массы химических компонентов, а реальные концентрации ионов. Вводился природный химический состав водовмещающих пород, пересчитанный на количество молей каждого компонента. Составлялся набор фаз и форм существования химических элементов в моделированной системе, причем при выборе учитывались

рассчитанные с помощью «AquaChem V. 5.1» и представленные выше формы миграции химических элементов, а также компоненты вторичного минералообразования.

Автор не отрицает, что результаты физико-химического моделирования системы «вода–порода» имеют погрешности методического характера, связанные с неточностью и недостаточностью термодинамических данных, тем не менее это реальный шанс рассчитать концентрации химических элементов в подземных водах любого химического состава при их взаимодействии с породами и получить вполне адекватное реальности описание физико-химической сущности процессов в системе «вода–порода».

Выше показано (гл. 3), что в строении литологических разрезов бассейнов Приморья и Сахалина принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты, туфогенные образования, изверженные породы и угли.

В состав кластического материала *песчаников* рассматриваемых бассейнов входят кварц – от 40 до 60 %, полевые шпаты (калиевые полевые шпаты и плагиоклазы) – 30–40 %. Иногда полевые шпаты полностью замещены слюдисто-кремнистой ассоциацией. Встречаются листочки мусковита, серицита и биотита (до 8 %), обломки микропертитов. Сравнительно в небольшом количестве содержатся обломки *риолитов* и *дацитов*. Из осадочных пород встречаются обломки кварцитов, микрокварцитов, туфогенных мелкозернистых песчаников и кремнисто-слюдистых алевролитов. Цемент (25 % объема породы) поровый, по составу карбонатный или слюдисто-кремнистый с примесью карбоната. Песчаники рассматриваемых бассейнов имеют довольно сходный химический состав (в %):  $\text{SiO}_2$  в них варьируется в пределах 71,82–80,66;  $\text{TiO}_2$  – 0,17–0,58;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 8,89–14,0;  $\text{FeO}+\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 1,56–3,95;  $\text{CaO}$  – 0,37–2,58;  $\text{MgO}$  – 0,4–1,8;  $\text{Na}_2\text{O}$  – 1,07–4,5;  $\text{K}_2\text{O}$  – 1,16–3,16 (по: Сводный геологический отчет по доразведке поля шахты «Глубокая» ..., 1977 г.; Сводный геологический отчет по полю шахты «Северная» ..., 1976 г.). Средний химический состав песчаников, принятый при моделировании, представлен в табл. 4.25.

В составе *алевролитов* рассматриваемых районов фиксируется слюдисто-глинистый состав цемента с примесью тонкозернистого кремнистого материала. В обломках преобладает кварц (до 60 %). Полевые шпаты составляют 15–20 % и представлены в основном кислыми плагиоклазами, относящимися к альбиту и альбит-олигоклазу. Из слюд отмечается серицит и мусковит. Постоянно встречаются магнетит и гидроксиды железа, спорадически – пирит и ильменит. Слюдисто-кремнистые обломки составляют примерно 5–8 %. Химический состав алевролитов в целом близок во всех литолого-стратиграфических единицах. В связи с тем что в алевролитах по сравнению с песчаниками больше глинистых минералов и меньше обломочных компонентов, в них



соответственно увеличены содержания  $Al_2O_3$ ,  $TiO_2$ ,  $K_2O$ , оксидов железа и уменьшены количества  $SiO_2$  (см. табл. 4.25).

**Таблица 4.25. Средний химический состав (масс. %) водовмещающих пород, принятый при моделировании**

Параметры	Песчаники	Алевриты	Аргиллиты	Риолиты	Дациандезиты	Туфогенные породы основного состава
$SiO_2$	76,39	67,17	61,07	70,24	61,30	47,64
$TiO_2$	0,55	0,79	0,82	0,32	1,18	1,89
$Al_2O_3$	7,98	15,45	16,73	14,73	15,30	14,87
$Fe_2O_3$	1,86	2,86	4,45	1,85	2,97	4,43
$FeO$	1,21	2,48	2,14	1,83	2,59	7,15
$MnO$	0,1	0,12	0,02	0,11	0,07	0,14
$MgO$	1,38	1,82	1,79	0,86	1,93	8,89
$CaO$	2,86	0,58	1,44	2,01	3,31	8,01
$Na_2O$	1,12	2,46	1,32	4,53	3,81	2,85
$K_2O$	2,12	3,22	3,85	3,5	1,86	1,63
$P_2O_5$	0,11	н.д.	0,16	0,07	0,44	0,61
$H_2O^+$	1,98	н.д.	1,95	н.д.	4,8	н.д.
$H_2O^-$	0,18	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,18
$CO_2$	2,04	0,28	1,16	н.д.	н.д.	н.д.
$SO_3$	0,18	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.

*Аргиллиты* имеют преимущественно слюдисто-глинистый состав. Слюдистое вещество представлено серицитом. В обломках преобладает кварц, в меньшем количестве встречаются полевые шпаты, магнетит, гидроксиды железа и пирит, довольно много углефицированных обрывков растений и разложившейся органики. От песчаников аргиллиты отличаются пониженными содержаниями  $SiO_2$ , но повышенными –  $Al_2O_3$ ,  $TiO_2$ ,  $FeO+Fe_2O_3$  и  $K_2O$  (см. табл. 4.25).

*Туфогенные образования* меловых отложений (вулканы апт-альбского и альбсеноманского времени, по утверждению И.И. Шарудо [1965], располагались на территории Раздольненского бассейна, в районе нынешних с. Раздольное и пос. Липовцы) в основном являются пирокластическими породами, состоящими главным образом из материалов вулканического происхождения и поступивших в осадочные толщи непосредственно в результате эксплозий [Агеева, 1960]. В них кроме указанных отмечаются и переотложенные эффузивные обломки. Среди пирокластических пород Е.М. Агеевой [1960] выделены следующие типы: туфы и туфобрекчии (от 75 до 90 % пирокластического материала); туфогенные песчаники (от 50 до 75 % пирокластического материала); туффитовые песчаники (от 10 до 50 % пирокластического материала). Минералого-петрографическое изучение вулканического материала [Агеева, 1960]

показало, что материнскими породами для их образования служили главным образом эффузивные породы основного состава. Средний химический состав туфогенных пород, принятый при моделировании, представлен в табл. 4.25.

На основании интерпретации данных химических составов пород, представленных в фондовых и опубликованных источниках [Геологический отчет по доразведке южной части площади ..., 1979 г.; Сводный геологический отчет по полю шахты «Северная» ..., 1976 г.; Результаты изучения битумов в Приморье, 1971 г.; Перспективы нефтегазоносности ..., 1969 г.; Геологическое строение и условия ..., 1964; Шарудо, 1965], при моделировании использован средний химический состав водовмещающих пород (см. табл. 4.25) в следующих пропорциях (в %): уголь – 1, аргиллит – 3, алевролит – 4, песчаники различной зернистости – 83, изверженные породы (риолиты, андезиты, дациты) – 9. На туфогенные образования основного состава, характерные для Раздольненского бассейна, отведено 40 % разреза (за счет содержаний песчаников и кислых эффузивов).

При моделировании система «вода–порода» охарактеризована матрицей из 16 независимых компонентов (Ca, K, Na, P, Al, Fe, Mg, Mn, Si, Ti, C, S, N, H, O, e) и 321 зависимого компонента, в числе которых 19 компонентов минеральных фаз и 15 зависимых компонентов газовой фазы. Использовались термодинамические свойства минералов, газов и компонентов водного раствора, представленные в следующих, адаптированных к Селектор-С (Windows), базах данных: a\_Shock [Haas et al., 1981; Shock, 1995; Shock, Helgeson, 1988; Shock, Koretsky, 1995; Shock et al., 1992, 1997], g\_Reid [Рид и др., 1982], s\_dump, s\_Robie Hemingway [Robie, Hemingway, 1995], b\_Sidorov, s\_Yokokawa [Yokokawa, 1988].

Моделирование имитировало инконгруэнтное растворение минералов горных пород в условиях: 1) закрытой по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу системы ( $\text{CO}_2$  – 0,01 кг/1 кг  $\text{H}_2\text{O}$ , атмосферный газ – 0,3 кг/1 кг  $\text{H}_2\text{O}$ ); 2) открытой по  $\text{CO}_2$  системы ( $\text{CO}_2$  увеличивалось от 0,01 до 1,28 кг/1 кг  $\text{H}_2\text{O}$ ). Изначально (шаг 1 вычислительных экспериментов) парциальное давление углекислоты принималось равным от  $10^{-2,0}$  бар, что в среднем соответствует подземным водам зоны региональной трещиноватости. Содержание пирита в системе задавалось из расчета 1,5 % на массу породы, а для условий Раздольненского бассейна – 6 %.

Адекватность моделей реальным природным объектам оценивалась по соответствию расчетных соотношений содержаний химических элементов в водах, pH среды и минералогического состава новообразующихся твердых фаз природным параметрам.

Минерализацию вод в рассматриваемых условиях создают первичные минералы со скоростью растворения, равной или более  $10^{-10}$  г/см<sup>2</sup> с. Таковыми являются полевые шпаты (альбит, ортоклаз, анортит), кальцит, кварц, апатит, пирит, биотит, сфен и др. [Рыженко и др., 2000], входящие в состав рассматриваемых водовмещающих пород. Если допустить постоянство степени растворения минералов при увеличении массы реагирующей породы, то, по утверждению Б.Н. Рыженко, С.Р. Крайнова [2001, 2002], величина соотношения масс породы и воды (Т/Ж) приобретает смысл времени взаимодействия (условно, времени водообмена) породы и водного раствора. Исходя из этого при моделировании выбраны следующие соотношения масс Т/Ж: 0,001 (шаг 1); 0,002 (шаг 2); 0,004 (шаг 3); 0,008 (шаг 4); 0,010 (шаг 5); 0,016 (шаг 6); 0,032 (шаг 7); 0,064 (шаг 8); 0,080 (шаг 9); 0,128 (шаг 10).

В ходе моделирования зафиксировано, что даже при кратчайшем контакте породы и воды (шаг 1 вычислительного эксперимента) минерализация воды увеличивается до 273,63 мг/дм<sup>3</sup>. При этом формируется вторичная минеральная фаза, представленная низкотемпературным кварцем (67,48 %), монтмориллонитом (29,17 %) и гетитом (3,35 %). С увеличением соотношения масс Т/Ж (шаг 1 → 10) наблюдается рост минерализации водного раствора, закономерное и направленное изменение состава водной фазы и формирование вторичных минералов (табл. 4.26, рис. 4.48 А).

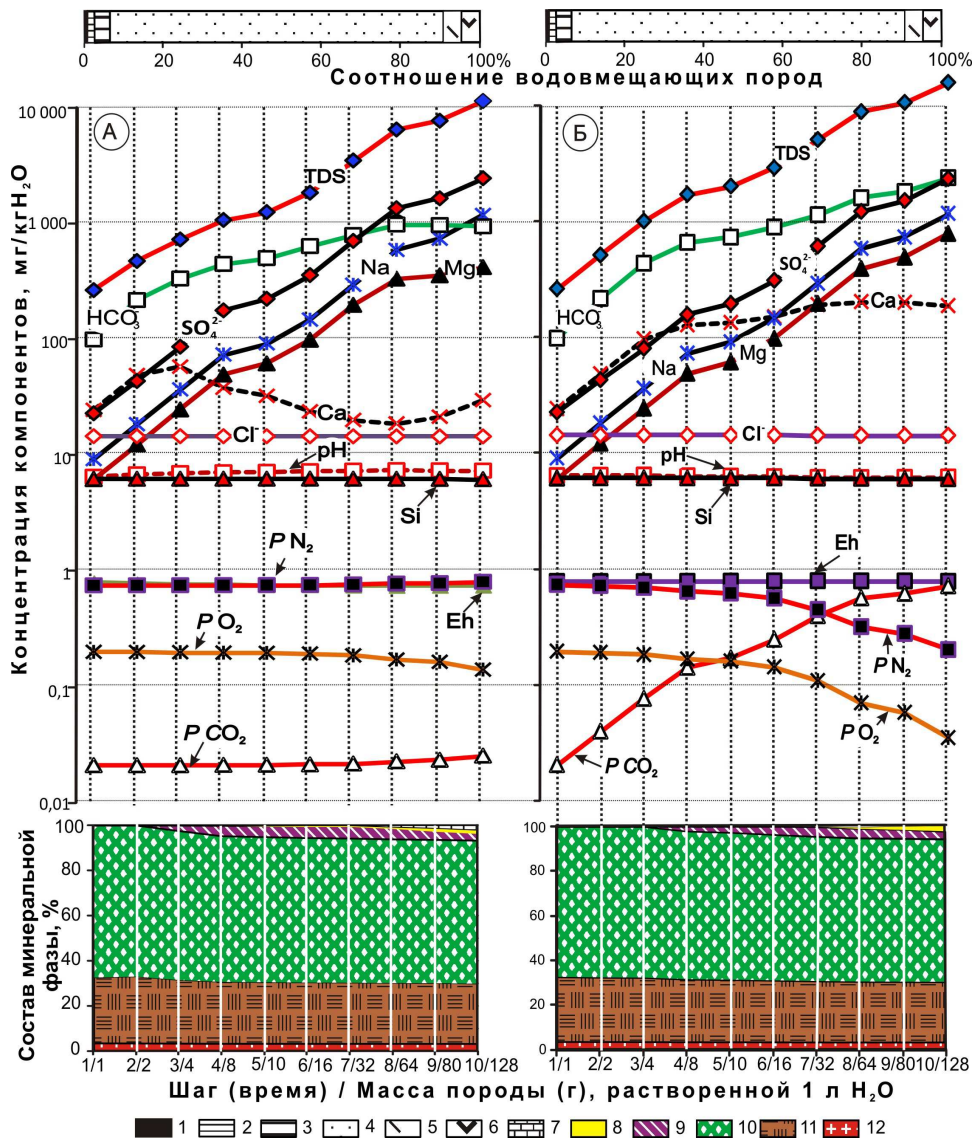
Наибольшие изменения в поведении химических компонентов в воде присущи элементам, входящим в структуры образующихся вторичных минералов. Показано (см. табл. 4.26, рис. 4.48 А), что в результате растворения 4 г исходной породы при  $PCO_2 = 10^{-2,0}$  бар наступает насыщение вод кальцием и выпадение вторичного кальцита (шаг 3). При этом минерализация водного раствора составляет 749,71 мг/дм<sup>3</sup>, рН = 7,21. Затем, с ростом минерализации раствора, наблюдается изменение равновесий форм водной миграции химических элементов, величина  $mHCO_3^- + 2mCO_3^{2-} > 2mCa^{2+}$  увеличивается, ассоциация дополняется родохрозитом (шаг 4) и доломитом (шаг 8).

На протяжении всей трансформации независимо ведет себя натрий, полностью переходящий в жидкую фазу. Раствор постепенно насыщается натрием, подщелачивается (6,99–7,63), в результате формируются гидрокарбонатные натриевые воды.

**Таблица 4.26. Результаты моделирования процессов в системе «вода–порода», закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу (CO<sub>2</sub> = 0,01 кг/л кгH<sub>2</sub>O; атмосферный газ = 0,3 кг/л кгH<sub>2</sub>O)**

Параметры	Номер шага									
	1 1 г п./1кгH <sub>2</sub> O	2 2 г п./1кгH <sub>2</sub> O	3 4 г п./1кгH <sub>2</sub> O	4 8 г п./1кгH <sub>2</sub> O	5 10 г п./1кгH <sub>2</sub> O	6 16 г п./1кгH <sub>2</sub> O	7 32 г п./1кгH <sub>2</sub> O	8 64 г п./1кгH <sub>2</sub> O	9 80 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	10 28 г п./1 кгH <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/кгH<sub>2</sub>O</b>										
TDS	273,63	488,07	749,71	1104,24	1292,85	1898,61	3605,25	6666,75	7945,08	11755,65
pH	6,69	7,03	7,21	7,33	7,38	7,48	7,56	7,63	7,61	7,56
E <sub>h</sub> , В	0,8211	0,8011	0,7904	0,7832	0,7804	0,7746	0,7694	0,7648	0,7656	0,7676
Ca*	2,527e+01	5,055e+01	5,970e+01	3,928e+01	3,341e+01	2,455e+01	2,069e+01	1,931e+01	2,208e+01	3,071e+01
Ca <sup>+2</sup>	2,3950e+01	4,5215e+01	4,9581e+01	2,9434e+01	2,3884e+01	1,5574e+01	1,0773e+01	7,7960e+00	8,3484e+00	9,8820e+00
Na*	9,513e+00	1,903e+01	3,805e+01	7,611e+01	9,514e+01	1,522e+02	3,045e+02	6,091e+02	7,614e+02	1,218e+03
Na <sup>+</sup>	9,4738e+00	1,8830e+01	3,7003e+01	7,0218e+01	8,3528e+001	1,0215e+02	5,1795e+01	5,2628e+00	1,7467e+00	1,1482e-01
Mg*	6,371e+00	1,274e+01	2,549e+01	5,097e+01	6,371e+01	1,019e+02	2,039e+02	3,438e+02	3,670e+02	4,322e+02
Mg <sup>+2</sup>	6,0581e+00	1,1505e+01	2,1945e+01	4,1974e+01	5,1414e+01	7,8407e+01	1,4897e+02	2,3627e+02	2,5295e+02	2,9885e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,0247e+02	2,247e+02	3,4473e+02	4,6109e+02	5,1777e+02	6,5647e+02	8,1813e+02	1,0089e+03	9,9871e+02	9,7424e+02
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2,3616e+01	4,4884e+01	8,8767e+01	1,8288e+02	2,3004e+02	3,6906e+02	7,2847e+02	1,3940e+03	1,6985e+03	2,5321e+03
Cl	1,4993e+01	1,4987e+01	1,4980e+01	1,4974e+01	1,4971e+01	1,4962e+01	1,4946e+01	1,4927e+01	1,4923e+01	1,4913e+01
Si*	6,418e+00	6,425e+00	6,431e+00	6,437e+00	6,440e+00	6,446e+00	6,440e+00	6,426e+00	6,413e+00	6,380e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>										
PCO <sub>2</sub>	2,1617e-02	2,1579e-02	2,1598e-02	2,1731e-02	2,1792e-02	2,1954e-02	2,2339e-02	2,3358e-02	2,4031e-02	2,6141e-02
PO <sub>2</sub>	2,0572e-01	2,0528e-01	2,0439e-01	2,0259e-01	2,0169e-01	1,9897e-01	1,9164e-01	1,7654e-01	1,6876e-01	1,4457e-01
PN <sub>2</sub>	7,7267e-01	7,7314e-01	7,7401e-01	7,7568e-01	7,7652e-01	7,7908e-01	7,8602e-01	8,0010e-01	8,0721e-01	8,2929e-01
Минеральная фаза, %	Гетит 3,35%; монтмориллонит 29,17%; кварц 67,48%	Гетит 3,32%; монтмориллонит 28,98%; кварц 67,70%	Гетит 3,23%; монтмориллонит 28,17%; кварц 66,14%; кальцит 2,46	Гетит 3,15%; монтмориллонит 27,45%; кварц 64,60%; кальцит 4,71%; родохрозит 0,10	Гетит 3,13%; монтмориллонит 27,32%; кварц 64,34%; кальцит 5,05%; родохрозит 0,15	Гетит 3,12%; монтмориллонит 27,18%; кварц 64,05%; кальцит 5,44%; родохрозит 0,21	Гетит 3,11%; монтмориллонит 27,11%; кварц 63,92%; кальцит 5,62%; родохрозит 0,24	Гетит 3,10%; монтмориллонит 26,99%; кварц 63,67%; кальцит 5,30%; родохрозит 0,24; доломит 0,69	Гетит 3,09%; монтмориллонит 26,92%; кварц 63,51%; кальцит 5,00%; родохрозит 0,24; доломит 1,23	Гетит 3,08%; монтмориллонит 26,82%; кварц 63,26%; кальцит 4,54%; родохрозит 0,24; доломит 2,06

\* Здесь и далее в таблицах – независимые компоненты системы.



**Рис. 4.48. Результаты моделирования эволюции системы «вода–порода», закрытой по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу ( $\text{CO}_2 = 0,01 \text{ кг/л кгH}_2\text{O}$ ; атмосферный газ =  $0,3 \text{ кг/л кгH}_2\text{O}$ ) (А) и открытой по  $\text{CO}_2$  ( $\text{CO}_2 = 0,01\text{--}1,28 \text{ кг/л кгH}_2\text{O}$ ) (Б): 1–6 – водовмещающие породы: 1 – уголь; 2 – аргиллит; 3 – алевролит; 4 – песчаник; 5 – риолит; 6 – дацитадезит; 7–12 – формирующиеся минеральные фазы: 7 – доломит; 8 – родохрозит; 9 – кальцит; 10 – кварц; 11 – монтмориллонит; 12 – гетит**

Моделирование условий закрытой системы обнаружило, что при дальнейшем увеличении величины соотношения масс Т/Ж – времени взаимодействия системы вода–порода (шаг 8, Т/Ж = 0,064) – наблюдается превалирование ионов сульфатов над гидрокарбонатами (см. табл. 4.32, рис. 4.48 А). Формируются гидрокарбонатно-сульфатные натриевые, а затем сульфатные натриевые воды, минерализация которых превышает  $6666,75 \text{ мг/дм}^3$ , что хорошо согласуется с результатами анализов химического состава вод.

Наличие сульфатных ионов в подземных водах рассматриваемых районов обусловлено присутствием в водовмещающих породах сульфидов, главным образом

пирита (1,5 % от массы породы). Но, как показали результаты моделирования **открытой по CO<sub>2</sub> системы**, степень извлечения SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> из пород определяется не только содержанием в породах пирита, но и парциальным давлением CO<sub>2</sub> в системе. Увеличение в системе вода–порода PCO<sub>2</sub> от 10<sup>-2,0</sup> до 10<sup>-1,0</sup> бар приводит к росту в водном растворе концентраций HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и расширяет область существования HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-Na вод (табл. 4.27, рис. 4.48 Б). Превалирование SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> над HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> не наступает даже при T/J = 0,128 (шаг 10). При этом увеличение PCO<sub>2</sub> в системе на последовательность вторичного минералообразования в целом не влияет, а лишь сдвигает начало образования тех или иных твердых фаз к более поздним этапам и способствует накоплению больших содержаний элементов в водах.

Таким образом, на основании результатов физико-химического моделирования показано, что система вода–порода, закрытая по CO<sub>2</sub> (0,01 кг/1 кгH<sub>2</sub>O) и атмосферному газу (0,3 кг/1 кгH<sub>2</sub>O), последовательно продуцирует водные растворы, соответствующие HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-Ca → HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-Na → HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>-Na → SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>-Na ряду изменения состава. Закрытость системы по CO<sub>2</sub> всегда означает предохранение водной фазы от увеличения в ней концентрации HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>+CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> и способствует росту (при наличии источника) содержаний SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>.

При моделировании учитывалась окислительная обстановка, где в достаточных количествах содержатся азот (PN<sub>2</sub> = 7,7267e-01–8,2929e-01 бар) и кислород (PO<sub>2</sub> = 3,6951e-02–1,4457e-01 бар). Но, по всей видимости, в рассматриваемых природно-техногенных структурах существует зональность геохимических условий. В более глубоких горизонтах имеется переход от аэробных систем к анаэробным, где существует восстановительная обстановка, в которой кислород уже практически отсутствует, а появляются газы биохимического происхождения: метан, сероводород, а также биогенные азот и углекислый газ. Результаты выполненного физико-химического моделирования (см. табл. 4.26, 4.27) свидетельствуют о том, что в условиях открытой по CO<sub>2</sub> системы истощение по кислороду происходит значительно быстрее, чем в закрытой.

Моделирование постепенного снижения концентрации атмосферного газа в системе от 0,3 до 0,003 кг/1 кгH<sub>2</sub>O при постоянном соотношении масс T/J = 0,032 позволило наглядно продемонстрировать (табл. 4.28), что уменьшение равновесной концентрации O<sub>2</sub> в водном растворе приводит к отрицательным величинам Eh и появлению восстановленных форм серы:  $SO_4^{2-} + 2H_2O + 2C_{орг} = 2OH^- + 2CO_2 + H_2S$ , или  $8[H] + SO_4^{2-} \rightarrow H_2S + 2H_2O + 2OH^-$ , метана:  $2C_{орг} + 2H_2O = CH_4 + CO_2$  или свободного водорода:  $C_{орг} + 2H_2O = 2H_2 + CO_2$ .

Таблица 4.27. Результаты моделирования процессов в системе «порода–вода», открытой по CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> = 0,01–1,28 кг/л кгH<sub>2</sub>O)

Параметры	Номер шага									
	1 1 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	2 2 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	3 4 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	4 8 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	5 10 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	6 16 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	7 32 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	8 64 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	9 80 г п./1 кгH <sub>2</sub> O	10 128 г п./1 кгH <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/л кгH<sub>2</sub>O</b>										
TDS	273,63	533,24	1047,05	1779,0	2096,73	3018,38	5281,71	9182,07	11020,53	16393,08
pH	6,69	6,74	6,76	6,67	6,63	6,55	6,45	6,44	6,46	6,51
Eh, В	0,8211	0,8180	0,8168	0,8217	0,8237	0,8274	0,8316	0,8295	0,8275	0,8212
Ca*	2,527e+01	5,055e+01	1,011e+02	1,334e+02	1,396e+02	1,566e+02	1,993e+02	2,116e+02	2,086e+02	1,954e+02
Ca <sup>+2</sup>	2,3950e+01	4,5314e+01	8,1783e+01	9,4560e+01	9,4169e+01	9,3530e+01	9,7233e+01	7,5527e+01	6,5480e+01	4,5136e+01
Na*	9,513e+00	1,903e+01	3,806e+01	7,612e+01	9,515e+01	1,523e+02	3,046e+02	6,094e+02	7,618e+02	1,219e+03
Na <sup>+</sup>	9,4738e+00	1,8825e+01	3,6284e+01	6,2809e+01	7,0412e+01	7,2895e+01	2,0892e+01	6,4456e-01	1,6800e-01	4,0937e-03
Mg*	6,371e+00	1,274e+01	2,549e+01	5,098e+01	6,372e+01	1,020e+02	2,040e+02	4,081e+02	5,102e+02	8,167e+02
Mg <sup>+2</sup>	6,0581e+00	1,1547e+01	2,1405e+01	3,9915e+01	4,8839e+01	7,4516e+01	1,4004e+02	2,5175e+02	3,0012e+02	4,2516e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,0247e+02	2,2534e+02	4,5263e+02	6,8511e+02	7,6073e+02	9,2981e+02	1,1865e+03	1,6605e+03	1,8794e+03	2,4735e+03
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2,3616e+01	4,4913e+01	8,3856e+01	1,6347e+02	2,0388e+02	3,2292e+02	6,3655e+02	1,2682e+03	1,5738e+03	2,4323e+03
Cl	1,4993e+01	1,4987e+01	1,4977e+01	1,4967e+01	1,4964e+01	1,4956e+01	1,4943e+01	1,4921e+01	1,4910e+01	1,4886e+01
Si*	6,418e+00	6,416e+00	6,411e+00	6,403e+00	6,399e+00	6,391e+00	6,372e+00	6,342e+00	6,330e+00	6,294e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>										
PCO <sub>2</sub>	2,1617e-02	4,2030e-02	8,0474e-02	1,4915e-01	1,7991e-01	2,6050e-01	4,1568e-01	5,9196e-01	6,4679e-01	7,5111e-01
PO <sub>2</sub>	2,0572e-01	2,0099e-01	1,9209e-01	1,7620e-01	1,6909e-01	1,5044e-01	1,1454e-01	7,3761e-02	6,1078e-02	3,6951e-02
PN <sub>2</sub>	7,7267e-01	7,5698e-01	7,2743e-01	6,7465e-01	6,5101e-01	5,8906e-01	4,6978e-01	3,3428e-01	2,9213e-01	2,1194e-01
Минеральная фаза, %	Гетит 3,35; монтмориллонит 29,17; кварц 67,48	Гетит 3,32; монтмориллонит 28,98; кварц 67,70	Гетит 3,31; монтмориллонит 28,88; кварц 67,81	Гетит 3,24; монтмориллонит 28,24; кварц 66,47; кальцит 2,05	Гетит 3,22; монтмориллонит 28,05; кварц 66,06; кальцит 2,68	Гетит 3,19; монтмориллонит 27,76; кварц 65,43; кальцит 3,62; родохрозит 0,00	Гетит 3,15; монтмориллонит 27,50; кварц 64,84; кальцит 4,41; родохрозит 0,10	Гетит 3,13; монтмориллонит 27,28; кварц 64,35; кальцит 5,05; родохрозит 0,18	Гетит 3,12; монтмориллонит 27,23; кварц 64,24; кальцит 5,20; родохрозит 0,20	Гетит 3,12; монтмориллонит 27,16; кварц 64,07; кальцит 5,43; родохрозит 0,23

Результаты анализов  $\delta^{32}\text{S}$  и  $\delta^{34}\text{S}$  (аналитик Т.А. Веливецкая, лаборатория стабильных изотопов ДВГИ) подтвердили наличие процесса десульфатизации в подземных водах, зафиксировав обогащение сероводорода, содержащегося в водах техногенных комплексов рассматриваемых бассейнов, тяжелым изотопом серы  $\delta^{34}\text{S}$ , значения которого колеблются от 12,90 ‰ (шахта «Углекаменская») до 15,60 ‰ (шахта «Липовецкая»).

Кроме этого показано, что отсутствие  $\text{O}_2$  является основой для стабильности равновесия подземных вод с пиритом (см. табл. 4.28). Содержание  $\text{SO}_4^{-2}$  в водном растворе здесь резко уменьшается и снижается практически до нуля. Наряду с сероводородом, метаном и свободным водородом происходит образование углекислоты и гидрокарбонат-иона, вода приобретает щелочную реакцию среды, минерализация фильтрата растет, формируются гидрокарбонатные натриевые воды.

Таким образом, с помощью физико-химического моделирования показано, что уменьшение равновесной концентрации  $\text{O}_2$  в природно-техногенных структурах шахт приводит к отрицательным величинам Eh, появлению восстановленных форм серы ( $\text{H}_2\text{S}$ ), метана и свободного водорода, расширяет область существования  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа вод и способствует накоплению больших концентраций компонентов в водах.

Как установлено и показано в разд. 4.1, особенностью состава подземных вод угольных месторождений Раздольненского бассейна являются повышенные концентрации ионов магния, которые отмечаются в природных водах, а в условиях природно-техногенных структур эта особенность лишь усиливается. С помощью физико-химического моделирования доказано, что повышенные концентрации магния в подземных водах обуславливаются наличием в стратиграфическом разрезе большой доли (40 %) туфогенных образований основного состава.

В ходе моделирования прослежено преобразование чистой воды в пресные гидрокарбонатные кальциевые воды, возрастание минерализации и изменение типа воды в ряду  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Mg} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Mg} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Mg}$  (табл. 4.29, рис. 4.49 А). Установлено влияние  $\text{PCO}_2$  на область существования вод гидрокарбонатного типа. Отмечено, что в условиях закрытой по  $\text{CO}_2$  системы преимущество сульфатов над гидрокарбонатами наступает при минерализации водного раствора 2318,75 мг/дм<sup>3</sup>, рН = 7,51 и  $\text{PCO}_2 = 2,0574\text{e-}02$  (шаг 4, см. табл. 4.29). А в условиях открытой системы сульфаты начинают превалировать над гидрокарбонатами лишь при минерализации 5660,75 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{PCO}_2 = 2,5909\text{e-}01$  и рН = 6,63 (шаг 6, табл. 4.30, рис. 4.49 Б). Все полученные результаты моделирования вполне согласуются с натурными определениями составов подземных вод.



Таблица 4.28. Результаты моделирования процессов в системе «порода–вода» в условиях перехода от аэробных систем к анаэробным ( $T/J = 0,032$ ,  $CO_2 = 0,01$  кг/кг $H_2O$ , атмосферный газ =  $0,3-0,003$  кг/кг $H_2O$ ,  $CH_4 = 0,0001$  кг/кг $H_2O$ ,  $H_2S = 0,00001$  кг/кг $H_2O$ )

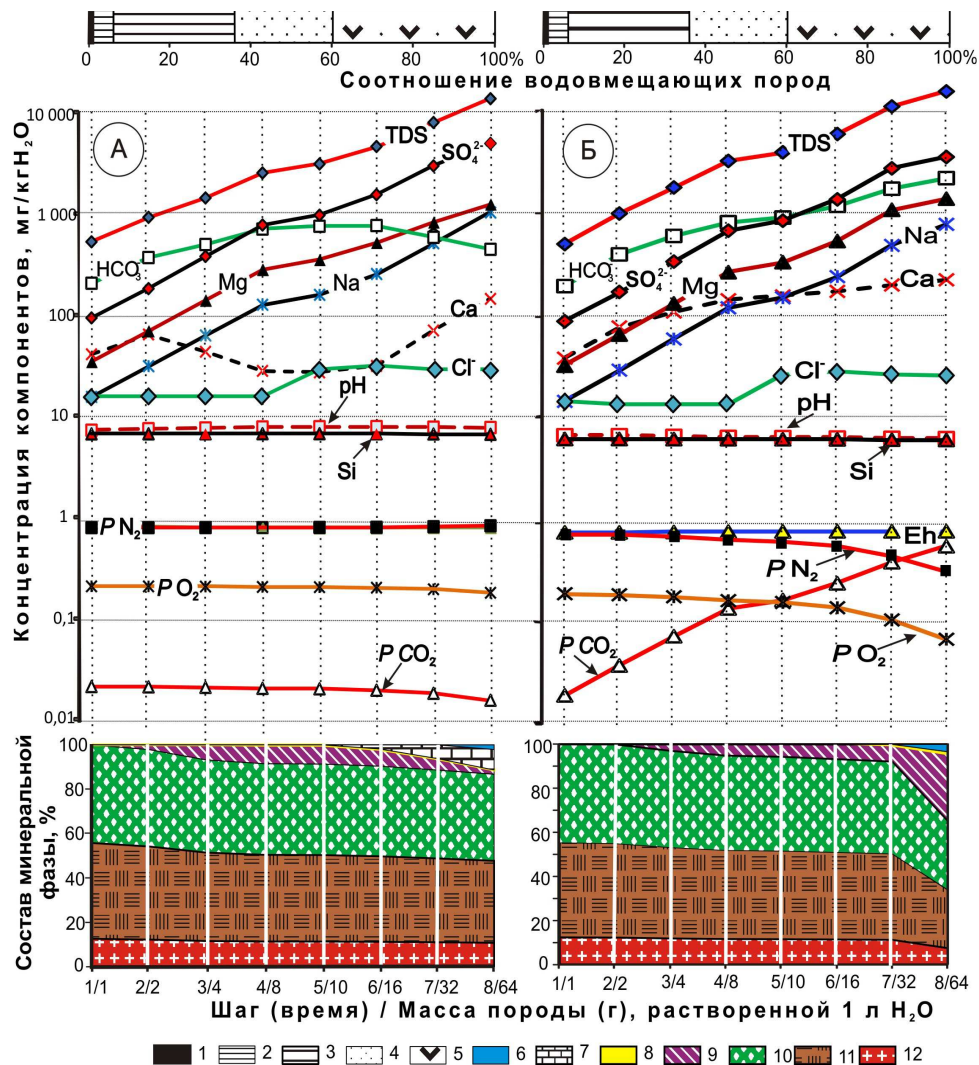
Параметры	Номер шага					
	1 (атм. газ 0,3 кг/1 кг $H_2O$ )	2 (атм. газ 0,1 кг/1 кг $H_2O$ )	3 (атм. газ 0,05 кг/1 кг $H_2O$ )	4 (атм. газ 0,01 кг/1 кг $H_2O$ )	5 (атм. газ 0,005 кг/1 кг $H_2O$ )	6 (атм. газ 0,003 кг/1 кг $H_2O$ )
<b>Водный раствор, мг/л кг<math>H_2O</math></b>						
TDS	3605,25	3877,60	4189,32	5834,17	6219,60	6359,33
pH	7,56	7,10	6,85	6,91	6,85	6,80
Eh, В	0,7694	0,7950	0,8067	-0,2357	-0,2335	-0,2312
Ca*	2,069e+01	5,736e+01	9,511e+01	5,237e+01	6,096e+01	6,824e+01
Ca <sup>+2</sup>	1,0773e+01	3,0096e+01	4,9293e+01	1,9687e+01	2,1617e+01	2,4037e+01
Na*	3,045e+02	3,044e+02	3,044e+02	3,052e+02	3,055e+02	3,056e+02
Na <sup>+</sup>	5,1795e+01	3,2310e+01	2,6333e+01	3,3862e-02	1,8467e-02	1,8576e-02
Mg*	2,039e+02	2,039e+02	2,039e+02	2,044e+02	2,046e+02	2,047e+02
Mg <sup>+2</sup>	1,4897e+02	1,5158e+02	1,4899e+02	1,1076e+02	1,0812e+02	1,0787e+02
Fe*	1,787e-07	1,985e-07	2,235e-07	1,462e-01	1,605e-01	1,782e-01
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	8,1813e+02	8,5666e+02	9,3855e+02	2,5661e+03	2,7212e+03	2,7363e+03
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	7,2847e+02	7,3220e+02	7,1035e+02	4,3787e-07	2,4042e-07	1,7257e-07
Cl <sup>-</sup>	1,4946e+01	1,4942e+01	1,4941e+01	1,5008e+01	1,5020e+01	1,5024e+01
Si*	6,440e+00	6,396e+00	6,385e+00	6,357e+00	6,351e+00	6,349e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>						
PCO <sub>2</sub>	2,2339e-02	6,7193e-02	1,3128e-01	3,0013e-01	3,6702e-01	4,1340e-01
PO <sub>2</sub>	1,9164e-01	1,5072e-01	9,2035e-02	1,0000e-70	1,0000e-70	1,0000e-70
PN <sub>2</sub>	7,8602e-01	7,8202e-01	7,7668e-01	5,8930e-01	4,1488e-01	2,9042e-01
PH <sub>2</sub> S	1,0000e-70	1,0000e-70	1,0000e-70	8,1183e-08	9,5294e-08	1,0353e-07
PC <sub>H</sub> <sub>4</sub>	1,0000e-70	1,0000e-70	1,0000e-70	1,1055e-01	2,1806e-01	2,9613e-01
Минеральная фаза, %	Гетит 3,11; монтмориллонит 27,11; кварц 63,92; кальцит 5,62; родохрозит 0,24	Гетит 3,12; монтмориллонит 27,19; кварц 64,11; кальцит 5,38; родохрозит 0,20	Гетит 3,13; монтмориллонит 27,27; кварц 64,30; кальцит 5,12; родохрозит 0,17	Монтмориллонит 26,90; кварц 63,44; кальцит 5,36; родохрозит 0,23; сидерит 2,56; пирит 1,48	Монтмориллонит 26,92; кварц 63,48; кальцит 5,30; родохрозит 0,23; сидерит 2,59; пирит 1,48	Монтмориллонит 26,93; кварц 63,51; кальцит 5,25; родохрозит 0,22; сидерит 2,59; пирит 1,48

**Таблица 4.29. Результаты моделирования процессов в системе «порода–вода» (Раздольненский бассейн), закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу (CO<sub>2</sub> = 0,01 кг/л кгH<sub>2</sub>O; атмосферный газ = 0,3 кг/л кгH<sub>2</sub>O)**

Параметры	Номер шага							
	1 1 г п./л кгH <sub>2</sub> O	2 2 г п./л кгH <sub>2</sub> O	3 4 г п./л кгH <sub>2</sub> O	4 8 г п./л кгH <sub>2</sub> O	5 10 г п./л кгH <sub>2</sub> O	6 16 г п./л кгH <sub>2</sub> O	7 32 г п./л кгH <sub>2</sub> O	8 64 г п./л кгH <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/л кгH<sub>2</sub>O</b>								
TDS	489,83	851,04	1318,15	2318,75	2837,29	4208,92	7239,09	12381,70
pH	6,97	7,22	7,35	7,51	7,54	7,56	7,47	7,42
Eh, В	0,8048	0,7899	0,7823	0,7729	0,7711	0,7699	0,7750	0,7776
Ca*	3,872e+01	6,053e+01	4,097e+01	2,660e+01	2,568e+01	2,977e+01	6,618e+01	1,352e+02
Ca <sup>+2</sup>	3,3539e+01	4,6719e+01	2,7083e+01	1,3826e+01	1,2303e+01	1,1950e+01	1,9977e+01	3,1119e+01
Na*	1,483e+01	2,967e+01	5,934e+01	1,187e+02	1,484e+02	2,375e+02	4,751e+02	9,510e+02
Na <sup>+</sup>	1,4668e+01	2,8819e+01	5,4439e+01	8,0545e+01	7,4270e+01	3,9479e+01	3,3571e+00	1,5724e-02
Mg*	3,273e+01	6,546e+01	1,309e+02	2,619e+02	3,274e+02	4,820e+02	7,626e+02	1,144e+03
Mg <sup>+2</sup>	2,9997e+01	5,6461e+01	1,0802e+02	2,0094e+02	2,4741e+02	3,6245e+02	6,0546e+02	9,3900e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,9239e+02	3,4353e+02	4,6078e+02	6,5348e+02	6,9567e+02	7,0683e+02	5,4173e+02	4,1395e+02
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	8,7921e+01	1,7025e+02	3,5225e+02	7,1513e+02	8,9341e+02	1,4185e+03	2,7182e+03	4,5130e+03
Cl <sup>-</sup>	1,4982e+01	1,4968e+01	1,4951e+01	1,4920e+01	2,7825e+01	2,9748e+01	2,7635e+01	2,7471e+01
Si*	6,421e+00	6,431e+00	6,437e+00	6,448e+00	6,448e+00	6,438e+00	6,403e+00	6,360e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>								
PCO <sub>2</sub>	2,1434e-02	2,1253e-02	2,1037e-02	2,0574e-02	2,0361e-02	1,9744e-02	1,8416e-02	1,5728e-02
PO <sub>2</sub>	2,0575e-01	2,0535e-01	2,0450e-01	2,0281e-01	2,0196e-01	1,9939e-01	1,9234e-01	1,7776e-01
PN <sub>2</sub>	7,7281e-01	7,7340e-01	7,7446e-01	7,7662e-01	7,7768e-01	7,8087e-01	7,8925e-01	8,0651e-01
Минеральная фаза, %	Гетит 12,30; монтмориллонит 43,08; кварц 44,61	Гетит 11,96; монтмориллонит 41,87; кварц 44,05; кальцит 2,13; арагонит 0,00	Гетит 11,34; монтмориллонит 39,73; кварц 42,12; кальцит 6,81; родохрозит 0,00	Гетит 11,12; монтмориллонит 38,94; кварц 41,45; кальцит 8,29; родохрозит 0,20	Гетит 11,09; монтмориллонит 38,85; кварц 41,38; кальцит 8,45; родохрозит 0,22	Гетит 10,97; монтмориллонит 38,43; кварц 40,99; кальцит 7,52; родохрозит 0,24; доломит 1,84	Гетит 10,76; монтмориллонит 37,68; кварц 40,22; кальцит 4,97; родохрозит 0,23; доломит 6,14	Гетит 10,52; монтмориллонит 36,85; кварц 39,35; кальцит 1,69; родохрозит 0,22; доломит 10,02; ангидрит 1,34

Таблица 4.30. Результаты моделирования процессов в системе «порода–вода» (Раздольненский бассейн), открытой по CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> = 0,01–0,64 кг/л кгH<sub>2</sub>O)

Параметры	Номер шага							
	1 1 г п./л кгH <sub>2</sub> O	2 2 г п./л кгH <sub>2</sub> O	3 4 г п./л кгH <sub>2</sub> O	4 8 г п./л кгH <sub>2</sub> O	5 10 г п./л кгH <sub>2</sub> O	6 16 г п./л кгH <sub>2</sub> O	7 32 г п./л кгH <sub>2</sub> O	8 64 г п./л кгH <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/л кгH<sub>2</sub>O</b>								
TDS	489,83	966,29	1724,96	3112,81	3772,38	5660,75	10441,05	14602,68
pH	6,97	6,98	6,87	6,72	6,69	6,63	6,59	6,54
Eh, В	0,8048	0,8043	0,8105	0,8184	0,8204	0,8227	0,8234	0,8241
Ca*	3,872e+01	7,745e+01	1,082e+02	1,420e+02	1,546e+02	1,710e+02	1,973e+02	2,215e+02
Ca <sup>+2</sup>	3,3539e+01	6,0923e+01	7,3946e+01	8,0649e+01	8,1812e+01	7,3906e+01	5,8248e+01	5,5254e+01
Na*	1,483e+01	2,967e+01	5,935e+01	1,187e+02	1,484e+02	2,375e+02	4,754e+02	7,599e+02
Na <sup>+</sup>	1,4668e+01	2,7254e+01	3,3294e+01	7,0458e+00	2,2041e+00	1,7051e-01	1,0148e-03	3,3586e-06
Mg*	3,273e+01	6,546e+01	1,309e+02	2,619e+02	3,274e+02	5,241e+02	1,049e+03	1,343e+03
Mg <sup>+2</sup>	2,9997e+01	5,6508e+01	1,0694e+02	2,0311e+02	2,4900e+02	3,7460e+02	6,6619e+02	7,8731e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,9239e+02	3,8946e+02	5,8758e+02	7,9683e+02	8,8408e+02	1,1471e+03	1,6780e+03	2,1235e+03
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	8,7921e+01	1,6888e+02	3,3181e+02	6,5985e+02	8,2412e+02	1,3230e+03	2,6413e+03	3,3983e+03
Cl	1,4982e+01	1,3972e+01	1,3956e+01	1,3933e+01	2,6850e+01	2,8779e+01	2,6672e+01	2,6644e+01
Si*	6,421e+00	6,416e+00	6,404e+00	6,386e+00	6,378e+00	6,360e+00	6,322e+00	6,286e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>								
PCO <sub>2</sub>	2,1434e-02	4,1676e-02	7,9917e-02	1,4821e-01	1,7882e-01	2,5909e-01	4,1393e-01	5,9073e-01
PO <sub>2</sub>	2,0575e-01	2,0106e-01	1,9220e-01	1,7638e-01	1,6930e-01	1,5070e-01	1,1484e-01	7,4798e-02
PN <sub>2</sub>	7,7281e-01	7,5726e-01	7,2788e-01	6,7541e-01	6,5188e-01	5,9020e-01	4,7123e-01	3,3447e-01
Минеральная фаза, %	Гетит 12,30; монтмориллонит 43,08; кварц 44,6	Гетит 12,22; монтмориллонит 42,78; кварц 45,01	Гетит 11,82; монтмориллонит 41,39; кварц 43,89; кальцит 2,91	Гетит 11,53; монтмориллонит 40,38; кварц 42,99; кальцит 5,10	Гетит 11,46; монтмориллонит 40,15; кварц 42,77; кальцит 5,62	Гетит 11,33; монтмориллонит 39,66; кварц 42,30; кальцит 6,69; родохрозит 0,02	Гетит 11,19; монтмориллонит 39,17; кварц 41,82; кальцит 7,67; родохрозит 0,15; ангидрит 0,00	Гетит 10,47; монтмориллонит 37,62; кварц 44,02; кальцит 2,63; родохрозит 0,19; ангидрит 5,06



**Рис. 4.49. Результаты моделирования эволюции системы «вода–порода», закрытой по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу (А) и открытой по  $\text{CO}_2$  (Б) (Раздольненский бассейн). 1–5 – водовмещающие породы: 1 – уголь; 2 – аргиллит; 3 – алевролит; 4 – песчаник; 5 – туфогенные образования; 6–12 – формирующиеся минеральные фазы: 6 – ангидрит; 7 – доломит; 8 – родохрозит; 9 – кальцит; 10 – кварц; 11 – монтмориллонит; 12 – гетит**

На основании исследований, выполненных с помощью физико-химического моделирования, основанного на минимизации изобарно-изотермического потенциала, реализованного в программном комплексе «Селектор-С», определены закономерности гидрогеохимических процессов и пути изменения состава подземных вод в условиях природно-техногенных структур затопленных шахт, вероятные направления преобразования минерального вещества и потенциальные ассоциации, стабильные в условиях той или иной гидрогеохимической среды. Установлено следующее:

- При величине отношения реагирующих масс породы и воды ( $T/J$ )  $\leq 0,004$  формируются маломинерализованные  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  воды. Увеличение величины отношения реагирующих масс  $T/J$  приводит к росту минерализации вод и последовательному

продуцированию растворов, соответствующих  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$  ряду. Накопление  $\text{Na}^+$  или  $\text{Mg}^{+2}$  в ряду определяется типом пород и вносит определенную специфику в состав равновесного водного раствора.

- Появление сульфатных ионов в водах обусловлено наличием сульфидов. Закрытость системы по  $\text{CO}_2$  ( $P_{\text{CO}_2} = 10^{-2,0}$ ) всегда означает предохранение водной фазы от увеличения в ней концентрации  $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$  и приводит к росту (при наличии источника) содержания  $\text{SO}_4^{-2}$ .

- Увеличение равновесного парциального давления  $\text{CO}_2$  ( $> 10^{-1,0}$ ) и уменьшение равновесной концентрации  $\text{O}_2$  расширяет область существования в угольных бассейнах  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа вод и способствует накоплению больших концентраций компонентов в водах.

- Изменение состава подземных вод с тенденцией возрастания концентраций компонентов ведет к усложнению состава аутигенных минеральных фаз.

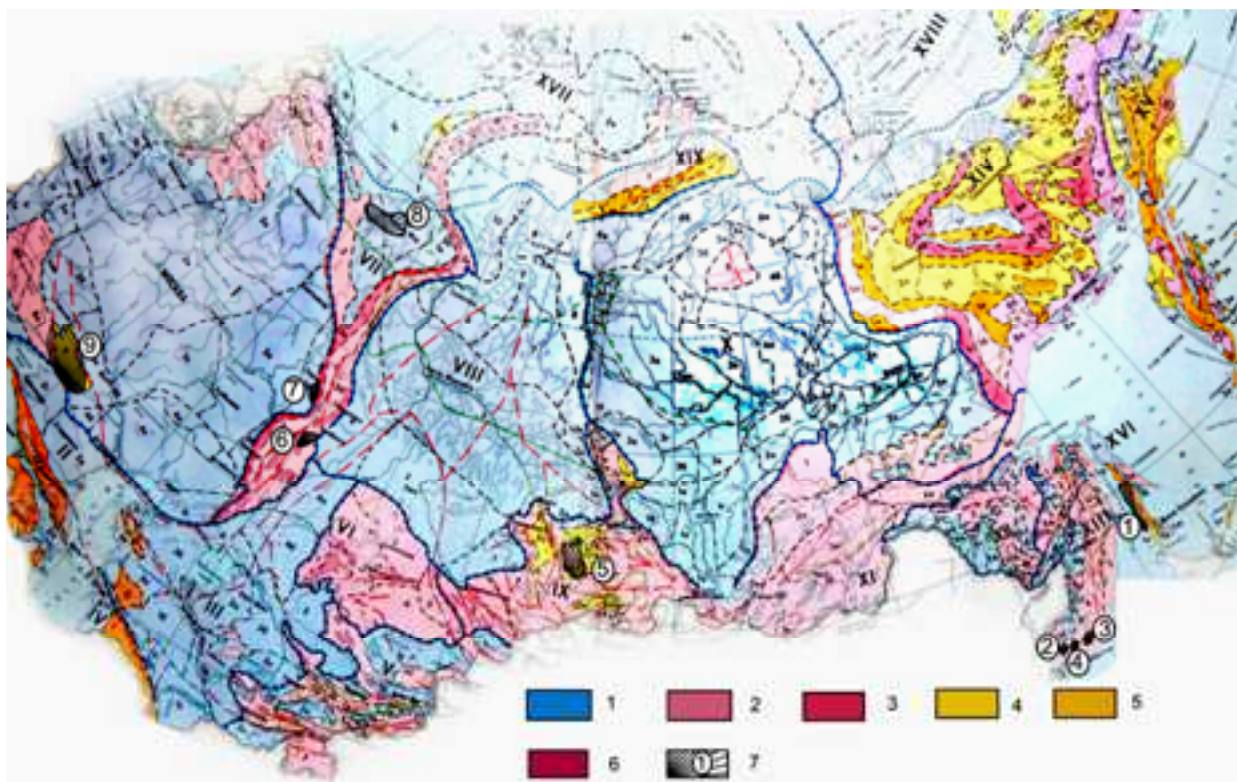
- Увеличение парциального давления  $\text{CO}_2$  в системе на последовательность вторичного минералообразования в целом не влияет, а лишь сдвигает начало образования тех или иных твердых фаз к более поздним этапам.

На основании выше изложенного материала сформулировано **второе защищаемое положение:**

**Геохимическая специфика подземных вод техногенного комплекса природно-техногенных структур Приморья и Сахалина закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока по схеме:  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$ . Она определяется соотношением взаимодействующих масс породы и воды, контролируется парциальным давлением  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в системе «вода–порода» и процессами вторичного минералообразования.**

## ГЛАВА 5. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СТРУКТУРАХ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Изучение геохимических изменений состава подземных вод в условиях природно-техногенных структур ликвидированных шахт угольных месторождений актуально не только в регионах Дальнего Востока, но и в районах европейской части России, Урала, Сибири, дальнего и ближнего зарубежья. Поэтому представлялось весьма целесообразным выявить региональные особенности вариаций составов подземных вод при их циркуляции в природно-техногенных структурах таких крупных угольных бассейнов России и Украины, как Донецкий, Кизеловский, Кузнецкий, Печорский и Челябинский (рис. 5.1).



**Рис. 5.1. Схема гидрогеологического районирования.** Границы гидрогеологических областей (I–XIX): Восточно-Европейская (I); Тимано-Уральская (VII); Саяно-Алтайско-Енисейская (IX); Сихотэ-Алиньская (XIII); Сахалинская (XVI). Типы бассейнов подземных вод по условиям скопления (1–6): 1 – пластовые воды артезианские и субартезианские, 2 – трещинные воды субэаральные и субаквальные, 3 – трещинные и карстовые воды, 4 – трещинные и пластовые воды в отрицательных морфоструктурах, 5 – трещинные и пластовые воды в положительных морфоструктурах, 6 – трещинные и пластовые воды в вулканогенных супербассейнах; 7 – угольные бассейны: Сахалинский (1), Раздольненский (2), Партизанский (3), Угловский (4), Кузнецкий (5), Челябинский (6), Кизеловский (7), Печорский (8), Донецкий (9)

Стратиграфическое положение угольных бассейнов, связанное с этапами промышленного углеобразования, свидетельствует о том, что угленосность в пределах рассматриваемых территорий начиная с карбона мигрировала в восточном направлении, последовательно занимая все более высокие стратиграфические горизонты (табл. 5.1).

**Таблица 5.1. Стратиграфическое положение угольных бассейнов**

Этап	Стратиграфическая шкала			Бассейн								
	Эратема	Система	Отдел	Киевловский	Донецкий	Кузнецкий	Печорский	Челябинский	Партизанский	Раздольненский	Угловский	Сахалинский
Кайнозойский	KZ	N	N <sub>2</sub>									
			N <sub>1</sub>									
		P	P <sub>3</sub>									
			P <sub>2</sub>									
			P <sub>1</sub>									
Позднемезозойский	MZ	K	K <sub>2</sub>									
			K <sub>1</sub>									
Раннемезозойский	MZ	J	J <sub>3</sub>									
			J <sub>2</sub>									
			J <sub>1</sub>									
		T	T <sub>3</sub>									
			T <sub>2</sub>									
T <sub>1</sub>												
Пермский	PZ	P	P <sub>2</sub>									
			P <sub>1</sub>									
Карбоновый	PZ	C	C <sub>3</sub>									
			C <sub>2</sub>									
			C <sub>1</sub>									

**Примечание.** Цветом показана интенсивность промышленного углеобразования (чем темнее, тем интенсивнее).

Бассейны каменноугольного (карбонового) возраста (Донецкий и Кизеловский) находятся в западной половине рассматриваемой территории. Интенсивность углеобразования в них увеличивалась от более ранних горизонтов к более поздним, где достигала максимума, а затем ( $C_3$ ) снижалась. Максимум углеобразования отмечался также в отложениях пермского возраста (Печорский и Кузнецкий бассейны). А мезозойский этап образования угольных бассейнов охватывал период от позднего триаса (Челябинский бассейн) до конца мела (Партизанский и Раздольненский бассейны). В бассейнах палеогенового возраста углеобразование проходило преимущественно в условиях переходного, реже орогенного тектонического режима (Угловский бассейн), в неогене – во внутренних прогибах орогенных поясов (Сахалинский бассейн).

Особенности состава подземных вод, циркулирующих в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт угольных бассейнов мелового, палеогенового и неогенового возрастов восточной части (Приморье и Сахалин), рассмотрены в предыдущих главах. Ниже представлены особенности современного химического состава подземных вод, формирующихся в районах ликвидированных шахт бассейнов каменноугольной, пермской и триасовой угленосности западной и центральной частей рассматриваемой территории.

## **5.1. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейнов каменноугольного возраста**

Основными угленосными бассейнами каменноугольного возраста на рассматриваемой территории являются Донецкий и Кизеловский.

### **5.1.1. Донецкий угольный бассейн**

Донецкий бассейн расположен на юге Восточно-Европейской платформы в пределах одноименной гидрогеологической области и представляет собой восточную часть крупной палеозойской структуры (Большедонбасского (Днепрово-Донецкого) прогиба [Геология угольных месторождений СССР, 1990] или Припятско-Днепровского авлакогена [Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 1, 2006]), заложеной в среднем девоне в результате образования субширотного грабена между Украинским и Воронежским массивами.

Бассейн сложен мощной толщей осадочных палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений, залегающих несогласно и с размывом на изверженных и метаморфических породах докембрия [Геология угольных месторождений, 1990].



Самым активным в истории развития Доно-Днепровского прогиба был *девонский период*. Глубинные разломы, отколовшие от южного края Русской платформы Украинский кристаллический массив, сопровождались вулканической деятельностью. Между периодами извержений накапливались терригенные осадочные толщи. Интенсивные колебательные движения приводили к перерывам в морском режиме осадконакопления, выраженным хемогенными осадками изолированного бассейна. Среди подобных перерывов выделяются два периода образования мощных пластов соли. *Каменноугольный период* отличался общим плавным опусканием всего прогиба. Аргиллиты и алевролиты (глинистые и песчаные сланцы) преобладают в разрезе (60–70 %), значительную долю занимают песчаники (25–40 %). Медленное погружение и морской режим привели к накоплению известняков (1–5 %) и углей (1–2 %). В карбоне заключено 330 угольных пластов, из которых 130 мощностью более 0,5 м. Почти все пласты сложены гумусовыми углями с резким преобладанием углей класса гумитов. Содержание серы в углях бассейна колеблется от 1 до 7 % [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. *Пермские отложения* представлены красноцветными аргиллитами и алевролитами, в меньшей степени мелкозернистыми песчаниками, мало мощными прослоями доломитов и известняков, песчано-глинистыми отложениями с пластами ангидрита, гипса и каменной соли. *Триасовые отложения* представлены песчаниками, красноцветными, пестроцветными и серыми глинами. *Юрские отложения* сложены глинами, алевролитами и песчаниками с прослоями бурых углей. *Меловые отложения* представлены каолиновыми песками, рыхлыми песчаниками, углистыми глинами, а *палеоген-неогеновые отложения* – глинами и песками с прослоями известняков и бурых углей.

В Донецком угольном бассейне, относящемся к Восточно-Европейской гидрогеологической области (см. рис. 5.1), развиты трещинные и пластовые воды. Питание водоносных горизонтов и комплексов в зоне активного водообмена (до глубины 300–400 м) осуществляется главным образом за счет атмосферных осадков и перетока вод из вышележащих отложений. С увеличением глубины все большее значение приобретают напорные воды подстилающих толщ. На гидродинамически активных участках зон разломов между различными водоносными горизонтами и комплексами существует гидравлическая взаимосвязь [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Промышленная разработка залежей каменного угля в регионе осуществлялась с 1796 г. Горно-геологические условия эксплуатации в Донецком бассейне сложные, что обусловлено большой глубиной разработки (более 700 м), высокой газоносностью

углей и пород, частыми выбросами угля и взрывами метана [Панов и др., 1998]. В составе газов угольных пластов Донбасса – метан, азот, углекислый газ, тяжелые углеводороды (в основном этан), водород, инертные газы, сероводород и редкие газы. С глубиной содержание метана возрастает (от 0 до > 80 %), а углекислого газа – уменьшается (80 % – следы), содержание азота вначале возрастает (от > 20 до 80 %), а затем снижается (до 20 %) [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Притоки воды в горные выработки при эксплуатации шахт измерялись десятками и сотнями кубических метров в час. Породы *карбона* характеризовались в основном невысокой водообильностью (от 20 до 100 м<sup>2</sup>/сут) [URL: <http://byim.com/gidro/index.html>]. Водоносные горизонты продуктивной толщи *карбона* давали небольшие притоки в горные выработки шахт. Исключение представляли кратковременные притоки воды (1000–2000 м<sup>3</sup>/ч) при пересечении выработками закарстованных известняков или сильно трещиноватых песчаников [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. *Пермский водоносный горизонт* также характеризовался невысокой водообильностью, водопроницаемость пород не превышала 10–20 м<sup>2</sup>/сут [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. Водопроницаемость мезозойских отложений (*триаса и юры*) изменялась в пределах 50–150 м<sup>2</sup>/сут.

Средний приток воды в шахту составлял 50–100 м<sup>3</sup>/ч. Шахты с притоком 300–500 м<sup>3</sup>/ч и более встречались редко. С глубиной приток воды в горные выработки заметно снижался [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. По средневзвешенному водопритоку на одну шахту бассейн относился к группе обводненных (340 м<sup>3</sup>/ч). Из общего количества шахт 47 % являлось обводненными, 42 % – умеренно обводненными, 8 % – слабо обводненными и 3 % – весьма обводненными. Общий водоприток по бассейну в 1989 г. составил 93520 м<sup>3</sup>/ч [Шахтные воды угольной промышленности, 1989].

По химическому составу подземные воды мезозойских водоносных комплексов, по данным исследователей, преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные или сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые, магниевые и натриевые. Величина pH варьируется от 6,7 до 7,4 при минерализации – 1–3 г/дм<sup>3</sup>. На глубинах > 600–800 м возрастают концентрации ионов хлора и натрия, воды приобретают сульфатно-хлоридный натриевый состав [Суряко, 1988]. В четвертичных и неоген-палеогеновых комплексах преобладают гидрокарбонатные кальциевые или магниевые и гидрокарбонатно-сульфатные воды различного катионного состава, минерализация которых не превышает 1–2 г/дм<sup>3</sup>, pH = 6,8–7,2 [Суряко, 1988].

В Донбассе, по данным Г.Л. Майдукова, М.Е. Григорюка [2006], треть воды относится к чисто сульфатной, 54,1 % – с преобладанием сульфатов и только 16,4 % – с преобладанием хлоридов и гидрокарбонатов. Выделяются следующие геохимические типы подземных вод: гидрокарбонатный кальциевый, магниевый и кальций-магний-натриевый с минерализацией 0,5–2,0 г/дм<sup>3</sup> и рН = 6,8–7,2; гидрокарбонатно-сульфатный, сульфатно-гидрокарбонатный различного катионного состава с минерализацией 1,0–3,0 г/дм<sup>3</sup> и рН = 6,7–7,4; гидрокарбонатный натриевый, гидрокарбонатно-хлоридный натриевый с минерализацией 0,1–3,0 г/дм<sup>3</sup> и рН = 7,8–9,0; сульфатный кальциевый, натриевый, магниевый с минерализацией 3,0–7,0 г/дм<sup>3</sup> и рН = 5,4–7,6; сульфатно-хлоридный, хлоридно-сульфатный натриевый, кальциевый и магниевый с минерализацией 3,0–8,0 г/дм<sup>3</sup> и рН = 6,5–7,8; хлоридный натриевый с минерализацией до 320 г/дм<sup>3</sup> и рН = 7,6–9,2 [Суярко, 1988].

### Восточный Донбасс (Ростовская область, Россия)

К началу реструктуризации угольной промышленности (1995 г.) в Ростовской области действовало 64 шахты, по состоянию на 01.01.2011 г. осталось только 13 действующих шахт, принадлежащих частным компаниям. Из 13 шахт, учитываемых как действующие, фактически осуществляют добычу угля 8 шахт. Добыча угля сократилась с 15,9 млн т (в 1994 г.) до 4,7 млн т (в 2010 г.) [Пояснительная записка ..., 2011 г. (<http://www.donland.ru/Default.aspx?pageid=96633>)].

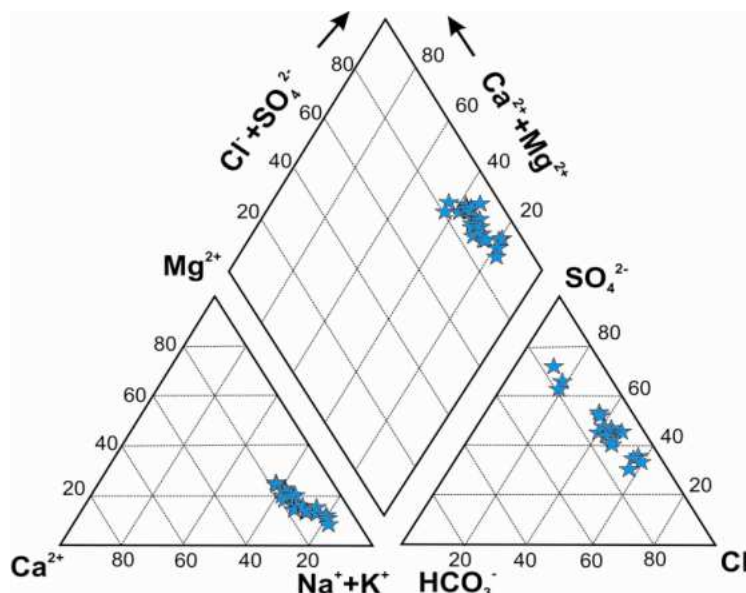
Закрытие шахт методом «мокрой» ликвидации отразилось на гидрохимической обстановке в регионе. Подземные воды, циркулируя в природно-техногенных структурах шахт Восточного Донбасса («Антрацит», «Глубокая», «Горняцкая», «Тацинская» и «Шолоховская»), по данным В.И. Демкина с соавторами [2010], становятся солончатыми (минерализация 3,3–9,9 г/дм<sup>3</sup>), сульфатными (до 2960 мг/дм<sup>3</sup>) и хлоридными (до 3300 мг/дм<sup>3</sup>) натриевыми, магниевыми, магниевыми. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах ликвидированных шахт Восточного Донбасса представлено на рис. 5.2. Усредненные формулы солевого состава формирующихся вод следующие:

$M_{3.8} \frac{SO_4^{73} HCO_3^{14} Cl^{13}}{(Na + K)^{62} Mg^{22} Ca^{16}}$  (шахта «Антрацит»);

$M_{3.8} \frac{SO_4^{48} Cl^{42} HCO_3^{10}}{(Na + K)^{64} Mg^{20} Ca^{16}}$  (шахта «Шолоховская»);  $M_{4.0} \frac{Cl^{46} SO_4^{43} HCO_3^{11}}{(Na + K)^{73} Mg^{14} Ca^{13}}$  (шахта

«Горняцкая»);  $M_{4.1} \frac{Cl^{46} SO_4^{43} HCO_3^{11}}{(Na + K)^{68} Mg^{17} Ca^{15}}$  (шахта «Тацинская»);

$M_{8.1} \frac{Cl^{51} SO_4^{40} HCO_3^9}{(Na + K)^{76} Mg^{14} Ca^{10}}$  (шахта «Глубокая»).



**Рис. 5.2. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах ликвидированных шахт Восточного Донбасса**

На основании интерпретации имеющихся данных [Демкин и др., 2010] по химическому составу вод Восточного Донбасса выделены типы вод техногенного комплекса и ряд подтипов, формирующихся в результате их циркуляции в условиях природно-техногенных структур (табл. 5.2).

**Таблица 5.2. Характеристика типов подземных вод техногенных комплексов шахт Восточного Донбасса**

Тип воды Подтип воды	Число проб	pH	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
				Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
<b>SO<sub>4</sub>-Na</b>	<b>6</b>	<b>6,9</b>	<b>4,2</b>	<b>899,7</b>	<b>203,8</b>	<b>160,5</b>	<b>517,8</b>	<b>1889,3</b>	<b>522,5</b>
SO <sub>4</sub> -Na	1	7,0	3,8	892,0	150	99,0	270,0	1873	476,0
Cl-SO <sub>4</sub> -Na	2	7,0	3,9	903,5	191,5	140,5	806,0	1518,5	366,0
SO <sub>4</sub> -Mg-Na	3	6,7	4,5	899,7	230	194,3	408,3	2142	642,3
<b>Cl-SO<sub>4</sub>-Na</b>	<b>19</b>	<b>7,1</b>	<b>4,4</b>	<b>1115,6</b>	<b>184,6</b>	<b>135,1</b>	<b>1134,8</b>	<b>1430,4</b>	<b>417,7</b>
Cl-SO <sub>4</sub> -Na	15	7,0	4,1	1049,6	170,8	112,8	1041,1	1295,7	419,4
Cl-SO <sub>4</sub> -Mg-Na	4	7,3	6,1	1445,5	253,5	246,5	1603,5	2104,0	409,0
<b>Cl-Na</b>	<b>6</b>	<b>7,2</b>	<b>8,5</b>	<b>2482,1</b>	<b>238,2</b>	<b>179,8</b>	<b>2756,0</b>	<b>2230,5</b>	<b>637,8</b>

### Западный Донбасс (Украина)

В Украине реструктуризация угольной промышленности также привела к массовому закрытию шахт. С 1995 по 2009 г. в Донецкой области полностью закрыты 52 шахты, в Луганской области – 36 шахт, а в Львовско-Волынском регионе затоплено 8 шахт [Пек, 2009]. Скорость затопления шахт колебалась в пределах 0,007–0,45 м/сут.

Ранее, в период Великой Отечественной войны, шахты Донбасса уже были затоплены. Ю.Н. Гавриленко с соавторами [Техногенные последствия ..., 2004] удалось

сопоставить химические составы подземных вод, которые существовали до затопления горных выработок (1935–1940 гг.), с составами вод, которые были на начальном этапе откачки вод из затопленных шахт (1943–1950 гг.). В результате было установлено, что изменение состава вод в горных выработках различных углепромышленных районов происходило с разной интенсивностью. Минерализация вод в отдельных шахтах превышала исходную (до затопления) в 2–3,5 раза, иногда в 4–5 раз (табл. 5.3).

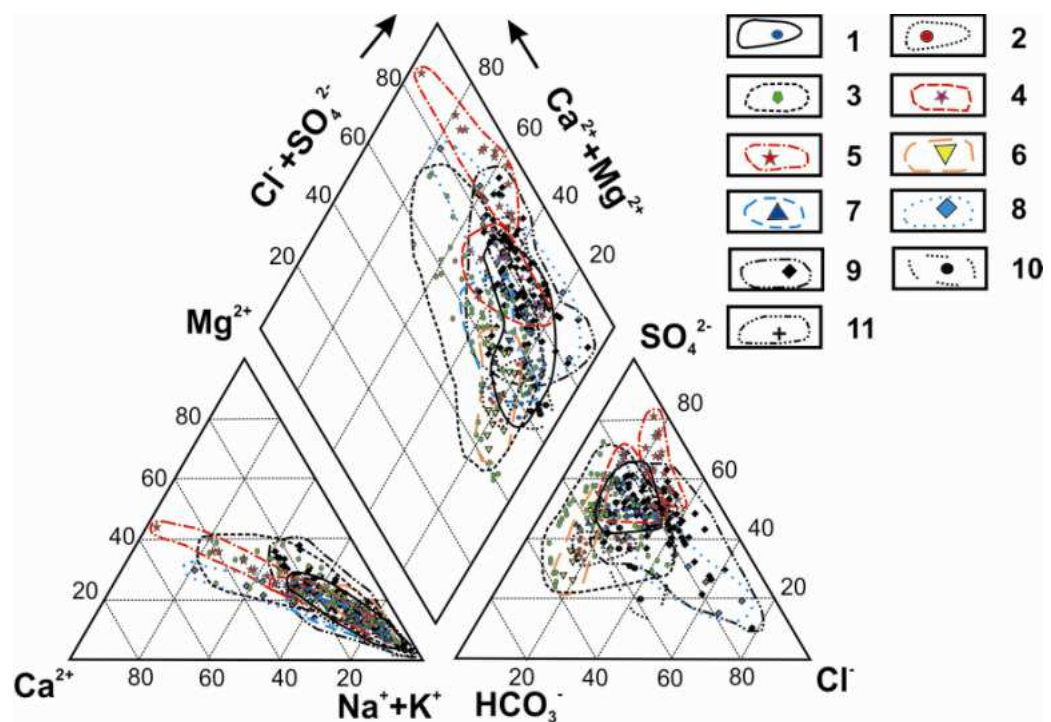
**Таблица 5.3. Обобщенные показатели химического состава шахтных вод [по: Техногенные последствия ..., 2004]**

Наименование района	До затопления (1935–1940 гг.) / Начальный период откачки (1943–1950 гг.)		
	Cl, мг/дм <sup>3</sup>	Жесткость общ., моль/дм <sup>3</sup>	Формула солевого состава
Красноармейский	336 / 422	Н.д. / 34,1	$M_{3.0} \frac{SO_4^{55} Cl^{25} HCO_3^{20}}{Na^{59} Ca^{22} Mg^{19}} / M_{3.6} \frac{SO_4^{61} Cl^{21} HCO_3^{18}}{Na^{40} Mg^{30} Ca^{30}}$
Донецко-Макеевский	569 / 522	26,2 / 35,0	$M_{4.6} \frac{SO_4^{61} Cl^{26} HCO_3^{13}}{Na^{60} Mg^{21} Ca^{19}} / M_{6.7} \frac{SO_4^{63} Cl^{20} HCO_3^{17}}{Na^{62} Mg^{20} Ca^{18}}$
Торезско-Снежнянский	162 / 139	9,5 / 12,4	$M_{2.4} \frac{SO_4^{56} HCO_3^{30} Cl^{14}}{Na^{65} Mg^{20} Ca^{15}} / M_{3.3} \frac{SO_4^{62} HCO_3^{30} Cl^{18}}{Na^{75} Mg^{13} Ca^{12}}$
Центральный	273 / 318	18,1 / 32,2	$M_{2.6} \frac{SO_4^{66} Cl^{20} HCO_3^{14}}{Na^{60} Mg^{22} Ca^{18}} / M_{5.1} \frac{SO_4^{76} Cl^{12} HCO_3^{11}}{Na^{53} Mg^{25} Ca^{22}}$

В шахтах Донецко-Макеевского (№ 6-12, им. Ф. Кона, «Грузская», «Наклонная») и Центрального (№ 12, «Новокондратьевская», им. Сталина, «Юнком», «Красный Октябрь», «Красный Профинтерн») районов, по данным предшественников [Гидрогеология СССР, 1971; Кононенко, 1976], вода часто имела кислую рН среды. Однако корректных данных по составу кислых вод бассейна найти не удалось, поэтому в дальнейших исследованиях они не использовались.

В настоящее время мониторингом экологической ситуации в районах затопленных шахт **Донецкой области** занимаются три организации: Донецкая, Горловская и Торезская. На основании интерпретации результатов анализов гидрохимических проб, полученных вследствие их деятельности (данные аккредитованной лаборатории НТФ «Стандарт» ВДЛШ ДП «Укруглеторфреструктуризация»), а также опубликованных данных [Проскурня, Тарасова, 2007; Середа и др., 2005 (<http://portal.tpu.ru/science/konf/pgon/trud-11/section5-07.pdf>); Гавришин, 2005, 2006; Пек, 2008, 2009] рассчитаны средние химические составы подземных вод техногенных комплексов следующих ликвидированных шахт: *Донецкая ликвидационная комиссия* – «Петровская № 11-бис», «Петровская № 29», «Кировская», им. Скочинского, «Панфиловская», «Октябрьская»,

«Бутовка-Донецкая», им. Калинина, «Заперевальная», «Красная звезда № 6», «Капитальная № 9», им. 60-летия Советской Украины (Донецкуголь); им. Баженова, им. Бетова, «Красногвардейская», им. Орджоникидзе (Макеевуголь); № 10-бис, «Пролетарская крутая», № 21 (Советскуголь); «Центральная», «Родинская» (Красноармейскуголь); «Новгородовка № 2», «Селидовская», «Горняк» (Селидовуголь); Горловская ликвидационная комиссия – «Кочегарка», им. Изотова, «Кондратьевка», «Александр-Запад» (Артемуголь); им. Артема, «Торезкая», «Новая» (Дзержинскуголь); «Юный коммунар», «Красный Профинтерн» (Орджоникидзеуголь); «Крымская», «Донецкая», «Житомирская» (Октябрьуголь); Торезская ликвидационная комиссия – «Фоминская № 14», «Шахтерская № 30» (Шахтерскантрацит); № 3-бис, «Объединенная», «Торезская № 43», «Червона зирка», «Лесная», «Речная», «Донецкая», «Снежнянская», «Ремовская», «Восход», «Миусская» (Торезантрацит). Установлено, что воды, формирующиеся в природно-техногенных структурах рассматриваемых шахт, относятся к группе солоноватых. По химическому составу они преимущественно гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатные, хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные, сульфатно-хлоридные, сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные и сульфатно-гидрокарбонатные преимущественно натриевые (рис. 5.3).



**Рис. 5.3. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах ликвидированных шахт производственных объединений Донецкой области (I–II): 1 – Артемуголь; 2 – Шахтерскантрацит; 3 – Торезантрацит; 4 – Советскуголь; 5 – Селидовуголь; 6 – Орджоникидзеуголь; 7 – Октябрьуголь; 8 – Макеевуголь; 9 – Донецкуголь; 10 – Дзержинскуголь; 11 – Красноармейскуголь**

Наблюдаются вариации химического состава подземных вод, связанные, вероятно, с гидродинамическими колебаниями (табл. 5.4).

**Таблица 5.4. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахт Донецкой области**

Подтип воды	Число проб	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
				Na <sup>+</sup> +K	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na-Mg-Ca	3	8,1	0,99	84,0	115,0	61,7	75,0	409,7	240,0
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Na	6	8,1	1,68	322,3	112,0	54,17	192,7	556,7	444,2
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg-Ca-Na	5	8,0	1,81	301,8	135,4	73,2	145,6	652,4	501,2
Cl-SO <sub>4</sub> -Mg-Ca	2	7,4	1,92	71,5	289,0	155,5	279,0	904,5	219,5
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	4	8,1	2,0	320,8	137,5	96,3	114,5	849,3	477,3
HCO <sub>3</sub> -Na	6	8,5	2,04	537,7	33,0	22,8	130,0	360,0	954,8
HCO <sub>3</sub> -Cl-SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	5	8,1	2,17	374,8	149,4	109,2	362,0	752,2	421,1
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	18	8,3	2,33	574,1	50,6	50,4	164,8	551,9	940,2
Cl-SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Na	5	6,3	2,4	647,2	51,2	32,3	261,8	589,2	838,6
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	43	8,3	2,5	591,3	78,8	62,9	187,0	903,0	6627
SO <sub>4</sub> -Mg-Ca-Na	5	7,2	2,55	370,8	241,0	129,2	236,6	1387,6	179,8
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Cl-Na	5	8,2	2,55	625,0	98,4	68,8	567,2	640,2	546,0
SO <sub>4</sub> -Mg-Na	14	8,2	2,58	513,9	112,7	110,2	193,9	993,3	654,0
SO <sub>4</sub> -Cl-Mg-Na	4	8,1	2,59	534,8	129,8	130,3	647,5	739,5	412,8
Cl-SO <sub>4</sub> -Na-Mg-Ca	4	7,7	2,66	265,3	319,8	165,8	357,5	1274,0	276,0
HCO <sub>3</sub> -Cl-SO <sub>4</sub> -Mg-Na	9	8,2	2,70	571,7	123,1	107,3	399,0	920,2	581,3
SO <sub>4</sub> -Na	10	8,0	2,8	578,3	131,9	99,6	358,2	947,1	630,0
Cl-SO <sub>4</sub> -Mg-Ca-Na	14	8,0	2,80	479,4	235,3	117,9	438,5	1117,9	407,0
HCO <sub>3</sub> -Cl-SO <sub>4</sub> -Na	21	7,8	3,0	734,0	103,8	81,8	455,0	992,3	623,4
Cl-HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na	23	8,3	3,10	810,4	72,9	61,3	381,0	943,4	829,9
SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	2	7,9	3,1	566,0	187,5	130,0	219,5	1454,5	497,5
Cl-HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg-Na	4	8,2	3,38	695,5	151,5	134,3	359,5	1208,0	828,0
Cl-SO <sub>4</sub> -Mg-Na	18	8,1	3,5	713,1	170,7	167,3	646,7	1291,8	497,9
Cl-SO <sub>4</sub> -Na	22	8,0	3,5	899,2	127,2	97,0	672,4	1267,3	478,3
SO <sub>4</sub> -HCO <sub>3</sub> -Cl-Na	5	6,3	3,6	1025,4	60,5	46,3	742,3	664,3	1034,5
Cl-SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	12	8,1	3,9	660,4	276,8	220,0	635,8	1658,4	482,2
SO <sub>4</sub> -Cl-Na	10	8,3	4,5	1272,8	115,8	107,6	1349,1	1067,6	560,3
Cl-Na	3	8,0	6,58	2150,0	96,3	82,0	2729,0	767,0	755,0

В Луганской области из всех ликвидированных шахт наихудшим качеством вод, по данным В.И. Полтавец с соавторами (<http://www.lgh.com.ua/files/minewater.pdf>), характеризуется шахта «Брянковская», расположенная непосредственно в г. Брянск Луганской области. Воды техногенного комплекса шахты солоноватые (минерализация 1974,0–4024,0 мг/дм<sup>3</sup>), преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные натриево-

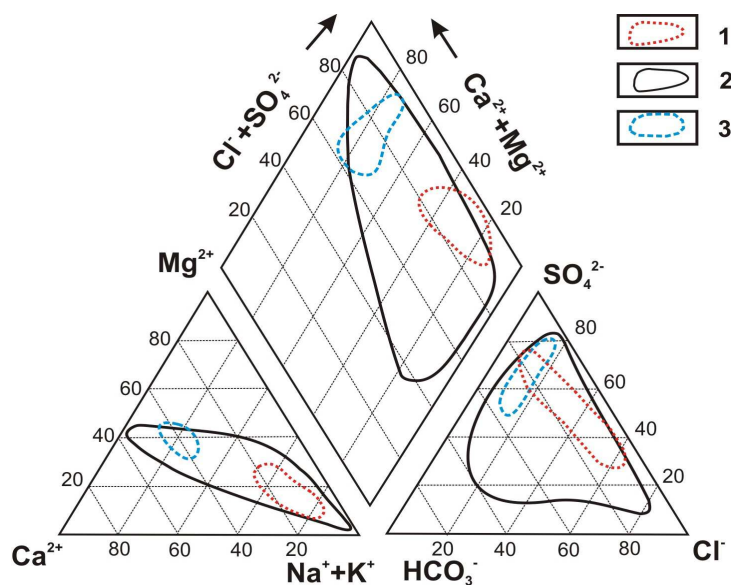
кальциево-магниевые  $(M_{2,8} \frac{SO_4^{57} HCO_3^{28} Cl^{15}}{Mg^{39} Ca^{38} Na^{23}})$  (рис. 5.4). Незначительные

гидродинамические колебания состава вод приводят к формированию подтипов, представленных в табл. 5.5.

**Таблица 5.5. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахты «Брянковская» Луганской области**

Подтип воды	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
		Na <sup>+</sup> +K	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
SO <sub>4</sub> -Na-Mg-Ca	2,59	225,00	309,0	177,0	220,0	1480,0	175,0
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Mg	2,69	155,0	325,0	202,0	204,0	1013,0	787,0
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na-Mg-Ca	2,78	224,26	325,0	183,5	215,0	1070,0	778,0
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Na-Ca-Mg	2,85	223,0	305,8	209,3	219,5	1123,8	771,8

Таким образом, рассмотрев соотношение основных катионов и анионов в подземных водах Донецкого угольного бассейна, установили, что с ростом минерализации в водах происходят вариации концентраций основных катионов от смешанного состава к натриевому. По анионному составу в бассейне широко распространены воды сульфатного, хлоридного и смешанного состава. Для техногенных комплексов Ростовской области свойственны преимущественно хлоридно-сульфатные и сульфатно-хлоридные натриевые воды, для Луганской области – сульфатные воды смешанного катионного состава, а в Донецкой области распространены воды сульфатного, хлоридного и смешанного как анионного, так и катионного состава (рис. 5.4).



**Рис. 5.4. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах техногенного комплекса ликвидированных шахт Донбасса: 1 – Ростовская область, 2 – Донецкая область, 3 – Луганская область**



pH диапазон ионообменной трансформации подземных вод при этом варьируется в пределах от 6,5 до 8,85 (рис. 5.5).

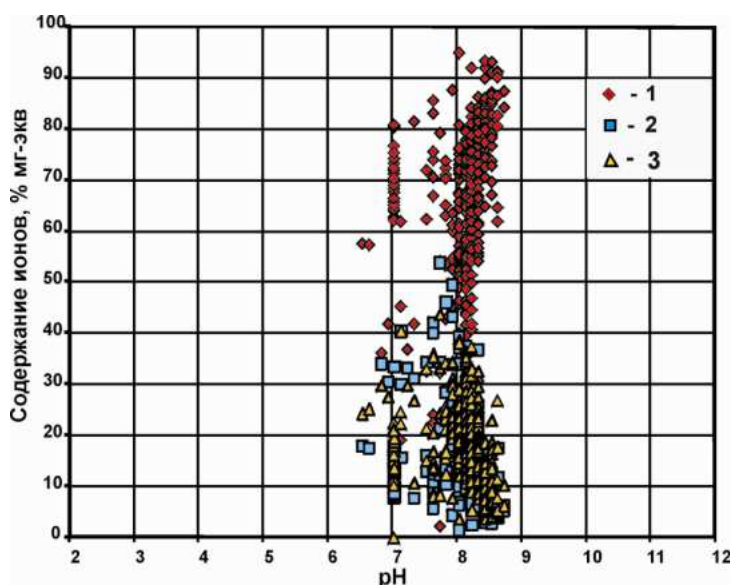


Рис. 5.5. Изменения концентраций  $\text{Na}^+\text{K}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в водах Донецкого бассейна в зависимости от pH

Несмотря на такое разнообразие составов вод, формирующихся в Донецком бассейне, удалось получить усредненные формулы солевого состава для вод природного

$$M_{0,54} \frac{\text{SO}_4^{40} \text{Cl}^{31} \text{HCO}_3^{29}}{\text{Mg}^{39} (\text{Na} + \text{K})^{36} \text{Ca}^{25}} \text{ и техногенного } M_{3,12} \frac{\text{SO}_4^{47} \text{Cl}^{30} \text{HCO}_3^{23}}{(\text{Na} + \text{K})^{66} \text{Mg}^{18} \text{Ca}^{16}} \text{ комплексов, а}$$

также определить зависимость средних содержаний основных элементов от общей минерализации подземных вод (рис. 5.6).

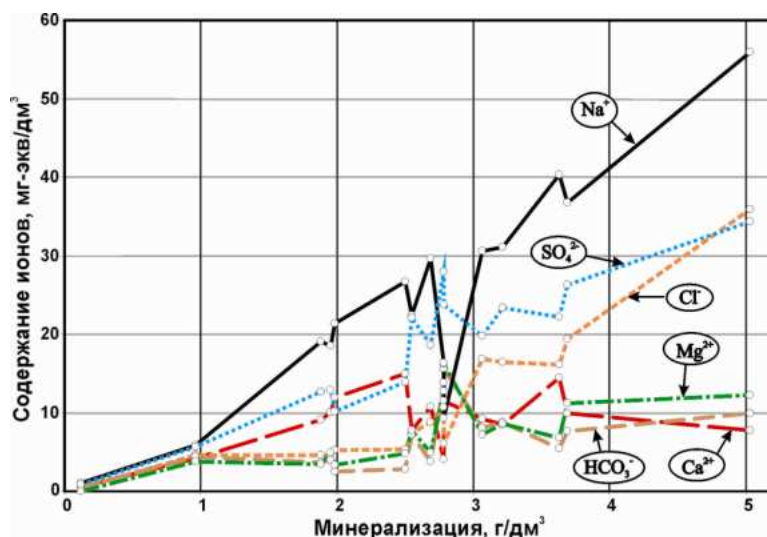


Рис. 5.6. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов ликвидированных шахт Донецкого бассейна

Показано, что основными ионами, определяющими минерализацию и состав подземных вод техногенного комплекса в бассейне, являются  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$  (см. рис. 5.6).  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  хотя играют определенную роль в формировании составов раствора и минеральной составляющей, но в этом бассейне все-таки занимают второстепенные позиции. На рисунке четко проявлены периоды роста и падения

содержаний тех или иных ионов, характеризующие наличие геохимических барьеров и определенные этапы минералообразования в системе вода–порода.

Результаты расчета соотношений форм миграции химических элементов в подземных водах Донецкого бассейна (табл. 5.6) свидетельствуют о том, что макрокомпоненты в подземных водах природного комплекса мигрируют преимущественно в виде собственных незакомплексованных ионов, доля которых для натрия составляет 99,8 %, а для кальция – 94,46 %. Роль комплексных соединений в их миграции невелика. С ростом минерализации подземных вод доля комплексных соединений миграционных форм растет. Особенно хорошо это проявлено на примере кальция, где он наряду с ионом  $\text{Ca}^{+2}$  (71,31 %) представлен такими комплексными соединениями, как  $\text{CaSO}_4$  (24,15 %),  $\text{CaHCO}_3^+$  (3,53 %) и  $\text{CaCO}_3$  (1,01 %). Натрий при этом очень тяжело создает комплексы в рассматриваемых водах (2,49 %). Это объясняет его интенсивное накопление в растворе (см. рис. 5.6).

**Таблица 5.6. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах Донецкого бассейна (% от суммы молярных концентраций всех форм каждого компонента)**

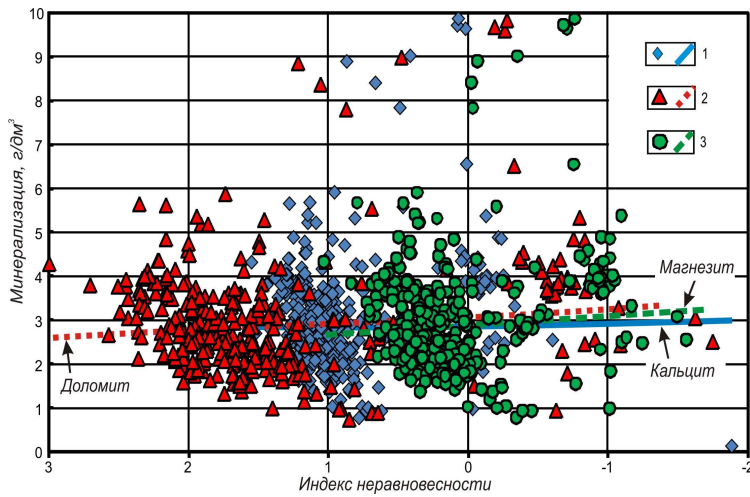
Формы миграции	Воды комплексов		Формы миграции	Воды комплексов	
	природных	техногенных		природных	техногенных
<b>Ca</b>			$\text{CaCO}_3$	0,01	0,35
$\text{Ca}^{+2}$	94,46	71,31	$\text{MgCO}_3$	н.д.	0,26
$\text{CaHCO}_3^+$	0,58	3,53	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	0,02
$\text{CaSO}_4$	4,93	24,15	$\text{NaCO}_3^-$	0,00	0,24
$\text{CaCO}_3$	0,03	1,01	<b>S(VI)</b>		
<b>Na</b>			$\text{SO}_4^{-2}$	96,13	78,51
$\text{Na}^+$	99,80	97,51	$\text{CaSO}_4$	3,42	7,65
$\text{NaHCO}_3$	0,03	0,45	$\text{MgSO}_4$	н.д.	8,16
$\text{NaSO}_4^-$	0,16	1,94	$\text{NaSO}_4^-$	0,45	5,46
$\text{NaCO}_3^-$	0,00	0,09	$\text{FeSO}_4$	н.д.	0,21
<b>Mg</b>			<b>Cl</b>		
$\text{Mg}^{+2}$	н.д.	75,54	$\text{Cl}^-$	100,00	100,00
$\text{MgHCO}_3^+$	н.д.	2,96	<b>Fe(II)</b>		
$\text{MgSO}_4$	н.д.	20,89	$\text{Fe}^{+2}$	н.д.	76,82
$\text{MgCO}_3$	н.д.	0,60	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	2,17
<b>C(IV)</b>			$\text{FeSO}_4$	н.д.	20,59
$\text{HCO}_3^-$	80,19	92,64	$\text{FeOH}^+$	н.д.	0,42
$\text{H}_2\text{CO}_3$	19,48	1,93	<b>Fe(III)</b>		
$\text{CaHCO}_3^+$	0,24	1,23	$\text{Fe}(\text{OH})_2^+$	н.д.	81,70
$\text{MgHCO}_3^+$	н.д.	1,27	$\text{Fe}(\text{OH})_3$	н.д.	8,60
$\text{CO}_3^{-2}$	0,04	0,63	$\text{Fe}(\text{OH})_4^-$	н.д.	9,71
$\text{NaHCO}_3$	0,05	1,41			

Расчет степени насыщения подземных вод Донецкого бассейна к минералам подтверждает вышеописанные наблюдения (табл. 5.7). Из таблицы видно, что подземные воды в природно-техногенных структурах насыщаются карбонатами (рис. 5.7). С ростом минерализации подземные воды стремятся к равновесию с сульфатными минералами, такими как гипс (рис. 5.8 А), ангидрит и гидроярозит (см. табл. 5.7).

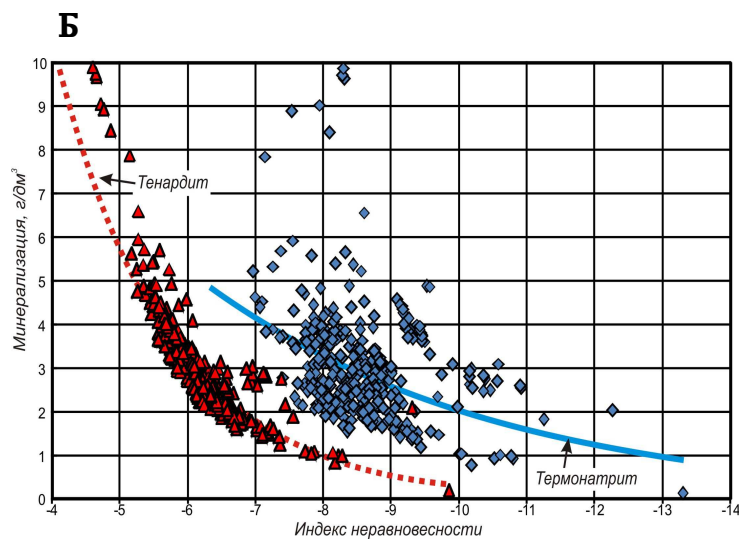
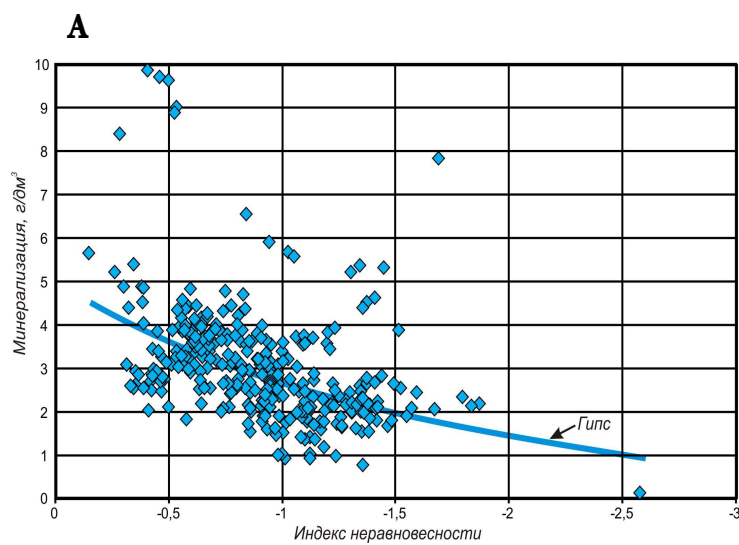
**Таблица 5.7. Степень насыщения подземных вод Донецкого бассейна к минералам**

Минералы	Индекс неравновесности		Минералы	Индекс неравновесности	
	Природные воды	Техногенные воды		Природные воды	Техногенные воды
<i>Карбонаты</i>			<i>Хлориды</i>		
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит	н.д.	1,82	$\text{PbOHCl}$ – лауринит	–	–
$\text{CaCO}_3$ – кальцит	-1,95	0,89	$\text{Cu}_2(\text{OH})_3\text{Cl}$ – атакамит	–	–
$\text{CaCO}_3$ – арагонит	-2,16	0,68	$\text{CuCl}$ – нангокит	–	–
$\text{FeCO}_3$ – сидерит	н.д.	1,00	$\text{PbCl}_2$ – котуннит	–	–
$\text{MgCO}_3$ – магнезит	н.д.	0,25	$\text{Hg}_2\text{Cl}_2$ – каломел	–	–
$\text{CaMg}_3(\text{CO}_3)_4$ – гуннит	н.д.	-0,73	<i>Гидроксиды</i>		
$\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – несквегонит	н.д.	-2,95	$\text{FeOOH}$ – гоезит	н.д.	7,82
$\text{MgCO}_3 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – артинит	н.д.	-4,89	$\text{FeOOH}$ – лепидокрокит	н.д.	7,51
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – натрон	-10,97	-5,86	$\text{Fe}(\text{OH})_3$ – феррит гидрит	н.д.	5,00
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – термонатрит	-13,38	-8,51	$\text{Mg}(\text{OH})_2$ – брусит	н.д.	-4,68
$\text{Mg}_5(\text{CO}_3)_4(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ – гидромагнезит	н.д.	-9,62	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ – портландит	-13,26	-10,89
<i>Сульфаты</i>			<i>Оксиды</i>		
$(\text{H}_3\text{O})\text{Fe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – гидроярозит	н.д.	-0,39	$\text{Fe}_3\text{O}_4$ – магнетит	н.д.	23,95
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс	-2,57	-0,76	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – гематит	н.д.	17,98
$\text{CaSO}_4$ – ангидрит	-2,87	-1,08	$\text{CuFeO}_2$ – купроасферрит	н.д.	н.д.
$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – эпсомит	н.д.	-3,03	$\text{Fe}_2\text{MgO}_4$ – магномагнетит	н.д.	11,53
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – мирабилит	-7,89	-3,80	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – маггемит	н.д.	11,37
$\text{NaFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – натриевый ярозит	н.д.	5,87	$\text{MgO}$ – периклаз	н.д.	-9,76
$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – мелангерит	н.д.	-4,56	<i>Галагениды</i>		
$\text{Na}_2\text{SO}_4$ – тенардит	-9,86	-6,05	$\text{NaCl}$ – галит	н.д.	-5,11

Рассматриваемые воды техногенного комплекса Донецкого бассейна не равновесны с натриевыми минералами (рис. 5.8 Б), хлоридами и галагенидами (см. табл. 5.7), поэтому отчетливо наблюдается рост концентраций  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$  в растворах (см. рис. 5.6).



**Рис. 5.7.** Зависимость значений индексов неравновесности кальцита (1), доломита (2) и магнезита (3) от минерализации подземных вод Донецкого бассейна

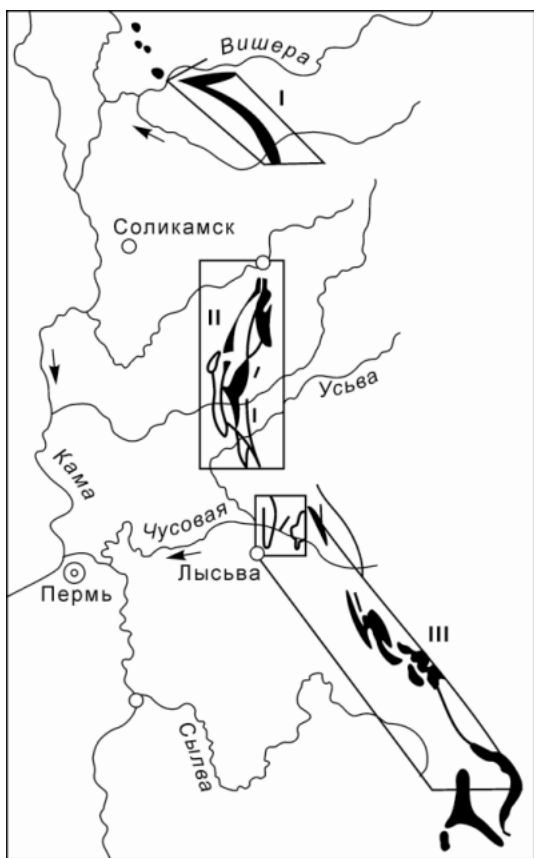


**Рис. 5.8.** Зависимость значений индексов неравновесности гипса (А), термонаррита и тенардита (Б) от минерализации подземных вод Донецкого бассейна

### 5.1.2. Кизеловский угольный бассейн

Кизеловский каменноугольный бассейн площадью 200 км<sup>2</sup> расположен в пределах Тимано-Уральской гидрогеологической области и занимает среднюю часть протягивающихся цепочкой по западному склону Урала продуктивных угленосных

отложений ниже карбона (рис. 5.9). Бассейн разделяется на три угленосных района: Вишерский, Кизеловский, Чусовской [Геология угольных месторождений СССР, 1990] – и представляет собой поверхность выравнивания, расчлененную глубокими и узкими широтными долинами рек [Гидрогеология СССР, 1972].



**Рис. 5.9. Схематическая карта распространения угленосности Кизеловского бассейна [Геология угольных месторождений СССР, 1990]: I – Вишерский район; II – Кизеловский район; III – Чусовской район**

В геологическом отношении бассейн расположен в пределах Западно-Уральской зоны складчатости, прилегающей к Предуральскому краевому прогибу. Для бассейна характерным является наличие широких и пологих синклиналей, разделенных узкими, вытянутыми в меридиональном направлении антиклиналями.

Сложен Кизеловский бассейн породами палеозоя начиная со среднего девона до нижней перми включительно и покрывающими их четвертичными отложениями [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. В стратиграфическом разрезе широко распространены карбонатные карстующиеся породы от нижнеартинского яруса перми до верхней части среднего девона общей мощностью более 2000 м.

Угленосная толща мощностью 0,2–0,27 км отличается сильной фациальной изменчивостью и невыдержанной угленосностью. Общее количество пластов до 29, из них 8 пластов достигает рабочей мощности 0,6 м, но основными рабочими пластами являются только четыре (5-й, 9-й, 11-й и 13-й). Угли бассейна гумусовые, каменные, с редкими прослоями сапропелевого угля, сернистые (5–8 %) [Геология угольных месторождений СССР, 1990; Геология и полезные ископаемые России, 2011].

Кизеловский угольный бассейн относится к бассейнам трещинно-карстовых вод. Среди карбонатных пород, вмещающих угленосные отложения, встречаются терригенные пачки и свиты, играющие роль водоупоров. Основными из них, имеющими региональное распространение, являются терригенно-карбонатные отложения нижней части московского яруса: среднего карбона мощностью 45–150 м и угленосные отложения, разделяющие карбонатные породы на три водоносные толщи: верхнюю  $C_2m-P_1a'$ ; среднюю  $C_{1v}-C_2b$  и нижнюю  $D_2-C_1t$  (рис. 5.10) [Гидрогеология СССР, 1972].



**Рис. 5.10. Геологический разрез Кизеловского каменноугольного района (бассейна) (по Г.С. Калмыкову) [Геология угольных месторождений СССР, 1990]:**  $P_1a$  – артинские песчаники, аргиллиты, конгломераты;  $P_1s$  – сакмарские кремнистые известняки;  $C_3$  – окремненные доломиты;  $C_2$  – известняки, глинистые и известковистые сланцы, песчаники, глины;  $C_{1v}$  – визейские известняки и доломиты;  $C_1h$  – кварцевые песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли;  $C_1$  – известняки, аргиллиты, песчаники;  $D_3$  – известняки, кремнистые сланцы, песчаники, железные руды;  $D_2$  – известняки, кварцевые песчаники;  $D_1$  – песчаники, сланцы;  $S_2$  – верхнесилурийские известняки, песчаники, сланцы

Добыча угля в бассейне осуществлялась шахтами объединения «Кизелуголь». Глубина разработок колебалась от 220 до 1200 м. Горно-геологические условия характеризовались как очень сложные из-за присутствия в карбонатных отложениях обводненных горизонтов и развития карстовых процессов. Водоприток в крупных и глубоких шахтах иногда достигали 2000 м<sup>3</sup>/ч; на 1 т добываемого угля приходилось около 7 м<sup>3</sup> откачиваемой воды [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

По характеру циркуляции в бассейне выделены [Воронов, 1986] поровые подземные воды четвертичных отложений, а также подземные воды трещинно-карстового и трещинно-пластового типов, заключенные в толще палеозойских пород.

Главной специфической особенностью гидрогеологии Кизеловского бассейна является наличие над угленосным горизонтом двух карбонатных сильно обводненных толщ [Гидрогеология СССР, 1972; Кононенко, 1976; Воронов, 1986], представленных комплексом трещинно-карстовых вод карбонатных отложений сакмарского яруса нижней перми, верхнего и среднего карбона (верхний надугольный карбонатный водоносный комплекс) и комплексом трещинно-карстовых вод карбонатных отложений

башкирского яруса среднего карбона, визейского яруса нижнего карбона (нижний надугольный карбонатный водоносный комплекс).

*Верхний надугольный карбонатный водоносный комплекс* характеризуется крайне неравномерной водообильностью, которая наиболее высока в зонах дизъюнктивных тектонических нарушений и в сводовых частях антиклиналей. Дебиты источников, приуроченных к комплексу, изменялись от тысячных долей до 400 л/с (долина р. Мальцевка), удельные дебиты скважин варьировались от 0,02 до 15 л/с (скв. 1023, Всеволодо-Вильвенская антиклиналь), составляя в среднем около 1 л/с [Гидрогеология СССР, 1972].

В *нижнем надугольном водоносном комплексе*, залегающем непосредственно над угленосной толщей, наибольшую закарстованность имели известняки визейского яруса, где средний линейный коэффициент закарстованности составлял 8 %, достигая у дневной поверхности 10–14 %. По данным опытных откачек, примерно 65 % всех скважин имели удельные дебиты до 1 л/с, 20 % – от 1 до 5 л/с и 15 % – более 5 л/с [Гидрогеология СССР, 1972].

*Комплекс трещинно-пластовых вод* угленосной толщи включает ряд водоносных горизонтов, приуроченных к слоям песчаников, разделенных алевролитами и аргиллитами. По данным Е.Г. Воронова [1986], водообильность комплекса сравнительно небольшая (удельные дебиты подавляющего количества скважин – около 0,25 л/с), однако в зонах дизъюнктивных тектонических нарушений и в сводовых частях антиклинальных складок она значительно возрастает. Притоки воды в горные выработки из угленосной толщи составляли 30–50 м<sup>3</sup>/ч, в тектонически нарушенных участках они достигали 100–300 и в редких случаях – 400–500 м<sup>3</sup>/ч.

Подугольный водоносный комплекс представлен трещинно-карстовыми водами карбонатных отложений турнейского яруса нижнего карбона, верхнего и среднего девона, а также трещинно-пластовыми водами терригенных отложений эйфельского яруса среднего и нижнего девона. Водообильность комплекса неравномерна и обычно ниже, чем надугольных комплексов. Удельные дебиты скважин в большинстве случаев не превышали 0,5 л/с. При вскрытии турнейских отложений стволами шахт притоки воды в последние не превышали 10–35 м<sup>3</sup>/ч. В зонах тектонических нарушений и в сводах антиклиналей отмечалась повышенная обводненность карбонатных отложений турнейского яруса, обусловленная закарстованностью. При пересечении закарстованных пород горными выработками отмечались [Воронов, 1986] катастрофические (3200 м<sup>3</sup>/ч) прорывы воды (шахта «Скальная»).

В терригенном трещинно-пластовом водоносном комплексе девона наиболее водообильны песчаники такатинской свиты эйфельского яруса среднего девона. При пересечении указанных пород квершлагами водопритоки составляли 300 м<sup>3</sup>/ч (шахта «Гремячинская») [Воронов, 1986].

В целом притоки воды в шахты Кизелуголь варьировались от 2279 тыс м<sup>3</sup>/год (шахта «Шумихинская») до 21429 тыс м<sup>3</sup>/год (шахта им. Ленина). Коэффициенты водообильности колебались в пределах 3,8–51,4 м<sup>3</sup>/т (в среднем 26,1 м<sup>3</sup>/т) [Воронов, 1986]. По средневзвешенному водопритоку на одно предприятие, Кизеловский бассейн являлся обводненным (831,0 м<sup>3</sup>/ч). Основное количество шахт бассейна (40 %) относилось к группе весьма обводненных, 33 % – к обводненным и 27 % – к умеренно обводненным [Шахтные воды угольной промышленности, 1989]. Всего за 40 лет эксплуатации в шахты бассейна поступило 3,532 млрд м<sup>3</sup> подземных вод [Воронов, 1986]. В результате откачки шахтных вод в бассейне значительно изменился гидродинамический режим водоносных комплексов. Наибольшие изменения в положении уровня воды происходили непосредственно в продуктивной угленосной толще. На полях действующих шахт уровень воды снижался практически до действующих рабочих горизонтов. Наибольшая сработка запасов и, соответственно, уровней трещинно-карстовых вод наблюдалась в нижнем надугольном водоносном комплексе. На полях шахт «Ключевская», им. Ленина и «Северная» уровень воды в этом комплексе был снижен до 200–260 м, на западной складке поля шахты им. 40 лет ВЛКСМ – до 150–170 м, а на восточной – до 80–100 м [Воронов, 1986].

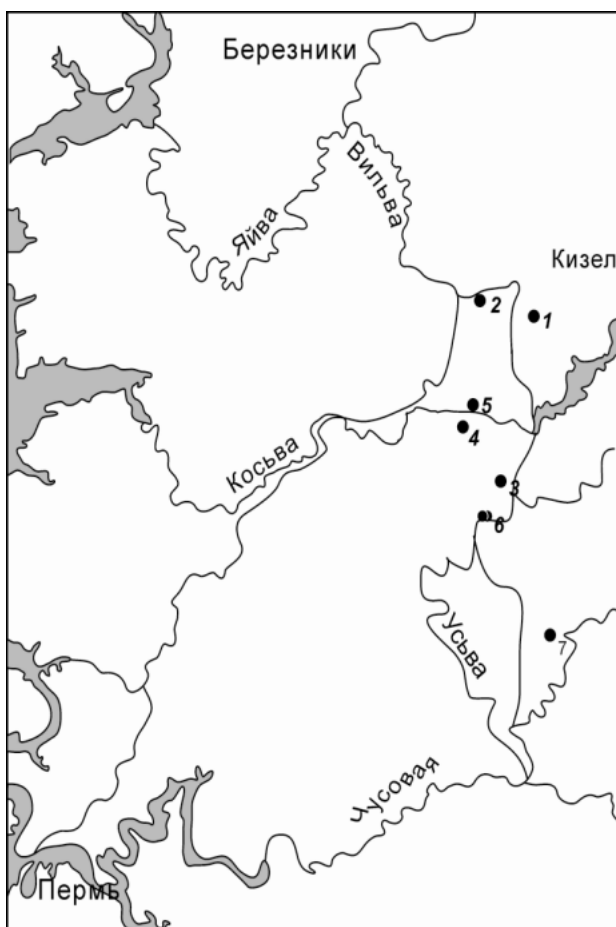
По химическому составу воды природных комплексов в естественных, ненарушенных условиях, были пресные с минерализацией от 0,03 до 0,58 г/дм<sup>3</sup>, нейтральные (рН = 7,3–7,5) и имели преимущественно гидрокарбонатный кальциевый или сульфатно-гидрокарбонатный магниевый-кальциевый тип [Гидрогеология СССР, 1972].

В период разработки месторождений подземные воды приобретали кислую реакцию среды (рН = 2,5–4,6, редко 5,8) и минерализацию, варьирующуюся в пределах 805–9560 мг/дм<sup>3</sup>. В водах отмечались большие концентрации Fe<sup>2+</sup> (до 673,0 мг/дм<sup>3</sup>), Fe<sup>3+</sup> (до 568 мг/дм<sup>3</sup>) и Al<sup>3+</sup> (до 227,0 мг/дм<sup>3</sup>) [Шахтные воды угольной промышленности ..., 1989].

В настоящее время добыча угля, которая осуществлялась в бассейне более 200 лет, прекращена. В соответствии с утвержденными проектами, ликвидация всех шахт осуществлялась методом полного затопления. После восстановления естественного уровня подземных вод сформировался самопроизвольный выход вод техногенного



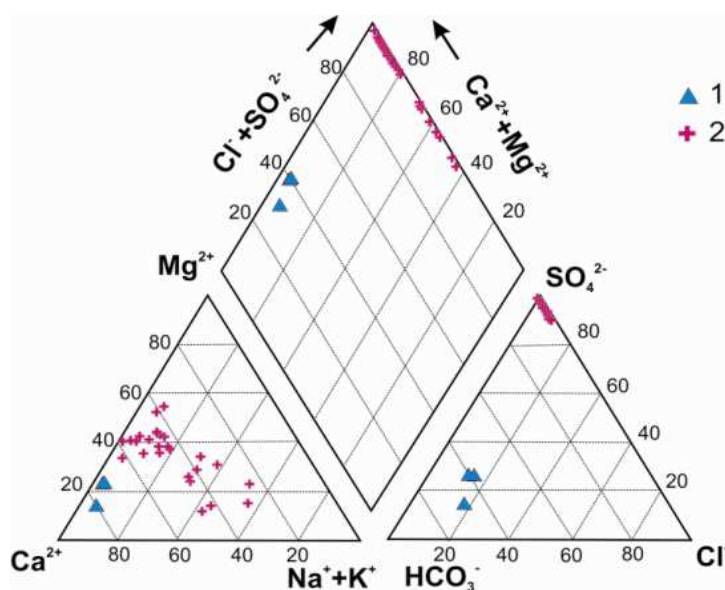
комплекса на земную поверхность (рис. 5.11). Суммарный расход шахтных изливов, по данным С.М. Блинова с соавторами [2003], составляет около 2,5 тыс. м<sup>3</sup>/ч.



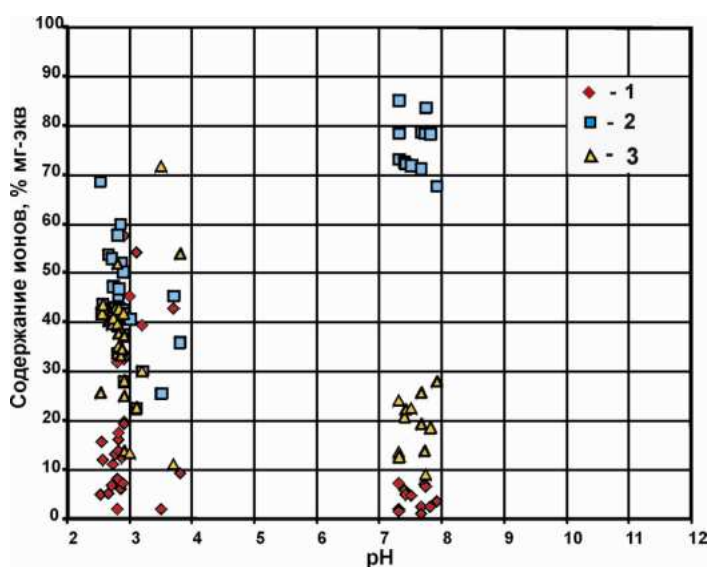
**Рис. 5.11. Схема расположения самоизливов вод техногенного комплекса в Кизеловском угольном бассейне [по: Блинов, 2003]: 1–7 – номера изливов: шахта «Белый Спой» (1), шахта им. Ленина (2), шахта «40 лет Октября» (3), шахта им. 1 мая (4), шахта им. Калинина (5), шахта «Усьва-3» в р. Усьва (6), шахта «Усьва-3» в р. Гремячая (7)**

Интерпретация данных по химическому составу подземных вод [Блинов, 2003; Бачурин, 2006; Экологический мониторинг ..., 2010] свидетельствует о том, что в результате циркуляции вод в условиях природно-техногенных структур ликвидированных шахт минерализация воды изменяется от 0,385 до 24,06 г/дм<sup>3</sup>, возрастают содержания сульфатов (от 292,02 до 16811 мг/дм<sup>3</sup>), железа (от 30,7 до 5076,7 мг/дм<sup>3</sup>) и алюминия (от 3,2 до 766,2 мг/дм<sup>3</sup>) (рис. 5.12). Формируются весьма кислые и кислые (рН = 2,7–3,8) воды (рис. 5.13). Рассчитаны типичные формулы солевого состава вод техногенного комплекса, формирующихся в природно-техногенных структурах шахт Кизеловского бассейна (табл. 5.8). Выделены подтипы вод (табл. 5.9). Таким образом показано, что в пресных (минерализация 0,03–0,58 г/дм<sup>3</sup>), нейтральных (рН = 7,2–7,9), преимущественно сульфатно-гидрокарбонатных магниевых-кальциевых ( $M_{0,31} \frac{HCO_3^{68} SO_4^{24} Cl^8}{Ca^{76} Mg^{20} (Na + K)^4}$ ) водах природных комплексов в результате циркуляции в условиях природно-техногенных структур затопленных шахт

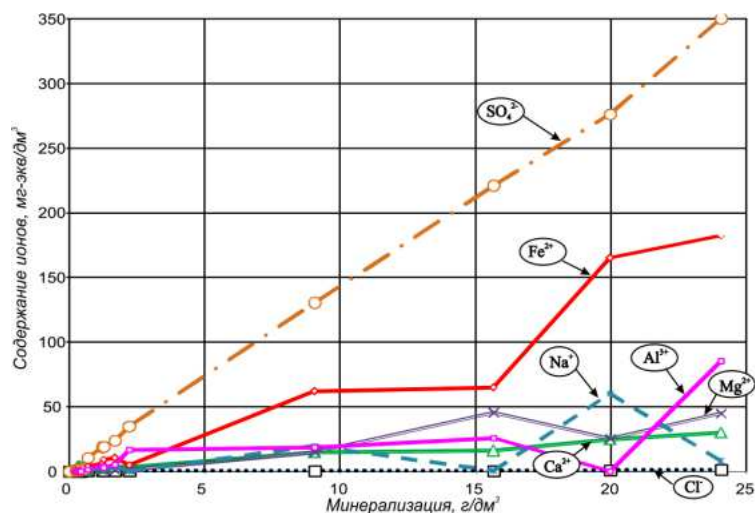
возрастает минерализация (до 24,06 г/дм<sup>3</sup>), наблюдается интенсивное накопление  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Fe}^{2+}$  (рис. 5.14).



**Рис. 5.12. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах Кизеловского угольного бассейна: 1 – природный водоносный комплекс; 2 – техногенный водоносный комплекс**



**Рис. 5.13. Изменения концентраций  $\text{Na}^+\text{+K}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в водах Кизеловского бассейна в зависимости от pH**



**Рис. 5.14. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов ликвидированных шахт Кизеловского бассейна**

Воды становятся, сульфатными железистыми ( $\frac{SO_4^{99}Cl^1}{Fe^{50}Mg^{19}Ca^{16}(Na+K)^{15}}$ ), но встречаются и сульфатные кальциево-железистые и натриево-железистые типы (см. рис. 5.12).

**Таблица 5.8. Типичные формулы солевого состава подземных вод ликвидированных угольных шахт Кизеловского бассейна** (по данным С.М. Блинова [2003], с дополнениями Описание изобретения к патенту РФ 2005106659/15 «Способ нейтрализации кислых шахтных вод и установка для его осуществления»)

Номер самоизлива (см. на рис. 5.11)	Место отбора	Средний рН	Типичная формула солевого состава
1	Шахта «Белый Спой»	3,7	$M_{1,7} \frac{SO_4^{98}Cl^2}{Fe^{54}Ca^{21}(Na+K)^{20}Mg^5}$
2	Шахта им. Ленина	3,8	$M_{24,1} \frac{SO_4^{100}}{Fe^{69}Mg^{17}Ca^{11}(Na+K)^3}$
3	Шахта «40 лет Октября»	2,6–2,9	$M_{0,7} \frac{SO_4^{95}Cl^5}{Fe^{55}Ca^{20}Mg^{17}Na^8}$
4.	Шахта им. 1 мая	2,9	$M_{1,3} \frac{SO_4^{98}Cl^2}{Fe^{61}Ca^{16}(Na+K)^{13}Mg^{10}}$
5	Шахта им. Калинина	3,1	$M_{19,97} \frac{SO_4^{100}}{Fe^{60}(Na+K)^{22}Ca^9Mg^9}$
6	В р. Усьва	3,0	$M_{1,2} \frac{SO_4^{98}Cl^2}{Fe^{46}(Na+K)^{25}Ca^{22}Mg^7}$
7	В р. Гремячая	3,2	$M_{9,1} \frac{SO_4^{100}}{Fe^{56}(Na+K)^{18}Mg^{13}Ca^{13}}$

**Таблица 5.9. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахт Кизеловского бассейна**

Подтип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
			Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Fe <sub>общ.</sub>	Al <sup>3+</sup>
SO <sub>4</sub> -Al-Ca-Fe	2,9	0,50	4,4	36,1	12,2	22,7	357,8	40,5	15,1
SO <sub>4</sub> -Ca-Fe	2,9	0,56	32,7	36,1	12,2	21,3	395,0	40,0	14,4
SO <sub>4</sub> -Al	2,9	0,80	41,6	42,1	11,0	12,6	587,9	79,6	26,7
SO <sub>4</sub> -Fe-Na	2,9	0,81	94,3	40,1	12,2	19,5	566,8	69,8	3,2
SO <sub>4</sub> -Fe	2,8	1,33	45,6	51,0	27,9	20,4	950,0	202,4	25,9
SO <sub>4</sub> -Al-Fe	3,2	5,48	56,6	153,1	121,4	26,6	3839,5	1101,7	173,7
SO <sub>4</sub> -Na-Fe	3,1	19,97	1379,6	501,0	306,9	36,2	13256,6	4473,0	-

Результаты расчета форм миграции химических элементов (табл. 5.10) указывают на то, что компоненты в водах техногенного комплекса находятся в виде незакомплексованных ионов и сульфатных соединений ( $\text{FeSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{NaSO}_4^-$ ,  $\text{MgSO}_4$  и др.). Воды равновесны с такими минералами, как гипс, ангидрит, англезит и др. (табл. 5.11).

**Таблица 5.10. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах Кизеловского бассейна, %**

Формы миграции	Воды комплексов		Формы миграции	Воды комплексов	
	Природных	Техногенных		Природные воды	Техногенные воды
1	2	3	4	5	6
<b>Ca</b>			$\text{FeCl}^{+2}$	0,00	0,02
$\text{Ca}^{+2}$	93,33	61,20	<b>Mn(II)</b>		
$\text{CaHCO}_3^+$	2,43	–	$\text{Mn}^{+2}$	93,84	75,79
$\text{CaSO}_4$	3,95	38,80	$\text{MnHCO}_3^+$	3,18	–
$\text{CaCO}_3$	0,29	–	$\text{MnSO}_4$	2,93	24,19
<b>Na</b>			$\text{MnF}^+$	0,00	–
$\text{Na}^+$	99,68	96,02	$\text{MnCl}^+$	0,03	0,02
$\text{NaHCO}_3$	0,15	–	$\text{MnOH}^+$	0,03	–
$\text{NaSO}_4^-$	0,15	3,98	$\text{MnCl}_2$	0,00	–
$\text{NaCO}_3^-$	0,02	–	<b>Mn<sup>+3</sup></b>	100,00	100,00
<b>Mg</b>			<b>B</b>		
$\text{Mg}^{+2}$	94,90	65,86	$\text{H}_3\text{BO}_3$	98,01	100,00
$\text{MgHCO}_3^+$	1,71	–	$\text{H}_2\text{BO}_3^-$	1,85	–
$\text{MgSO}_4$	3,25	34,14	$\text{CaH}_2\text{BO}_3^+$	0,10	–
$\text{MgCO}_3$	0,14	–	$\text{MgH}_2\text{BO}_3^+$	0,04	–
<b>C(IV)</b>			<b>Cd</b>		
$\text{HCO}_3^-$	92,05	–	$\text{Cd}^{+2}$	н.д.	51,20
$\text{H}_2\text{CO}_3$	6,06	–	$\text{CdCl}^+$	н.д.	1,43
$\text{CaHCO}_3^+$	1,29	–	$\text{CdSO}_4$	н.д.	32,12
$\text{MgHCO}_3^+$	0,24	–	$\text{Cd}(\text{SO}_4)_2^{-2}$	н.д.	15,25
$\text{CO}_3^{-2}$	0,17	–	<b>N(-3)</b>		
$\text{NaHCO}_3$	0,01	–	$\text{NH}_4^+$	н.д.	92,45
$\text{CaCO}_3$	0,15	–	$\text{NH}_3$	н.д.	–
$\text{MgCO}_3$	0,02	–	$\text{NH}_4\text{SO}_4^-$	н.д.	7,55
<b>S(VI)</b>			<b>Ni</b>		
$\text{SO}_4^{-2}$	84,47	66,81	$\text{Ni}^{+2}$	н.д.	63,71
$\text{CaSO}_4$	12,70	3,82	$\text{NiSO}_4$	н.д.	36,20
$\text{MgSO}_4$	2,75	4,26	$\text{NiOH}^+$	н.д.	–
$\text{NaSO}_4^-$	0,05	0,70	$\text{NiNH}_3^{+2}$	н.д.	–
$\text{FeSO}_4$	0,01	21,40	$\text{NiCl}^+$	н.д.	0,05
$\text{MnSO}_4$	0,02	0,51	$\text{Ni}(\text{SO}_4)_2^{-2}$	н.д.	0,04
$\text{NH}_4\text{SO}_4^-$	–	0,01	<b>Pb</b>		
$\text{ZnSO}_4$	–	0,03	$\text{PbCO}_3$	н.д.	–
$\text{Zn}(\text{SO}_4)_2^{-2}$	–	0,01	$\text{PbHCO}_3^+$	н.д.	–
$\text{HSO}_4^-$	–	2,39	$\text{Pb}^{+2}$	н.д.	34,91
$\text{NiSO}_4$	–	0,05	$\text{PbOH}^+$	н.д.	–
<b>Cl</b>			$\text{PbSO}_4$	н.д.	55,07

1	2	3	4	5	6
Cl <sup>-</sup>	100,00	99,97	PbCl <sup>+</sup>	н.д.	0,32
MnCl <sup>+</sup>	–	0,03	Pb(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	н.д.	9,70
<b>Fe(II)</b>			<b>Si</b>		
Fe <sup>+2</sup>	93,74	69,09	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	99,60	100,00
FeHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,72	0,00	H <sub>3</sub> SiO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,40	0,00
FeSO <sub>4</sub>	4,07	30,91	<b>Zn</b>		
FeOH <sup>+</sup>	0,47	0,00	Zn <sup>+2</sup>	80,63	55,63
<b>Fe(III)</b>			ZnHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	3,89	–
Fe(OH) <sub>2</sub> <sup>+</sup>	91,14	20,49	ZnCO <sub>3</sub>	10,92	0,00
Fe(OH) <sub>3</sub>	7,66	–	ZnSO <sub>4</sub>	3,30	34,35
Fe(OH) <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,19	–	ZnOH <sup>+</sup>	1,06	–
FeOH <sup>+2</sup>	–	4,83	ZnCl <sup>+</sup>	0,04	0,03
FeSO <sub>4</sub> <sup>+</sup>	–	56,12	Zn(OH) <sub>2</sub>	0,12	–
Fe <sup>+3</sup>	–	6,56	ZnOHCl	0,02	–
Fe(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0,00	11,97	Zn(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	0,01	9,98

В отличие от природных вод, в водах техногенного комплекса наблюдается накопление ионов железа в растворе (см. табл. 5.11). Тем не менее большое количество кремния, присутствующего в воде в виде H<sub>4</sub>SiO<sub>4</sub> и H<sub>3</sub>SiO<sub>4</sub><sup>-</sup>, способствует осаждению некоторого количества ионов железа в виде силикатов (гриналит – Fe<sub>3</sub>Si<sub>2</sub>O<sub>5</sub>(OH)<sub>4</sub>), а также установлению равновесия рассматриваемых вод с каолинитом и другими кремнийсодержащими минералами.

**Таблица 5.11. Степень насыщения подземных вод Кизеловского бассейна к минералам (индексы неравновесности)**

Минералы	Индекс неравновесности		Минералы	Индекс неравновесности	
	Природные воды	Техногенные воды		Природные воды	Техногенные воды
1	2	3	4	5	6
<i>Карбонаты</i>			<i>Хлориды</i>		
CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> – доломит (порядок)	-1,30	–	PbOHCl – лауринит	н.д.	-8,58
CaCO <sub>3</sub> – кальцит	-0,06	–	PbCl <sub>2</sub> – котунит	н.д.	-8,91
CaCO <sub>3</sub> – арагонит	-0,26	–	<i>Гидроксиды</i>		
FeCO <sub>3</sub> – сидерит	-1,56	–	FeOOH – гоезит	5,48	-5,35
CdCO <sub>3</sub> – отавит	н.д.	–	FeOOH – лепидокрокит	4,96	-5,66
MnCO <sub>3</sub> – родохрозит	-0,62	–	Fe(OH) <sub>3</sub> – феррит гидрит	2,70	-8,16
PbCO <sub>3</sub> – церрусит	н.д.	–	Mg(OH) <sub>2</sub> – брусит	-6,00	-15,03
MgCO <sub>3</sub> – магнезит	-1,48	–	Mn(OH) <sub>2</sub> – пирохроит	-6,38	-14,11
SrCO <sub>3</sub> – стронцианит	н.д.	–	Ca(OH) <sub>2</sub> – портландит	-11,48	-21,26
ZnCO <sub>3</sub> – смитсонит	-2,47	–	MnOOH – магнит	-4,38	-16,42
CaMg <sub>3</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub> – гунит	-6,37	–	<i>Оксиды</i>		

1	2	3	4	5	6
$Pb_3(OH)_2(CO_3)_2$ гидроцеррузит	- н.д.	-	$Fe_3O_4$ – магнетит	16,90	-10,46
$MgCO_3 \cdot 3H_2O$ несквегонит	- -4,54	-	$Fe_2O_3$ – гематит	13,30	-8,36
$Cu_3(OH)_2(CO_3)_2$ азуриг	- н.д.	-	$Fe_2MgO_4$ – магномагнетит	5,65	-25,16
$MgCO_3 \cdot Mg(OH)_2 \cdot 3H_2O$ – артинит	-7,86	-	$Fe_2O_3$ – магхемит	6,28	-14,97
$Na_2CO_3 \cdot 10H_2O$ – натрон	-11,45	-	ZnO – цинкит	-3,66	-11,55
$Na_2CO_3 \cdot H_2O$ термонатриг	- -13,86	-	NiO – бунсенит	н.д.	-12,51
$PbCl_2 \cdot PbCO_3$ фостегит	- н.д.	-	PbO – Лихарге	н.д.	-14,82
$Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 4H_2O$ – гидромагнезит	-17,28	-	PbO – масшикот	н.д.	-15,03
<i>Сульфаты</i>			CdO – монтепонит	н.д.	-18,32
$(H_3O)Fe_3(SO_4)_2(OH)_6$ – гидроярозит	- -7,62	-18,87	$MnO_2$ – герролюзит	-10,51	-28,04
$CaSO_4 \cdot 2H_2O$ – гипс	-1,94	-0,63	MgO – периклаз	-10,97	-20,12
$CaSO_4$ – ангидрит	-2,24	-0,95	$Mn_2O_3$ – биксбуит	-14,37	-
$PbSO_4$ – англезит	н.д.	-1,59	$MnO_2$ – нсуит	-13,08	н.д.
$MgSO_4 \cdot 7H_2O$ – эпсомит	-4,93	-2,88	$MnO_2$ – бирнессит	-13,66	н.д.
$Na_2SO_4 \cdot 10H_2O$ мирабилит	- -9,63	-5,06	<i>Галалениды</i>		
$PbO \cdot PbSO_4$ – ларнакит	н.д.	-10,78	NaCl – галит	-8,94	-7,24
$NaFe_3(SO_4)_2(OH)_6$ ярозит	- -4,32	-18,50	<i>Силикаты</i>		
$FeSO_4 \cdot 7H_2O$ мелангерит	- -7,43	-2,12	$Fe_3Si_2O_5(OH)_4$ – гриналит	-1,78	16,40
$Na_2SO_4$ – тенардит	-11,60	-7,31	$SiO_2$ – халцедон	-0,16	0,75
$ZnSO_4 \cdot 7H_2O$ – госларит	-8,34	-5,22	$SiO_2$ – кварц	0,31	1,22
$ZnSO_4 \cdot 6H_2O$ – бианит	-8,68	-5,61	$SiO_2$ – кристобалит	-0,36	0,55
$NiSO_4 \cdot 7H_2O$ моренозит	- н.д.	-4,86	$SiO_2 \cdot nH_2O$ – аморфн. $SiO_2$	-1,03	-0,14

Кислая геохимическая среда благоприятна для перевода в воды и накопления в них различных элементов, концентрирующихся в водовмещающих породах: Be (до 0,12 мг/дм<sup>3</sup>), Co (до 3,74 мг/дм<sup>3</sup>), Li (1,15 мг/дм<sup>3</sup>), Ni (3,9 мг/дм<sup>3</sup>), Mn (66,57 мг/дм<sup>3</sup>), Pb (до 0,15 мг/дм<sup>3</sup>), Zn (1,58 мг/дм<sup>3</sup>), В (до 2,26 мг/дм<sup>3</sup>), Si (50,35 мг/дм<sup>3</sup>) (табл. 5.12).

**Таблица 5.12. Содержание химических элементов в водах техногенного комплекса Кизеловского бассейна [Экологический мониторинг ..., 2010]**

Шахта	Концентрация, мг/дм <sup>3</sup>									
	Be	Cd	Co	Li	Ni	Mn	Pb	Zn	B	Si
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Белый Спой	0,02	0,00	0,16	0,14	0,29	2,37	0,01	0,18	0,12	33,10
Им. Ленина	0,08	0,01	1,99	0,95	2,67	50,72	0,15	0,6	2,26	33,25
	0,07	0,00	0,06	1,14	1,76	26,78	0,04	0,62	1,33	44,79

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Им. 40 лет Октября	0,00	0,00	0,14	0,11	0,19	5,72	0,01	0,32	0,18	13,29
	0,00	0,00	0,06	0,07	0,08	3,27	0,00	0,11	0,16	15,24
Им. 1 мая	0,04	0,00	0,22	0,09	0,26	3,26	0,00	0,13	0,07	16,21
Им. Калинина	0,12	0,00	0,43	0,62	0,76	30,68	0,04	0,35	0,67	29,53
Усьва-З	0,01	0,00	0,24	0,09	0,33	1,07	0,00	0,65	0,04	18,38
Коспашская	0,08	0,004	3,74	0,65	3,9	66,57	0,059	1,58	0,68	28,42
Им. Володарского	0,01	0,00	0,31	0,30	0,5	1,55	0,00	0,00	0,00	0,00
Им. Крупской	0,03	0,00	0,49	1,15	0,9	16,08	0,02	1,07	0,82	50,35
Им. Чкалова	0,01	0,00	0,10	0,11	0,16	1,07	0,00	0,14	0,05	22,81
Таежная	0,13	0,0004	0,54	0,52	0,88	12,59	0,02	0,41	0,54	27,83

## 5.2. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейнов пермского возраста

В европейской части страны угленосность пермского возраста известна лишь в Печорском бассейне, а в восточной части она развита на многих площадях, составляющих в том числе и такой крупный бассейн как Кузнецкий. В период реструктуризации угольной промышленности на территориях этих бассейнов было затоплено большое количество горнодобывающих предприятий, поэтому ниже рассмотрены современные геохимические особенности подземных вод, сложившиеся в Кузнецком и Печорском угольных бассейнах.

### 5.2.1. Кузнецкий угольный бассейн

Характеристика природных условий Кузнецкого бассейна выполнена с использованием материалов Е.В. Домрочевой (2005 г.), О.А. Ягуновой (2010 г.), а также таких опубликованных трудов, как «Гидрогеология СССР. Т. 17» [1972] и «Геология угольных месторождений СССР» [1990].

Кузнецкий угольный бассейн приурочен к одноименной впадине, представляющей собой унаследованный прогиб, заложившийся в ордовике. Отложения ордовика и силура представлены толщей сильно уплотненных терригенных пород с прослоями карбонатов, реже эффузивов. Выше залегают сильно уплотненные терригенные, фациально-невыдержанные толщи среднего и верхнего девона. Им подчинены отдельные пачки сероцветных известняково-мергелистых пород, реже эффузивов. На западе Кузнецкой впадины почти весь девон представлен карбонатными породами. Отложения карбона и перми в Кузнецкой впадине представлены терригенно-угленосной толщей. Общее количество пластов угля достигает 340, из них рабочую мощность имеют 125 пластов с суммарной мощностью 350 м. Широко развиты мощные (3,5–10 м) и сверхмощные (до 32 м) угольные пласты. По стадиям метаморфизма углей

в бассейне прослеживается весь ряд от бурых углей до полуантрацитов и антрацитов [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. Отложения *триаса* представлены терригенными и туфогенными породами, им подчинены пластовые залежи базальтов, имеющих характер покровов. Отложения *юры* сохранилась лишь в глубоких прогибах в центре, на юге и северо-западе Кузнецкой котловины. *Палеогеновые и неогеновые* породы сохранились в виде очень небольших изолированных участков на севере и в присалаирской полосе бассейна. Эти отложения мощностью не более 50 м представлены кварцевыми песками, гравелитами и пестроцветными глинами. Местами встречаются переотложенные тугоплавкие и огнеупорные глины. Позднейшими отложениями являются *четвертичные* элювиально-делювиальные суглинки водоразделов и склонов долин, а также аллювиальные образования речных террас [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Кузнецкий угольный бассейн относится к Саяно-Алтайско-Енисейской гидрогеологической складчатой области, где в отрицательных морфоструктурах развиты трещинные и пластовые воды. Территория хорошо увлажнена, и для нее характерны в среднем высокие показатели подземного стока [Методические основы..., 1990; Островский, 2009].

Породы *подугольной толщи* характеризуются низкой пористостью (до 5, реже 8–10 %), особенно характерной для карбонатных пород. В туфах отмечается повышение пористости (до 15 %). Наиболее водообильны известняки, причём наиболее часто на закарстованных участках, где удельные дебиты скважин достигают 1–3, иногда 5–10 л/с. Расходы источников составляют 2–4 л/с, редко они увеличиваются до 100 л/с. Эффузивно-осадочные породы обводнены слабо, в связи с чем расходы вытекающих из них источников не превышают 0,2 л/с, а притоки в шахтные выработки в Горной Шории – 220 м<sup>3</sup>/ч. Воды карбонатных и песчано-глинистых пород морского генезиса пресные, гидрокарбонатные кальциевые, слабощелочные. В отличие от них подземные воды терригенных отложений девона относятся к гидрокарбонатно-сульфатным кальциево-магниевым с общей минерализацией от 0,6 до 0,9 г/дм<sup>3</sup>.

Водоносный горизонт *угленосных палеозойских отложений*, содержащий трещинно-пластовые и трещинные подземные воды, подразделяется на две зоны: нижнюю, объединяющую угленосные отложения балахонской серии (С<sub>1</sub>–Р<sub>1</sub>), и верхнюю, сложенную породами кольчугинской серии (Р<sub>2</sub>). Среди пород *балахонской серии* преобладают песчаники (более 50 %), пересланяющиеся с аргиллитами, алевролитами и редкими слоями конгломератов. Удельные дебиты скважин находятся в пределах от 0,1–0,5 до 1,5–2,5 л/с. В долинах рек они возрастают до 2,5 л/с. С глубиной



обводненность пород уменьшается, и удельные дебиты скважин на глубинах более 80–120 м снижаются до 0,1–0,01 л/с. Химический состав подземных вод в зоне повышенной трещиноватости отложений балахонской серии гидрокарбонатный кальциевый, реже кальциево-магниевый с минерализацией 0,6–0,8 г/дм<sup>3</sup> (Домрочева, 2005 г.). Зона кольчугинской серии (P<sub>2</sub>) сложена песчаниками, аргиллитами с линзовидными прослоями конгломератов, гравелитов, алевролитов, песчано-глинистыми и углистыми породами, включает ильинскую и ерунаковскую подсерии. Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники ерунаковской подсерии. В центральном Кузбассе пористость пород серии до глубины 100 м составляет в среднем 15–20 %, в интервале 100–200 м уменьшается до 5–9 %. Глубже 200 м пористость уменьшается до 4–5 %. Средние значения удельных дебитов скважин на водоразделах для глинистых пород составляют 0,01–0,1 л/с; для песчаников – 0,2–0,6 л/с. В долинах рек они повышаются и достигают, соответственно, 0,2–0,5 и 2–4,5 л/с. Глубже 100–150 м водообильность пород значительно уменьшается. Удельные дебиты скважин снижаются, однако в ряде случаев превышают 0,1 л/с. По химическому составу воды зоны открытой трещиноватости гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые и кальциево-натриевые. Величина их общей минерализации составляет 0,4–0,8 г/дм<sup>3</sup>, рН = 6,0–6,5 (Домрочева, 2005 г.).

Водоносный горизонт мезозойских континентальных отложений характеризуется повышенной пористостью (от 15 до 35–40 %) и проницаемостью. С глубиной пористость уменьшается. Обводнены породы неравномерно и на повышенных участках дренированы. Здесь удельные дебиты скважин находятся в пределах 0,01–0,5 л/с. В долинах обводнение пород возрастает, до глубины 150 м удельные дебиты скважин достигают 5–10 л/с. В более глубокой части геологического разреза трещиноватость затухает и удельные дебиты снижаются до 0,01–0,04 л/с. По химическому составу воды мезозойских отложений гидрокарбонатные кальциевые и кальциево-магниевые, пресные (минерализация 0,2–0,7 г/дм<sup>3</sup>), слабокислые и нейтральные (Домрочева, 2005 г.).

Водоносный горизонт четвертичных отложений обладает весьма изменчивыми коллекторскими свойствами. Удельные дебиты скважин изменяются от 1–3 до 10–15 л/с. Значения коэффициентов фильтрации находятся в пределах 30–250 м/сут. Значительно слабее обводнены аллювиально-делювиальные суглинистые образования на водоразделах и склонах – удельные дебиты вскрывающих их скважин составляют менее 0,2 л/с (средние – от 0,01 до 0,03 л/с). Часто встречаются родники с расходом 0,1–0,3 л/с. Глубина залегания уровня безнапорных вод в колодцах составляет 2–8 м.

По химическому составу воды четвертичных отложений гидрокарбонатные кальциевые, иногда кальциево-магниевые с минерализацией 0,2–0,4 г/дм<sup>3</sup> (Домрочева, 2005 г.).

Таким образом, в гидрогеологическом отношении водовмещающие отложения угольной и надугольной толщ Кузбасса представляют собой единый водоносный комплекс, сложенный алюмосиликатными породами, в разрезе которого выделяются водоносные горизонты, характеризующиеся значительной неоднородностью фильтрационных свойств и обводненностью. Природный водоносный комплекс Кузнецкого бассейна представлен пресными (минерализация до 0,6 г/дм<sup>3</sup>), нейтральными, гидрокарбонатными водами смешанного катионного состава

( $M_{0,41} \frac{HCO_3^{93} Cl^4 SO_4^3}{Ca^{47} (Na + K)^{29} Mg^{24}}$ ). Большая часть (около 75 %) эксплуатируемых угольных

месторождений характеризовалась простыми гидрогеологическими условиями, притоки в шахты не превышали 250–300 м<sup>3</sup>/ч. Значительной водоносностью отличались месторождения, где пласты угля залегали под долинами рек и в депрессиях рельефа, а также под юрскими конгломератами (Осиновский район). Здесь притоки воды в шахту иногда достигали 500 и даже 1000 м<sup>3</sup>/ч [Плескачевская, 1974].

В Кузнецком угольном бассейне начиная с 1994 г. ликвидировано 47 угледобывающих предприятий [Экологический мониторинг ..., 2010]. Схема расположения некоторых ликвидированных угольных шахт Кузбасса и их характеристика представлены на рис. 5.15 и в табл. 5.13.

Из таблицы видно, что по способам ликвидации шахты подразделяются на три группы: 1) шахты, затопливаемые полностью; 2) с частичным затоплением до определенных отметок с откачкой воды на поверхность погружными насосами, обеспечивающих безопасность жилых массивов и работ смежных действующих шахт; 3) шахты, подтопленные до проектных отметок с перетоком в смежные шахты.

Затопление шахт приводит к изменению химического состава подземных вод природного комплекса. Изучение работ Е.В. Домрочевой (2005 г.) по Ерунаковскому и Томь-Усинскому промышленным районам, в пределах которых расположено большое количество затопленных шахт, О.А. Ягуновой (2010 г.), В.С. Лудзиша (<http://www.ineca.ru/?di=bulletin/arhiv/0137/&pg=020>), «Экологический мониторинг ...» [2010], позволило показать, что в районах влияния угольных шахт пресные воды с минерализацией до 0,6 г/дм<sup>3</sup> природного водоносного комплекса, нейтральные, по химическому составу гидрокарбонатные кальциевые и натриево-кальциевые, в результате циркуляции в природно-техногенных структурах изменяют свой

химический состав. В них наблюдается накопление ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  (рис. 5.16). Формируются гидрокарбонатные натриевые, реже сульфатно-гидрокарбонатные натриевые воды (рис. 5.17). Их минерализация колеблется от 0,78 до 7,3 г/дм<sup>3</sup>, pH диапазон ионообменной трансформации подземных вод изменяется в пределах от 6,0 до 10,4.



**Рис. 5.15. Схема Кузнецкого угольного бассейна** (составлена с использованием материалов Домрочевой, 2005 г.; и др.): 1 – граница Кузнецкого угольного бассейна; 2 – границы угольных и промышленных районов; 3 – закрытые угольные шахты и их номера, соответствующие приведенным в табл. 5.13

**Таблица 5.13. Характеристика ликвидированных угольных шахт Кузбасса**

№ п/п	Шахта Номер местоположения (см. на рис. 5.15)	Начало работы – начало затопления, годы	Нижшая отметка начала затопления, м / фактическая скорость затопления, м/мес.	Фактическое состояние	Средняя концентрация, % метана / углекислого газа
1	2	3	4	5	6
<b>VI. Анжерский угольный район</b>					
1	Судженская 1	1897–1997	-430 / 10,0	Полное затопление. При затоплении до отметки 182 м самоизлив через 2 скважины и далее в пруд, расположенный в пойме р. Мишиха	1,93 / 0,76

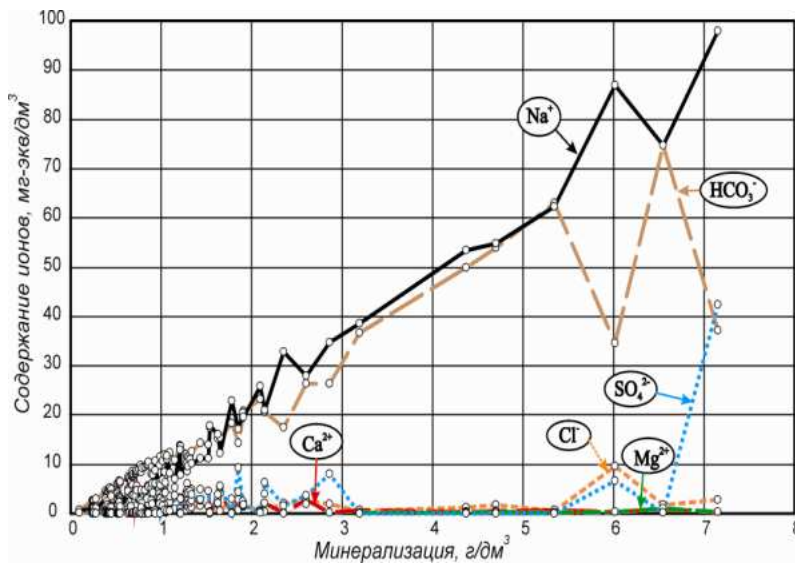
1	2	3	4	5	6
2	Анжерская 2	1908–1998	-591 / 11,7	Затопление до отметки 179,4 м. Водопонижение насосами	0,43 / 0,47
3	Сибирская 3.3	1957–1996	-50 / н.д.	Частичное затопление. Переток с гор. 87 на гор. -140 шахта «Физкультурник»	Н.д.
<b>V. Кемеровский угленосный район</b>					
4	Бутовская 5.1	1942–1998	-90 / 8,4	Полное затопление. С отметки 140 м разгрузка воды в р. Малая Чесноковка	Н.д. / 0,62
5	Северная 5.2	1939–1998	-187 / 9,3	Полное затопление. Вода на отметке 154 м через скважины изливается в лог восточных штолен и далее в р. Томь	1,98 / 0,63
6	Ягуновская 8	1947–1997	-82 / 7,4	Полное затопление. Шахтная вода самоизливом через отстойник сбрасывается в р. Большая Камышная	Н.д. / 0,33
7	Южная 4.2	1941–1996	-40 / 6,0	Полное затопление до отметки 210 м	0,44 / 0,89
8	Бирюлинская 2	1965–1999	-70 / 8,5	Полное затопление до отметки 215 м, самоизлив	0,42 / 2,37
9	Лапчевская 4.3	1960–1998	-65 / 11,9	Затопление до отметки +164,9 м, переток в шахта «Первомайская»	1,23 / 0,69
<b>VI. Ленинский угленосный район</b>					
10	Польсаевская 15.3	Н.д.– 1999	Н.д.	Частичное затопление. Работает стационарный водоотлив	Н.д.
11	Энергетическая 11.2	Н.д.– 1996	–//–	Частичное затопление. Переток на водоотлив действующей шахты «Инская»	–//–
12	Сигнал 10.11	Н.д.–1998	Н.д. / 4,8	Частичное затопление. Выше гор. 176 переток на шахта «Энергетическая – 2»	–//–

1	2	3	4	5	6
13	Западная 21.3	Н.д.-1998	Н.д. / 14,4	Частичное затопление. Переток на шх. «Чертинская», отм. +5 м.	--
14	Пионерка 20	Н.д.-1995	Н.д.	Частичное затопление, откачка с отметки 181,5 м (затоплена на 98,2%)	--
<b>III. Прокопьевско-Киселевский угленосный район</b>					
15	Суртайка 5.3	н.д.-1999	Н.д. / 2,1	Частичное затопление. 1) Откачка и сброс в р. Аба; 2) переток на шахту «Тайбинская»	--
16	Черкасовская 5.2	н.д.-1996	Н.д.	Полное затопление до отметки +248,9 м, излив в р. Большие Топки	--
17	Тайбинская 5.4	н.д.-1999	Н.д. / 3,9	Частичное затопление, откачка с гор. 95 м (отметка +78,6 м)	--
18	Красный Кузбасс 2.6	н.д.-1998	Н.д. / 4,2	Частичное затопление, откачка с гор. 294 м в разрез Октябрьский (150 м <sup>3</sup> /ч)	--
19	Ноградская 10.1	н.д.-1999	Н.д. / 4,6	Частичное затопление, откачка с гор. 0 (отметка -20 ... -49 м), сброс в р. Аба	--
20	Центральная 10.4	н.д.-1997	Н.д.	Частичное затопление до гор. 15 м, откачка со сбросом в р. Аба	--
21	Красный углекоп 12	н.д.-1998	Н.д. / 5,5	Частичное затопление до гор. 215 м (отметка +200 м)	--
22	Им. Калинина 9.2	н.д.-1998	Н.д.	Частичное затопление, откачка насосами с отметки +48,5 ... +50 м	--
23	Северный Маганак 10.5	н.д.-1999	Н.д. / 3,5	Частичное затопление до гор. 160 м с перетоком на шахту «Центральная»	--
24	Им. Вахрушева 2.3	н.д.-1999	Н.д.	Частичное затопление, переток на шахту «Суртайка» на гор. 90 м	--

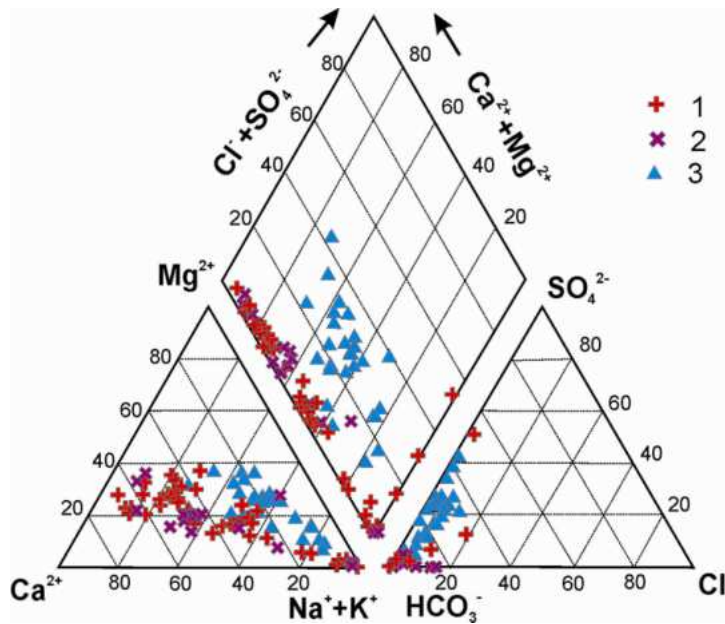
1	2	3	4	5	6
25	Карагайлинская 2.7	н.д.-1998	Н.д. / 2,1	Полное затопление, самоизлив на отметке 260 м в руч. Крутой Кскад	--
<b>II. Аралычевский угленосный район</b>					
26	Им. Димитрова 7.1	Н.д.-1996	Н.д. / 4,9	Затопление до отм +187,4 м, откачка насосами	--
27	Байдаевская 10.1	Н.д.-1996	Н.д.	Частичное затопление, откачка с отметки -100,0 м	--
28	Капитальная 6.2	Н.д.-1998	--	Частичное затопление, переток в шахту «Осинниковская»	--
29	Высокая 6.1	Н.д.-1999	--	Частичное затопление до гор. -118 м, переток в шахту «Тайжина»	--
30	Бунгурская 8.1	Н.д.-1999	Н.д. / 1,4	Полное затопление до отметки 259,5 м, излив	--
31	Северный Кандыш 3	Н.д.-1999	Н.д.	Полное затопление до отметки 221,5 м, самоизлив в р. Кондома	--
32	Нагорная 5.2	Н.д.-1996	Н.д. / 8,4	Затопление до отметки 210,1 м, переток в шахту «Абашевская»	--
<b>I. Томь-Усинский угленосный район</b>					
33	Им. Шевякова 2.3	Н.д.-1993	Н.д.	Прекратила работу в результате аварии. Полное затопление, излив на отметке 260 м в р. Ольжерас	--

Отчетливо наблюдается закономерность увеличения значений рН вод с ростом концентрации ионов натрия (рис. 5.18). Обращает на себя внимание схожесть составов формирующихся вод техногенного комплекса во всех рассматриваемых районах.

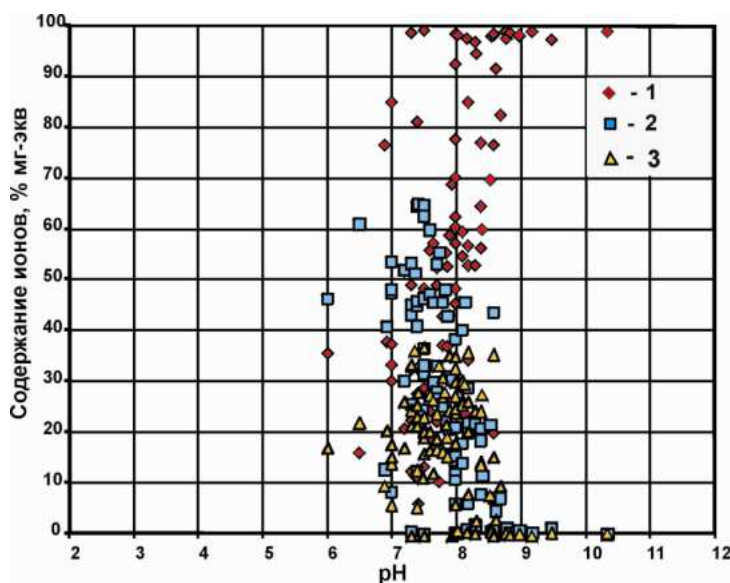
Средняя формула солевого состава следующая:  $M_{2,36} \frac{HCO_3^{78} SO_4^{19} Cl^3}{(Na + K)^{85} Mg^8 Ca^7}$ .



**Рис. 5.16. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов ликвидированных шахт Кузнецкого бассейна**



**Рис. 5.17. Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах районов ликвидированных шахт Кузбасса. По данным; 1, 2 – Домрочевой, 2005 г. (1 – Ерунаковский, 2 – Томь-Усинский районы); 3 – Ягуновой, 2010 г., Лудзиша (<http://www.ineca.ru/?dr=bulletin/arhiv/0137/&pg=020>), «Экологический мониторинг ...» [2010]**



**Рис. 5.18. Изменения концентраций Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup> (1), Ca<sup>2+</sup> (2) и Mg<sup>2+</sup> (3) в водах Кузнецкого бассейна в зависимости от pH**

Интерпретация соотношений форм миграции химических элементов в подземных водах Кузнецкого бассейна (табл. 5.14) свидетельствует о том, что все основные элементы мигрируют преимущественно в виде собственных незакомплексованных ионов, а с ростом минерализации доля комплексных соединений миграционных форм растет.

В техногенных водах на долю комплексных соединений кальция приходится 24,2 % от валового содержания, на долю магния – 19,2 %, причем преимущественно преобладают гидрокарбонатные комплексы кальция и магния ( $\text{CaHCO}_3^+$ ,  $\text{MgHCO}_3^+$ ). Натрий как в природных, так и в техногенных водах находится преимущественно в виде незакомплексованных ионов. На долю комплексных соединений натрия приходится всего 0,38–2,17 % от общего его количества. Это способствует накоплению компонента в растворе и свидетельствует о незначительном участии натрия в подземном минералообразовании, что подтверждается результатами расчетов степени насыщения подземных вод к минералам (табл. 5.15).

**Таблица 5.14. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах Кузнецкого бассейна (% от суммы молярных концентраций всех форм каждого компонента)**

Формы миграции	Воды комплексов		Формы миграции	Воды комплексов	
	природных	техногенных		природных	техногенных
<b>Ca</b>			$\text{H}_2\text{CO}_3$	7,06	1,32
$\text{Ca}^{+2}$	94,99	75,80	$\text{CaHCO}_3^+$	0,98	0,45
$\text{CaHCO}_3^+$	4,19	12,39	$\text{MgHCO}_3^+$	0,36	0,48
$\text{CaSO}_4$	0,37	6,13	$\text{CO}_3^{-2}$	0,14	0,91
$\text{CaCO}_3$	0,45	5,68	$\text{NaHCO}_3$	0,07	1,28
<b>Na</b>			$\text{CaCO}_3$	0,09	0,21
$\text{Na}^+$	99,72	97,83	$\text{MgCO}_3$	0,03	0,15
$\text{NaHCO}_3$	0,25	1,40	$\text{FeHCO}_3^+$	Н.д.	Н.д.
$\text{NaSO}_4^-$	0,01	0,41	$\text{NaCO}_3^-$	0,00	0,33
$\text{NaCO}_3^-$	0,01	0,36	<b>S(VI)</b>		
<b>Mg</b>			$\text{SO}_4^{-2}$	85,60	86,88
$\text{Mg}^{+2}$	96,53	80,80	$\text{CaSO}_4$	9,71	3,49
$\text{MgHCO}_3^+$	2,94	10,37	$\text{MgSO}_4$	4,24	3,83
$\text{MgSO}_4$	0,30	5,34	$\text{NaSO}_4^-$	0,45	5,79
$\text{MgF}^+$	0,00	0,00	<b>Cl</b>		
$\text{MgCO}_3$	0,23	3,47	$\text{Cl}^-$	100,00	100,00
$\text{MgOH}^+$	0,00	0,02	<b>Si</b>		
<b>C(IV)</b>			$\text{H}_4\text{SiO}_4$	99,65	98,11
$\text{HCO}_3^-$	91,26	94,87	$\text{H}_3\text{SiO}_4^-$	0,35	1,89

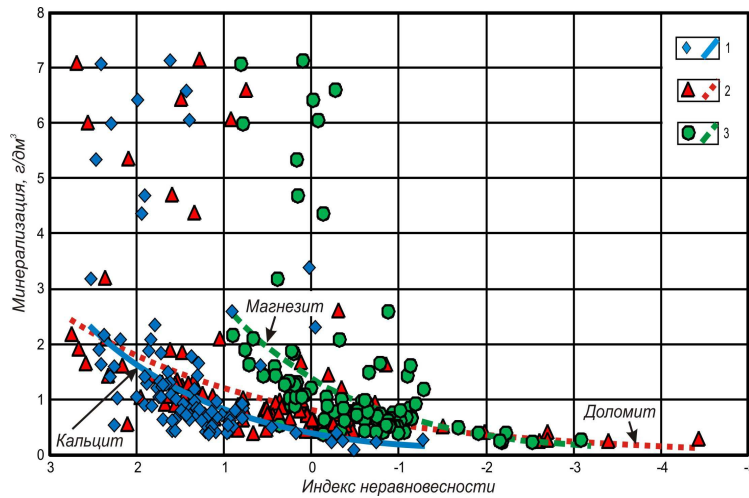


**Таблица 5.15. Степень насыщения подземных вод Кузнецкого бассейна к минералам**

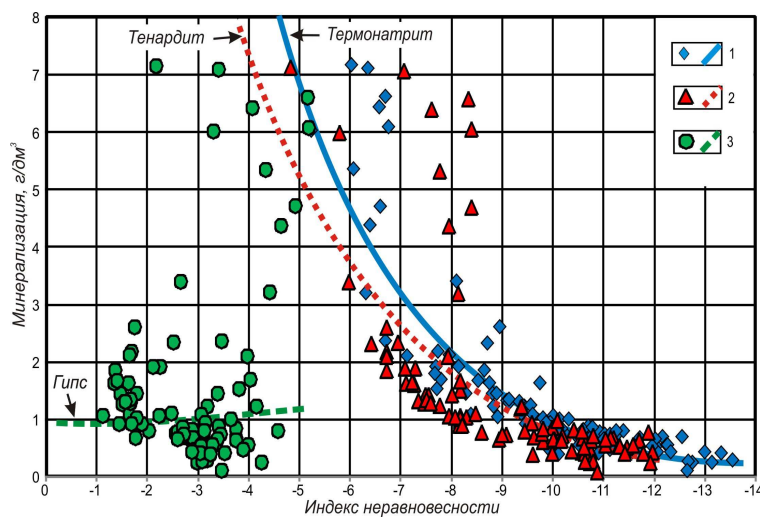
Минералы	Индекс неравновесности		Минералы	Индекс неравновесности	
	Природные воды	Техногенные воды		Природные воды	Техногенные воды
<i>Карбонаты</i>			<i>Хлориды</i>	н.д.	н.д.
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит	-0,90	1,66	<i>Гидроксиды</i>		
$\text{CaCO}_3$ – кальцит	-0,01	1,11	$\text{FeO}(\text{OH})$ – гоезит	н.д.	н.д.
$\text{CaCO}_3$ – арагонит	-0,22	0,90	$\text{FeO}(\text{OH})$ – лепидокрокит	н.д.	н.д.
$\text{FeCO}_3$ – сидерит	н.д.	н.д.	$\text{Fe}(\text{OH})_3$ – ферригидрит	н.д.	н.д.
$\text{MgCO}_3$ – магнезит	-1,13	0,48	$\text{Mg}(\text{OH})_2$ – брусит	-5,95	-4,72
$\text{ZnCO}_3$ – смитсонит	н.д.	н.д.	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ – портландит	-11,74	-10,95
$\text{Cu}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3$ – малахит	н.д.	н.д.	<i>Оксиды</i>		
$\text{CaMg}_3(\text{CO}_3)_4$ – гунцит	-5,27	0,19	$\text{Fe}_3\text{O}_4$ – магнетит	н.д.	н.д.
$\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – несквегонит	-4,19	-2,72	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – гематит	н.д.	н.д.
$\text{MgCO}_3 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – артинит	-7,46	-4,70	$\text{Fe}_2\text{MgO}_4$ – магнезиоферрит	н.д.	н.д.
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – натрон	-9,41	-5,33	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – магхемит	н.д.	н.д.
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – термонарит	-11,82	-7,98	$\text{CuO}$ – тенорит	н.д.	н.д.
$\text{Mg}_5(\text{CO}_3)_4(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ – гидромагнезит	-15,83	-8,73	$\text{ZnO}$ – цинкит	н.д.	н.д.
<i>Сульфаты</i>			$\text{Cu}_2\text{O}$ – куприт	н.д.	н.д.
$(\text{H}_3\text{O})\text{Fe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – гидроюзит	н.д.	н.д.	$\text{MgO}$ – периклаз	-10,92	-9,81
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс	-3,09	-1,88	$\text{CuFe}_2\text{O}_4$ – купроферрит	н.д.	н.д.
$\text{CaSO}_4$ – ангидрит	-3,39	-2,21	<i>Галагениды</i>		
$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – эпсомит	-5,77	-4,14	$\text{NaCl}$ – галит	-8,29	-6,21
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – мирабилит	-8,78	-4,61	<i>Силикаты</i>		
$\text{NaFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – натриевый юрозит	н.д.	н.д.	$\text{SiO}_2$ – халцедон	0,08	0,07
$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – мелантерит	н.д.	н.д.	$\text{SiO}_2$ – кварц	0,55	0,54
$\text{Na}_2\text{SO}_4$ – тенардит	-10,76	-6,86	$\text{SiO}_2$ – кристобалит	-0,11	-0,13
$\text{ZnSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – госларит	н.д.	н.д.	$\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – аморфн. $\text{SiO}_2$	-0,79	-0,83
$\text{ZnSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – бианит	н.д.	н.д.	$\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_7 \cdot 5\text{OH} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – сепиолит	-4,04	-1,46
$\text{Cu}_3(\text{OH})_4\text{SO}_4$ – англерит	н.д.	н.д.	$\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ – хризотил	-5,81	-1,82

Из таблицы видно, что подземные воды техногенного комплекса шахт Кузнецкого бассейна насыщены главным образом силикатами и карбонатами. По мере увеличения солености раствора степень его насыщения относительно карбонатных минералов возрастает, однако насыщения достигают лишь карбонаты кальция и магния

(рис. 5.19). Минералы натрия не достигают равновесия ни в карбонатной, ни в сульфатной форме. Гипс также неравновесен с рассматриваемыми водами, наблюдается обратная зависимость индекса неравновесности гипса от минерализации вод, свойственная содовым водам (рис. 5.20).



**Рис. 5.19. Зависимость значений индексов неравновесности кальцита (1), доломита (2) и магнезита (3) от минерализации подземных вод в районах ликвидированных шахт Кузнецкого бассейна**



**Рис. 5.20. Зависимость значений индексов неравновесности термонарита (1), тенардита (2) и гипса (3) от минерализации подземных вод в районах ликвидированных шахт Кузнецкого бассейна**

### 5.2.2. Печорский угольный бассейн

Печорский угольный бассейн является единственным в мире крупным угледобывающим регионом, расположенным в арктической зоне. Он находится в крайней северо-восточной части Восточно-Европейской платформы и занимает северо-восточное крыло Урало-Тиманской синеклизы [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. Бассейн имеет площадь около 90 тыс. км<sup>2</sup> и состоит из шести геолого-промышленных районов – Карского, Коротажинского, Хальмеръюского, Шарью-Адзвинского, Воркутинского и Интинского [Геология и полезные ископаемые России, т. 1, кн. 2, 2011].

В геологическом строении бассейна выделяют [Геология угольных месторождений СССР, 1990] три структурных этажа: 1) нижний – метаморфические

осадочно-вулканогенные породы складчатого байкальского фундамента; 2) средний – более молодые дислоцированные образования от ордовика до триаса включительно, залегающие с угловым несогласием на нижнем ярусе; 3) верхний этаж, соответствующий платформенному типу развития, преимущественно рыхлые породы, начиная от юрских до современных.

По фациальному составу на площади бассейна во втором (среднем) этаже выделяются два комплекса отложений: нижний, преимущественно карбонатный, занимающий нижнюю часть разреза до среднего карбона, и верхний, преимущественно терригенный, с пластами угля. Карбонатные отложения силура, девона и карбона содержат трещинно-карстовые и пластово-трещинные крепкорассольные воды. Грунтовые воды почти всюду относятся к пресным [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

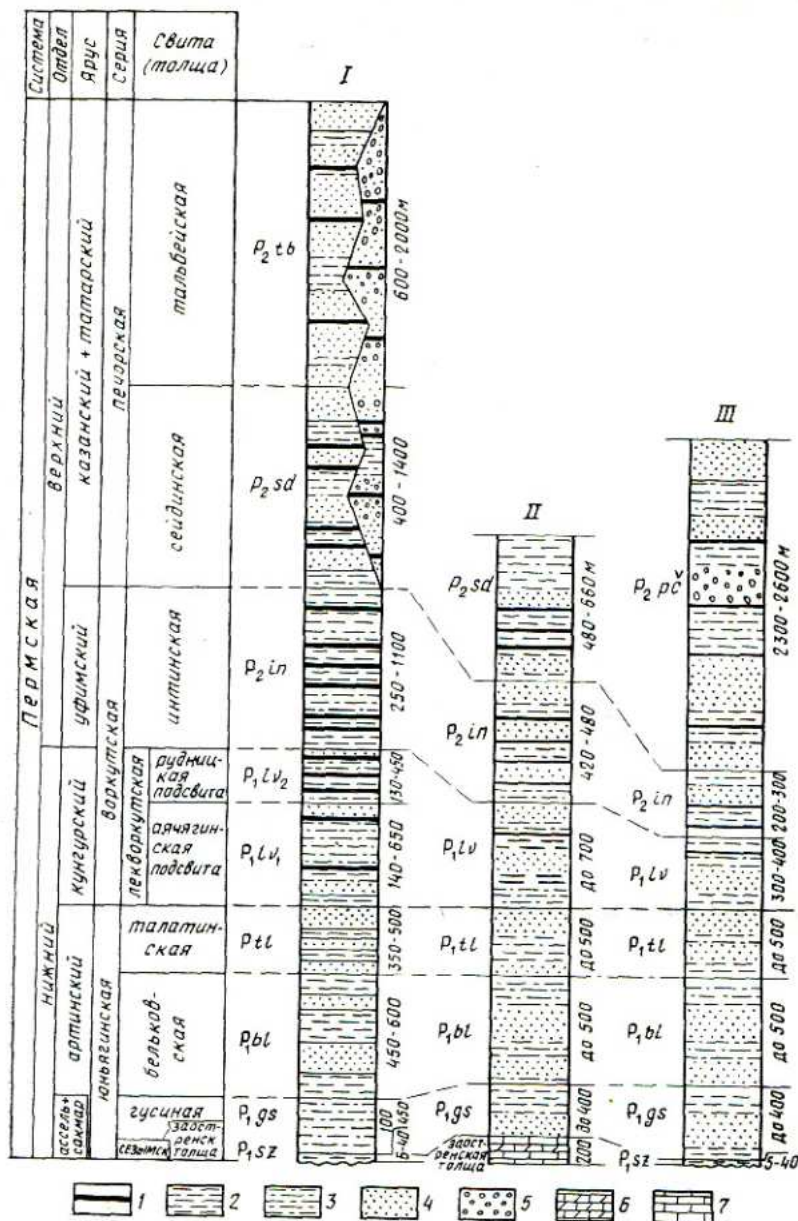
На известняках среднего карбона со стратиграфическим несогласием располагаются *пермские отложения*. Они представлены чередованием аргиллитов, песчаников, алевролитов, углей, редко конгломератов. В нижней части среди известняков повсеместно располагаются маломощные мергели и глинистые известняки [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. Основная угленосность бассейна сосредоточена в отложениях воркутинской ( $P_1$ ) и печорской ( $P_{2-3}$ ) серий (рис. 5.21).

Угольные пласты мощностью более 0,5 м составляют 60–65 % от их общего количества. Угли бассейна представлены преимущественно разностями класса гелитолитов, по степени метаморфизма варьируются от бурых до антрацитов [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. Количество серы колеблется от 0,3 до 6 % [Геология и полезные ископаемые России, т. 1, кн. 2, 2011].

Отложения *триасового возраста* в пределах бассейна представлены песчаниками и аргиллитами, среди которых располагается несколько пластов бурого угля. Породы *юрского возраста* представлены континентальными терригенными образованиями, к которым приурочены редкие угольные пласты обычно нерабочей мощности. Отложения нижнего отдела *меловой системы* представлены в нижней своей части морскими образованиями, в верхней – континентальной терригенной толщей, содержащей пласты бурого угля [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Отложения *неоген-палеогена* встречаются в бассейне очень редко и представлены пепельно-серыми аргиллитами, туфобрекчиями и лавами. *Четвертичные отложения* сложены толщей алевроито-глинистого состава и толщей флювиогляциальных песков и песчано-гравийных образований. Водоносность

горизонта четвертичных отложений невелика: удельный дебит (по скважинам) составляет 0,1–2,6 л/с [Геология угольных месторождений СССР, 1990].



**Рис. 5.21. Стратиграфические разрезы пермских отложений Печорского бассейна [Геология угольных месторождений СССР, 1990].** Районы: I – Воркутинский и Хальмерьюрский, II – Интинский, III – юго-западный Пай-Хой; 1 – угольный пласт; 2 – аргиллит; 3 – алевролит; 4 – песчаник; 5 – конгломерат; 6 – мергель; 7 – известняк

Горно-геологические условия в Печорском бассейне вследствие изменчивости залегания угольных пластов, их расщепления, многолетней мерзлоты, высокой газоносности угленосной толщи – сложные [Геология угольных месторождений СССР, 1990]. По газоносности Печорский бассейн занимал одно из первых мест: из двенадцати шахт одиннадцать относилось к сверхкатегорийным. В состав газов

угленосных отложений входили метан, тяжелые углеводороды, водород, углекислый газ и азот [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Многолетняя мерзлота в бассейне распространена до глубины 150–650 м неравномерно, около половины площади относится преимущественно к области сплошного распространения [Геология угольных месторождений СССР, 1990].

Воронки депрессии вокруг шахт имели радиусы не более 3–6 км. При этом шахтные водопонижительные установки и расположенные на расстоянии нескольких километров от них водозаборы эксплуатировались в течение многих лет при установившемся режиме.

По данным многолетних режимных наблюдений [Гидрогеология СССР, 1977] установлено, что водоприток в горные выработки формировался в основном за счет инфильтрации поверхностных вод из рек, озер и поступления из вышележащих водоносных четвертичных отложений.

В Воркутинском районе ликвидировано 7 шахт, в Интинском районе – 4 шахты. В основу проектного решения по ликвидации интинских шахт заложено частичное затопление, что является временной мерой для обеспечения безопасной работы шахты «Интинская», по ликвидации воркутинских шахт – самозатопление, за исключением частичного затопления шахт «Юр-Шор» и «Южная» как вынужденной меры для обеспечения безопасной работы шахт «Северная» и «Воркутинская» [Экологический мониторинг ..., 2010].

Гидрохимический мониторинг осуществлялся на шахтах «Глубокая», «Восточная-бис» и «Западная» [Экологический мониторинг ..., 2010]. Интерпретация данных гидрохимического мониторинга свидетельствует о том, что в природно-техногенных структурах затопленных шахт формируются солоноватые (минерализация 2,34–4,33 г/дм<sup>3</sup>) воды с повышенными концентрациями ионов Na<sup>+</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, а также Cl<sup>-</sup>. Воды имеют хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный натриевый состав ( $M_{3,6} \frac{HCO_3^{43} SO_4^{31} Cl^{26}}{(Na + K)^{87} Mg^7 Ca^6}$ ). рН диапазон подземных вод варьируется в пределах от 7,6 до 8,2.

Результаты расчета соотношений форм миграции химических элементов в водах техногенного комплекса Печорского бассейна в % от суммы молярных концентраций всех форм каждого компонента сведены в табл. 5.16. Интерпретация соотношений форм миграции химических элементов в подземных водах бассейна свидетельствует о том, что в техногенных водах бассейна на долю комплексных соединений кальция приходится 28,27 %, причем преобладают его сульфатные комплексы (CaSO<sub>4</sub>).

**Таблица 5.16. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса Печорского бассейна**

Формы миграции	% от суммы молярных концентраций всех форм компонента	Формы миграции	% от суммы молярных концентраций всех форм компонента
<b>Ca</b>		FeSO <sub>4</sub>	16,04
Ca <sup>+2</sup>	71,73	FeHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	4,96
CaSO <sub>4</sub>	18,48	FeOH <sup>+</sup>	0,36
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	7,92	<b>Fe(II)</b>	
CaCO <sub>3</sub>	1,87	Fe(OH) <sub>2</sub> <sup>+</sup>	85,72
<b>Na</b>		Fe(OH) <sub>3</sub>	7,41
Na <sup>+</sup>	97,36	Fe(OH) <sub>4</sub> <sup>-</sup>	6,86
NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,48	<b>Cu(I)</b>	
NaHCO <sub>3</sub>	1,02	CuCl <sub>2</sub> <sup>-</sup>	72,15
NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,14	CuCl	25,13
<b>Mg</b>		Cu <sup>+</sup>	2,43
Mg <sup>+2</sup>	76,21	CuCl <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,28
MgSO <sub>4</sub>	16,04	<b>Cu(II)</b>	
MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	6,65	CuCO <sub>3</sub>	70,02
MgCO <sub>3</sub>	1,10	Cu(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	28,62
<b>C(IV)</b>		Cu <sup>+2</sup>	0,51
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	93,61	CuOH <sup>+</sup>	0,37
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,37	CuHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,24
NaHCO <sub>3</sub>	2,01	CuSO <sub>4</sub>	0,13
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,53	Cu(OH) <sub>2</sub>	0,10
MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,50	<b>Si</b>	
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,50	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	Н.д.
NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,28	H <sub>3</sub> SiO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	Н.д.
CaCO <sub>3</sub>	0,12	<b>Zn</b>	
MgCO <sub>3</sub>	0,08	ZnCO <sub>3</sub>	46,15
<b>S(VI)</b>		Zn <sup>+2</sup>	34,73
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	84,84	ZnSO <sub>4</sub>	8,71
NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	8,36	ZnHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	7,96
MgSO <sub>4</sub>	3,44	ZnOH <sup>+</sup>	0,56
CaSO <sub>4</sub>	3,35	ZnCl <sup>+</sup>	0,46
<b>Cl</b>	100,0	Zn(OH) <sub>2</sub>	0,20
<b>Fe(II)</b>		ZnOHCl	0,49
Fe <sup>+2</sup>	78,64	Zn(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> <sup>-2</sup>	0,75

На долю комплексных соединений магния приходится 23,79 % валового содержания. Как и в предыдущем случае, в водах преобладают сульфатные комплексы магния (MgSO<sub>4</sub>). Натрий находится преимущественно в виде незакомплексованных ионов. На долю его комплексных соединений приходится всего 2,64 % общего количества. Это способствует накоплению компонента в растворе и свидетельствует о незначительном участии натрия в подземном минералообразовании (табл. 5.17). Из

таблицы видно, что подземные воды ликвидированных шахт Печорского бассейна равновесны главным образом карбонатами кальция, железа и магния.

**Таблица 5.17. Степень насыщения подземных вод Печорского бассейна к минералам**

Минералы	Индекс неравновесности	Минералы	Индекс неравновесности
<i>Карбонаты</i>		<i>Хлориды</i>	
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит	1,54	$\text{Cu}_2(\text{OH})_3\text{Cl}$ – атакамит	-4,63
$\text{CaCO}_3$ – кальцит	0,77	$\text{CuCl}$ – нангокит	-5,55
$\text{CaCO}_3$ – арагонит	0,55	<i>Гидроксиды</i>	
$\text{FeCO}_3$ – сидерит	-0,69	$\text{FeOOH}$ – гоезит	5,61
$\text{MgCO}_3$ – магнезит	0,11	$\text{FeOOH}$ – легидокрокиит	5,29
$\text{ZnCO}_3$ – смирнонит	-1,51	$\text{Fe}(\text{OH})_3$ – ферригидрит	2,79
$\text{Cu}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3$ – малахит	-0,63	$\text{Mg}(\text{OH})_2$ – брусит	-5,25
$\text{CaMg}_3(\text{CO}_3)_4$ – гунцит	-1,29	$\text{Ca}(\text{OH})_2$ – портландит	-11,45
$\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – несквегонит	-3,10	<i>Оксиды</i>	
$\text{Cu}_3(\text{OH})_2(\text{CO}_3)_2$ – азурит	-4,04	$\text{Fe}_3\text{O}_4$ – магнетит	17,39
$\text{MgCO}_3 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – артинит	-5,61	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – гематит	13,55
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – натрон	-5,30	$\text{CuFeO}_2$ – купроасферрит	12,68
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – термонаитрит	-7,95	$\text{Fe}_2\text{MgO}_4$ – магнезиоферрит	6,53
$\text{Mg}_5(\text{CO}_3)_4(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ – гидромагнезит	-10,77	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – магхемит	6,94
<i>Сульфаты</i>		$\text{CuO}$ – тенорит	-1,47
$(\text{H}_3\text{O})\text{Fe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – гидроюзит	-6,93	$\text{ZnO}$ – цинкит	-3,34
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс	-1,27	$\text{Cu}_2\text{O}$ – куприт	-5,26
$\text{CaSO}_4$ – ангидрит	-1,59	$\text{MgO}$ – периклаз	-10,34
$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – эпсомит	-3,56	$\text{CuFe}_2\text{O}_4$ – купроферрит	12,16
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – мирабилит	-3,62	<i>Галогениды</i>	
$\text{NaFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – натриевый юзит	-0,60	$\text{NaCl}$ – галит	-5,00
$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – мелангерит	-6,64	<i>Силикаты</i>	
$\text{Na}_2\text{SO}_4$ – тенардит	-5,87	$\text{SiO}_2$ – халцедон	н.д.
$\text{ZnSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – госларит	-7,47	$\text{SiO}_2$ – кварц	н.д.
$\text{ZnSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – бианит	-7,86	$\text{SiO}_2$ – кристобалит	н.д.
$\text{Cu}_3(\text{OH})_4\text{SO}_4$ – англерит	-6,91	$\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – аморфн. $\text{SiO}_2$	н.д.
$\text{Cu}_4(\text{OH})_6\text{SO}_4$ – брочанит	-8,46	$\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_7 \cdot 5\text{OH} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – септиолит	н.д.

### 5.3. Геохимия подземных вод в районах ликвидированных шахт бассейна триасового возраста

К наиболее крупным угольным бассейнам, выполненным триасовыми отложениями, относится Челябинский.

Характеристика природных условий района Челябинского бурогоугольного бассейна выполнена с использованием материалов Рабочего проекта «Предотвращение подтопления и заболачивания поверхности ликвидируемой шахты (водотлив)» (2006

г.) и ряда опубликованных работ, таких как «Геология угольных месторождений СССР [1990], «Гидрогеология СССР» [1972], «Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 2» [2011].

Челябинский бассейн представляет собой общепризнанный голотип формаций «тафрогенных» впадин молодых платформ [Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 2, 2011]. Он расположен на западной окраине Западно-Сибирской низменности, в зоне ее сочленения с восточным склоном Южного Урала. Эта территория на протяжении всего палеозоя была ареной интенсивной вулканогенной деятельности и тектонических движений, что привело к широкому развитию эффузивных и интрузивных пород и исключительно сложному строению.

Челябинский бассейн представляет собой асимметричный клинообразный грабен в палеозойских породах, заполненный вулканогенно-осадочными и осадочными угленосными отложениями триаса и нижней юры. Угленосная толща бассейна располагается с крупными угловым и стратиграфическим несогласиями на различных горизонтах палеозоя – от ордовика до верхнего карбона в западной части. Промышленная угленосность связана с нижнемезозойским комплексом осадочных и эффузивно-осадочных пород, сложенным в основном трапповыми формациями *нижнего и среднего триаса* и угленосными отложениями *верхнего триаса*.

Угли Челябинского бассейна бурые группы ЗБ, гумусовые, преимущественно гелитолитовые. В них отмечались [Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 2, 2011] повышенные содержания урана, скандия, вольфрама, мышьяка, олова, золота и молибдена, а также марганца. Сернистость углей невысокая ( $S_r^d$  от 0,3 до 2,3 %, средняя 1,5 %) [Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 2, 2011].

Запасы угля Челябинского угольного бассейна отрабатывались множеством шахт и разрезов. В результате объединения трех основных шахт («Глубокая» (№ 22), «Красная горнячка» и «Северная» (№ 205)) образовалась шахта «Красная горнячка». Всего на территории поля объединенной шахты в течение периода разработки действовало более 20 шахт, в связи с чем, выработанное пространство представляло собой сложную систему горных выработок. Протяженность шахтного поля с севера на юг составляла 10 км, с запада на восток – от 1,0 до 3,0 км. Площадь шахтного поля – 20,8 км<sup>2</sup>.

Челябинский бассейн относится к бассейнам трещинных и трещинно-жильных вод Восточно-Уральского прогиба. В нижнемезозойских (триасовых) отложениях распространен водоносный комплекс трещинно-пластовых вод. Воды верхне меловых и кайнозойских образований формируют два горизонта. *Первый горизонт* приурочен к

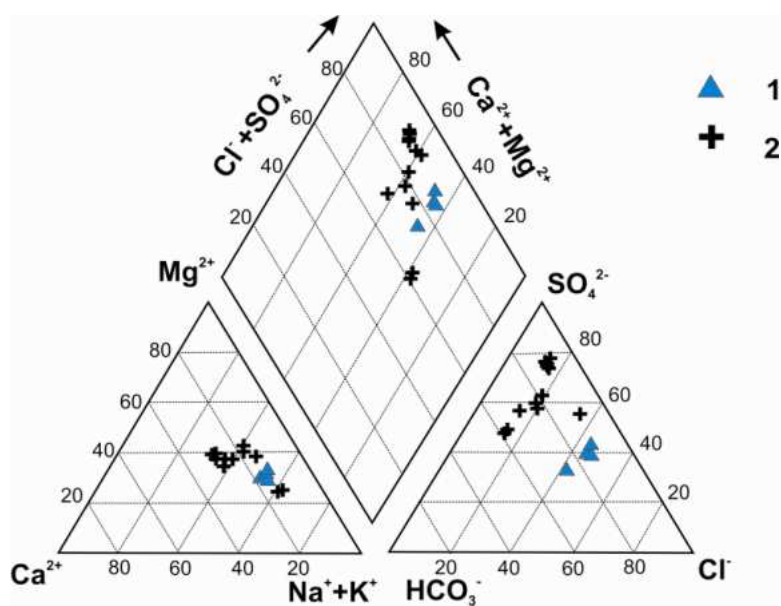


глинам запесоченных глин и суглинков, а также к озерно-болотным отложениям, он создает ряд изолированных периодически действующих водоносных зон. Воды отложений безнапорные, концентрируются на поверхности прослоев глин. Мощность их незначительна – 0,8–1,2 м. *Второй горизонт* приурочен к прослоям опок и кварцево-глауконитовых песчаников палеогена и является основным источником водоснабжения населенных пунктов. Максимальная мощность горизонта в восточной части шахтного поля составляет 5,6 м.

Среднегодовые притоки подземных вод в шахты глубиной 100–150 м колебались в пределах 60–80 м<sup>3</sup>/ч, реже 120–160 м<sup>3</sup>/ч [Гидрогеология СССР, 1972] и не вызывали особых осложнений при эксплуатации. Этому способствовали структурные условия угленосной полосы. Мелкие брахисинклинали, разорванные дополнительно тектоническими нарушениями, разделяли месторождения на ряд мелких полузамкнутых бассейнов подземных вод, гидравлически связанных между собой только по верхнему водоносному горизонту в палеоген-меловых отложениях. Такие структуры, содержащие небольшие статические и динамические запасы подземных вод, ограничивали и развитие депрессионных воронок от шахтных водоотливов. В результате многолетнего дренирующего действия шахтных выработок величина понижения уровня при воронкообразной форме депрессионной поверхности колебалась от 50 до 100 м, при этом в центральной части – до 40–500 м. Влияние депрессионной воронки по западному борту грабена сказывалось на расстоянии до 5–6 км, а по восточному – на 2–4 км [Гидрогеология СССР, 1972].

По данным исследователей [Гидрогеология СССР, 1972], подземные воды Челябинского бассейна в период эксплуатации шахт имели весьма широкий диапазон изменения минерализации и химического состава. В зоне активного водообмена, распространенной до глубины 150 м, на многих месторождениях встречались преимущественно пресные воды с минерализацией до 1 г/дм<sup>3</sup> гидрокарбонатного кальциевого состава. В восточной части района за пределами меридиональных нарушений I и II (скважина подземного водозабора) пресные воды с минерализацией до 1 г/дм<sup>3</sup>, используемые для питьевого водоснабжения, являлись, по данным аналитической лаборатории Института промышленной экологии РАН, хлоридными и сульфатно-хлоридными магниевыми (  $M_{0,68} \frac{Cl^{46} SO_4^{39} HCO_3^{15}}{Na^{55} Mg^{30} Ca^{14}}$  ), по реакции pH среды нейтральными и слабощелочными (pH = 7,74–8,59), умеренно жесткими (жесткость 4,3–5,22 мг-экв/дм<sup>3</sup>) (рис. 5.22).

В результате ликвидации шахт депрессионная воронка с 2000 г. стала сжиматься. Объем остаточной пустотности в пределах шахтного поля на тот период составлял 297000 м<sup>3</sup> (РП «Предотвращение подтопления ...», 2006 г.). В настоящее время вся территория горного отвода представляет собой единую, гидрогеологически связанную систему затопленных горных выработок. Восстановившийся уровень подземных вод колеблется в пределах +194 ... +197 м. Вариации состава подземных вод техногенного водоносного комплекса контролируются Челябинским подразделением ООО «УЦСЭМ УН» с I квартала 2006 г. Аналитические работы выполняются в аккредитованной эколого-аналитической лаборатории ООО «Уральский центр социально-экологического мониторинга углепромышленных территорий».

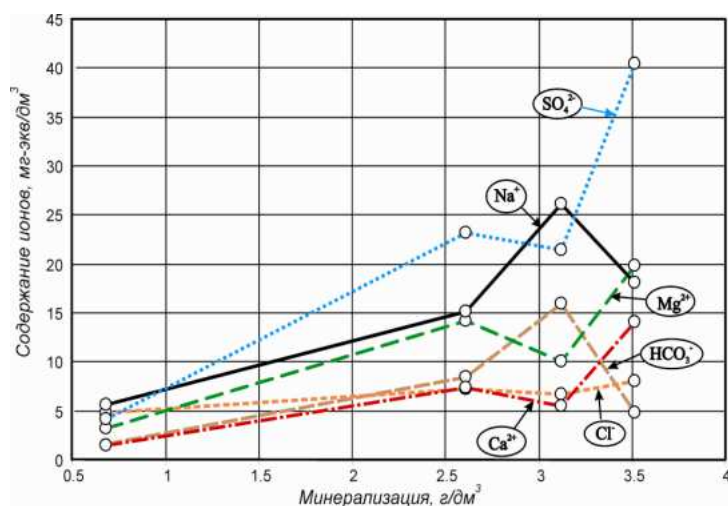


**Рис. 5.22.**  
Соотношение основных катионов и анионов в подземных водах Челябинского бурогоугольного бассейна: 1 – природный комплекс; 2 – техногенный водоносный комплекс шахты «Красная горнячка»

В результате интерпретации результатов гидрохимического мониторинга (РП «Предотвращение подтопления ...», 2006 г.; Елохина, [2004, 2014]; Экологический мониторинг ..., [2010]) установлено, что в подземных водах, циркулирующих в природно-техногенной структуре, происходит интенсивное накопление практически всех основных компонентов (рис. 5.23), формируются воды преимущественно

сульфатного анионного и смешанного катионного состава ( $M_{3,12} \frac{SO_4^{63} HCO_3^{19} Cl^{18}}{(Na+K)^{44} Mg^{35} Ca^{21}}$ ).

Минерализация вод колеблется в пределах 2,1–3,8 г/дм<sup>3</sup>, а содержания  $HCO_3^{-}$  изменяются от 256,3 до 1000,7 мг/дм<sup>3</sup>,  $SO_4^{2-}$  – от 889,4 до 2063,8 мг/дм<sup>3</sup> и  $Cl^{-}$  – от 214,6 до 347,4 мг/дм<sup>3</sup>. Формирующиеся воды очень жесткие (15,36–36,43 ммоль/дм<sup>3</sup>), имеют повышенные концентрации  $NH_4^{+}$  (до 8,13 ПДК) и  $Fe_{общ}$  (52,7 ПДК). Из микрокомпонентов в водах шахт в значительных количествах находятся Li, Mn и В.



**Рис. 5.23. Вклад основных компонентов в минерализацию подземных вод районов ликвидированных шахт Челябинского бассейна**

В результате интерпретации имеющихся данных удалось выделить пять подтипов вод, формирующихся в техногенном комплексе шахты (табл. 5.18).

**Таблица 5.18. Характеристика подтипов подземных вод техногенного комплекса шахты «Красная горнячка» (по данным лаборатории ИПЭ РАН; РП «Предотвращение подтопления...», 2006 г.; «Экологический мониторинг...» [2010])**

Подтип воды	рН	Средняя минерализация, г/дм³	Среднее содержание, мг/дм³							
			Na <sup>+</sup>	K	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Cl	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>
Cl-HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg-Na	7,5	2,1	310,6	34,8	81,0	137,6	234,0	889,4	424,1	4,11
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	7,7	2,7	319,7	15,9	181,2	167,6	214,6	1064,2	665,1	8,56
HCO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> -Mg-Na	7,1	2,9	524,9	10,8	109,8	131,5	235,3	1013,0	836,0	11,97
SO <sub>4</sub> -Ca-Na-Mg	8,0	3,4	382,9	16,6	274,5	238,1	278,3	1908,4	282,7	12,78
SO <sub>4</sub> -Ca-Mg-Na	7,6	3,6	484,1	25,2	264,6	237,4	322,6	1776,5	431,7	15,23

Диапазон рН всех этих ионообменных трансформаций подземных вод ограничен значениями от 7,0 до 8,6. Соотношение концентраций кальция, натрия и магния в подземных водах в зависимости от рН представлено на рис. 5.24.

Физико-химические расчеты соотношений форм миграции химических элементов в подземных водах бассейна (табл. 5.19) свидетельствуют о том, что миграция макрокомпонентов в природных подземных водах Челябинского бассейна осуществляется как в виде собственных незакомплексованных ионов, так и в виде комплексных соединений. То есть комплексные соединения образуются уже в мало минерализованных подземных водах, но особенное значение они приобретают по мере роста минерализации. Преимущественно формируются сульфатные комплексы, в значительно меньшей мере – гидрокарбонатные и карбонатные.

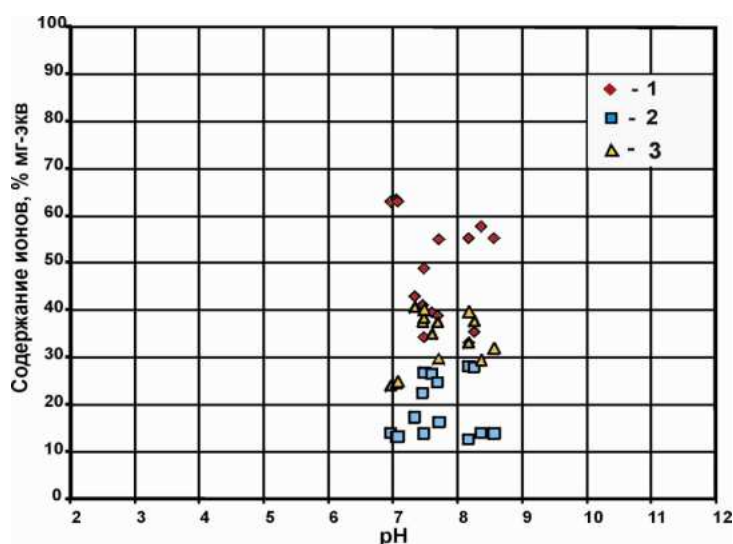


Рис. 5.24. Изменения концентраций  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  (1),  $\text{Ca}^{2+}$  (2) и  $\text{Mg}^{2+}$  (3) в водах Челябинского бассейна в зависимости от pH

Таблица 5.19. Соотношения форм миграции химических элементов в водах Челябинского бассейна (% от суммы молярных концентраций всех форм каждого компонента)

Формы миграции	Воды комплексов		Формы миграции	Воды комплексов	
	природных	техногенных		природных	техногенных
<b>Ca</b>			<b>S(VI)</b>		
$\text{Ca}^{+2}$	85,62	67,73	$\text{SO}_4^{-2}$	85,99	74,27
$\text{CaSO}_4$	12,36	28,74	$\text{MgSO}_4$	7,96	13,05
$\text{CaHCO}_3^+$	1,33	3,24	$\text{CaSO}_4$	4,35	9,26
$\text{CaCO}_3$	0,69	0,29	$\text{NaSO}_4^-$	1,57	3,23
<b>Na</b>			$\text{FeSO}_4$	0,00	0,10
$\text{Na}^+$	99,30	97,14	$\text{NH}_4\text{SO}_4^-$	0,14	0,09
$\text{NaSO}_4^-$	0,58	2,44	<b>Cl</b>		
$\text{NaHCO}_3$	0,09	0,40	$\text{Cl}^-$	100,00	100,00
$\text{NaCO}_3^-$	0,02	0,02	<b>Fe(II)</b>		
<b>Mg</b>			$\text{Fe}^{+2}$	85,33	73,38
$\text{Mg}^{+2}$	88,34	72,11	$\text{FeHCO}_3^+$	0,89	1,99
$\text{MgSO}_4$	10,30	24,99	$\text{FeSO}_4$	12,06	24,52
$\text{MgHCO}_3^+$	0,95	2,72	$\text{FeOH}^+$	1,72	0,10
$\text{MgCO}_3$	0,40	0,18	<b>Fe(III)</b>		
<b>C(IV)</b>			$\text{Fe(OH)}_2^+$	59,85	95,79
$\text{HCO}_3^-$	95,55	89,13	$\text{Fe(OH)}_3$	22,84	3,10
$\text{H}_2\text{CO}_3$	1,29	5,91	$\text{Fe(OH)}_4^-$	17,31	1,10
$\text{CaHCO}_3^+$	0,52	1,52	<b>N(-3)</b>		
$\text{MgHCO}_3^+$	0,82	2,08	$\text{NH}_4^+$	84,16	91,15
$\text{CO}_3^{-2}$	0,88	0,18	$\text{NH}_3$	14,83	4,27
$\text{NaHCO}_3$	0,29	0,85	$\text{NH}_4\text{SO}_4^-$	0,99	4,56
$\text{CaCO}_3$	0,27	0,14	$\text{CaNH}_3^{+2}$	0,02	0,02
$\text{MgCO}_3$	0,34	0,14	<b>Si</b>		
$\text{FeHCO}_3^+$	0,00	0,01	$\text{H}_4\text{SiO}_4$	97,97	99,59
$\text{NaCO}_3^-$	0,05	0,05	$\text{H}_3\text{SiO}_4^-$	2,03	0,41

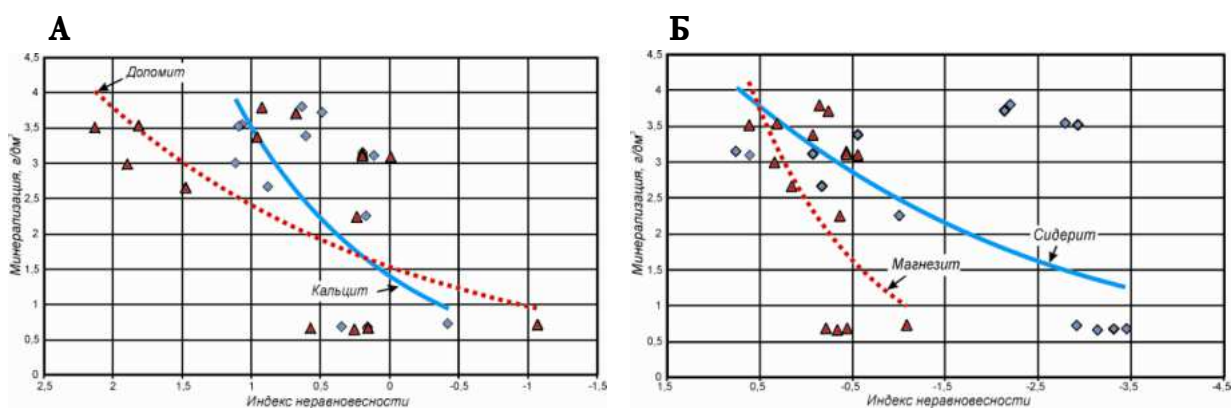
Результаты расчета степени насыщения подземных вод к минералам (табл. 5.20) свидетельствуют о том, что воды Челябинского бассейна равновесны с доломитом, кальцитом, арагонитом и др. Наблюдается четкая зависимость между индексами неравновесности этих минералов и общей минерализацией воды (рис. 5.25 А). Такая же закономерность характерна для сидерита, магнезита (рис. 5.25 Б) и др.

**Таблица 5.20. Степень насыщения подземных вод Челябинского бассейна к минералам**

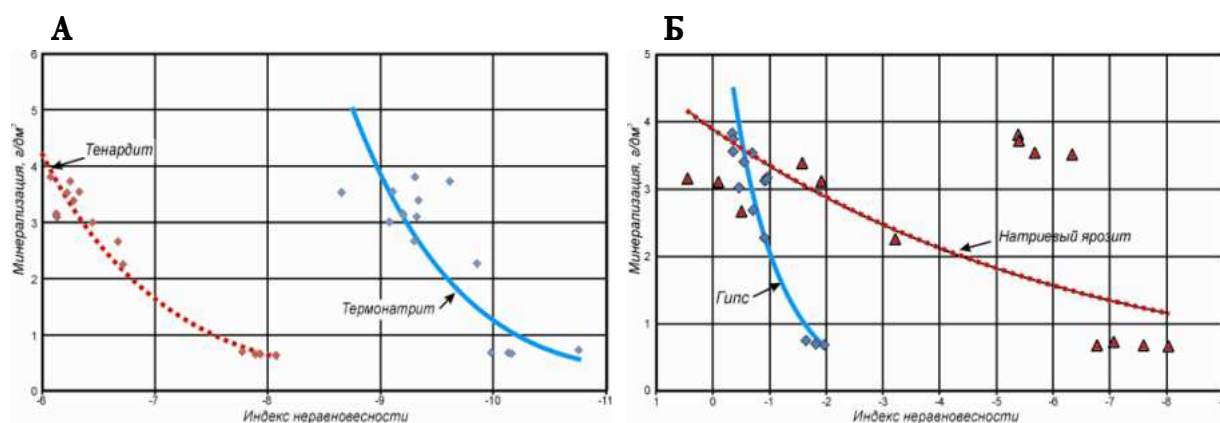
Минералы	Индекс неравновесности		Минералы	Индекс неравновесности	
	Природные воды	Техногенные воды		Природные воды	Техногенные воды
<i>Карбонаты</i>			<i>Гидроксиды</i>		
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит	-0,20	0,51	$\text{FeOOH}$ – гоезит	6,14	6,00
$\text{CaCO}_3$ – кальцит	0,03	0,49	$\text{FeOOH}$ – лепидокрокит	5,63	5,68
$\text{CaCO}_3$ – арагонит	-0,18	0,27	$\text{Fe}(\text{OH})_3$ – ферритидрит	3,36	3,18
$\text{FeCO}_3$ – сидерит	-2,42	0,17	$\text{Mg}(\text{OH})_2$ – брусит	-4,14	-5,45
$\text{MgCO}_3$ – магнезит	-0,47	-0,04	<i>Оксиды</i>		
$\text{CaMg}_3(\text{CO}_3)_4$ – гунгит	-3,24	-1,99	$\text{Fe}_3\text{O}_4$ – магнетит	18,22	18,98
$\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – несквегонит	-3,53	-3,24	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – гематит	14,63	14,33
$\text{MgCO}_3 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – артинит	-4,98	-5,95	$\text{Fe}_2\text{MgO}_4$ – магномагнетит	8,84	7,11
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – натрон	-7,90	-6,78	$\text{Fe}_2\text{O}_3$ – магхемит	7,61	7,72
$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – термонарит	-10,31	-9,44	$\text{MgO}$ – периклаз	-9,10	-10,54
$\text{Mg}_5(\text{CO}_3)_4(\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ – гидромагнезит	-11,36	-11,54	<i>Галагениды</i>		
<i>Сульфаты</i>			$\text{NaCl}$ – галит	-6,25	-5,60
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс	-1,75	-0,55	<i>Силикаты</i>		
$(\text{H}_3\text{O})\text{Fe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – гидроязозит	-7,13	-3,64	$\text{Fe}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ – гриналит	-4,47	2,01
$\text{CaSO}_4$ – ангидрит	-2,05	-0,87	$\text{SiO}_2$ – халцедон	-1,50	-0,17
$\text{SrSO}_4$ – целестит			$\text{SiO}_2$ – кварц	-1,03	0,30
$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – эпсомит	-3,82	-2,70	$\text{SiO}_2$ – кристобалит	-1,69	-0,37
$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ – мирабилит	-5,97	-4,10	$\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – аморфн. $\text{SiO}_2$	-2,37	-1,07
$\text{NaFe}_3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$ – натриевый ярозит	-1,62	1,91	$\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_7 \cdot 5\text{OH} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ – сепюлит	-5,15	-3,64
$\text{Na}_2\text{SO}_4$ – тенардит	-7,95	-6,36	$\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ – хризотил	-3,53	-4,48

Минералы натрия не достигают равновесия с водой ни в карбонатной, ни в сульфатной форме (рис. 5.26 А). Гипс стремится к равновесию с рассматриваемыми

водами, при минерализации  $3,0 \text{ г/дм}^3$  достигается равновесие с сульфатом железа – натриевым ярозитом (рис. 5.26 Б).



**Рис. 5.25. Зависимость значений индексов неравновесности кальцита и доломита (А), сидерита и магнезита (Б) от минерализации подземных вод Челябинского бассейна**



**Рис. 5.26. Зависимость значений индексов неравновесности термонатрита и тенардита (А), гипса и натриевого ярозита (Б) от минерализации подземных вод Челябинского бассейна**

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено следующее:

➤ В Донецком бассейне основными ионами, определяющими минерализацию и состав подземных вод, являются  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$ . Ионы  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  хотя и играют определенную роль в формировании составов раствора и минеральной составляющей, но в этом бассейне все-таки занимают второстепенные позиции. По анионному составу в природно-техногенных структурах бассейна широко распространены воды сульфатного, хлоридного и смешанного состава. Причем Луганской области свойственны преимущественно сульфатные воды смешанного катионного состава, Ростовской области – хлоридно-сульфатные и сульфатно-хлоридные натриевые воды, а в Донецкой области формируются воды сульфатного, хлоридного и смешанного как анионного, так и катионного состава. При этом pH ионообменной трансформации подземных вод варьируется от 6,5 до 8,85.

➤ В природно-техногенных структурах Кизеловского бассейна формируются весьма кислые и кислые воды, значения рН среды находятся в пределах 2,7–3,8. Минерализация вод изменяется от 0,39 до 24,06 г/дм<sup>3</sup>. Состав этих вод главным образом сульфатный железистый, но встречаются некоторые вариации, выражающиеся в появлении сульфатных кальциево-железистых или натриево-железистых вод.

➤ В Кузнецком бассейне природный водоносный комплекс представлен пресными (минерализация до 0,6 г/дм<sup>3</sup>), нейтральными, гидрокарбонатными водами смешанного катионного состава:  $M_{0,41} \frac{HCO_3^{93} Cl^4 SO_4^3}{Ca^{47} (Na + K)^{29} Mg^{24}}$ . В условиях нарушенного

горного массива подземные воды становятся преимущественно слабосоленоватыми, гидрокарбонатными натриевыми:  $M_{2,36} \frac{HCO_3^{78} SO_4^{19} Cl^3}{(Na + K)^{85} Mg^8 Ca^7}$ . Диапазон ионообменной трансформации подземных вод варьируется в пределах рН от 6,0 до 10,4, отчетливо наблюдается закономерность увеличения значений рН вод с ростом концентрации натрия.

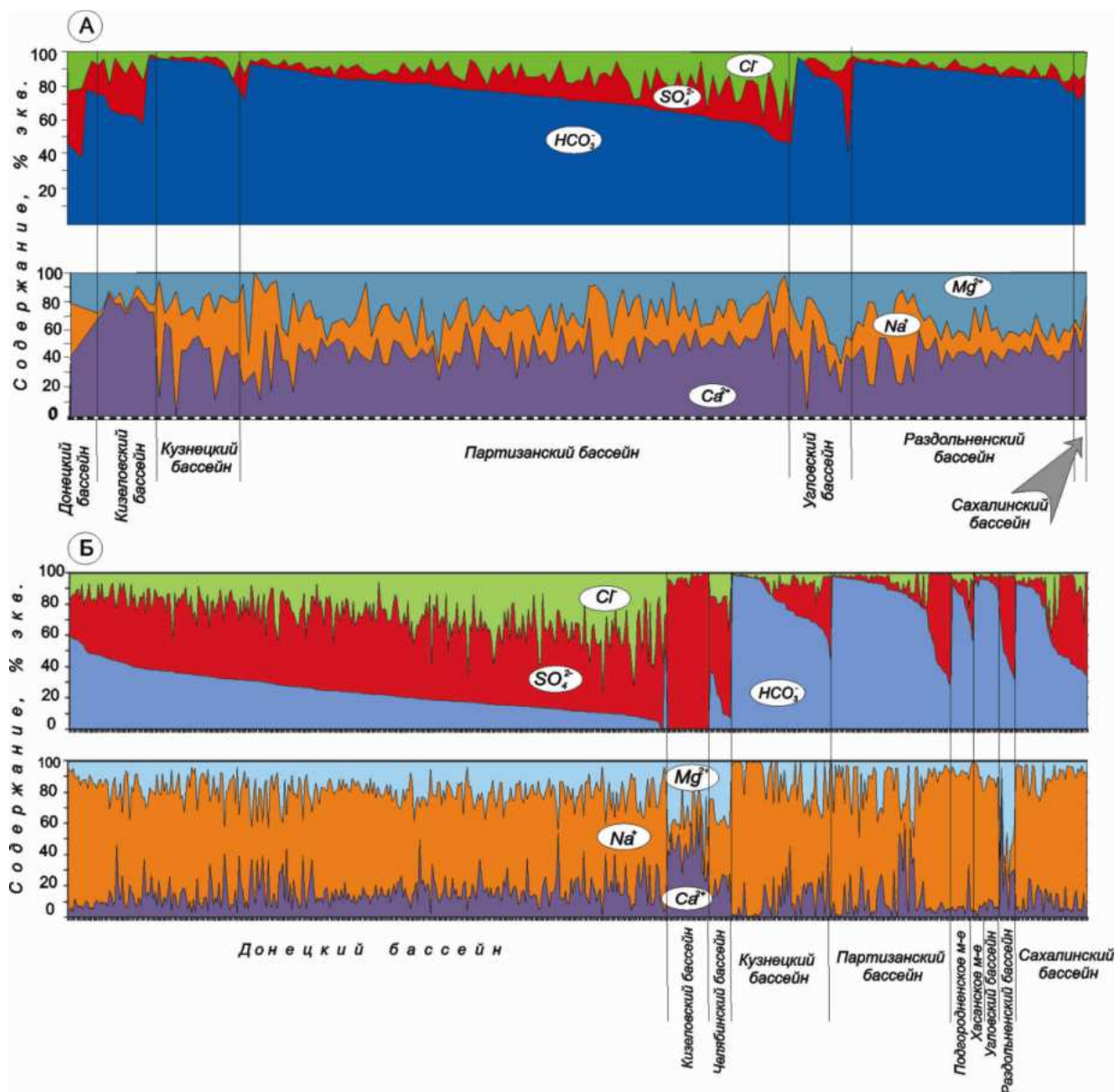
➤ В результате затопления горных выработок в Печорском бассейне формируются солоноватые (минерализация 2,34–4,33 г/дм<sup>3</sup>), хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатные натриевые воды ( $M_{3,6} \frac{HCO_3^{43} SO_4^{31} Cl^{26}}{(Na + K)^{87} Mg^7 Ca^6}$ ), рН которых варьируется от 7,6 до 8,2.

➤ Подземные воды, формирующиеся в Челябинском бассейне, имеют повышенные концентрации хлора, сульфатов, магния и натрия ( $M_{0,68} \frac{Cl^{46} SO_4^{39} HCO_3^{15}}{(Na + K)^{50} Mg^{30} Ca^{14}}$ ). Циркулируя в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт воды интенсивно накапливают практически все основные компоненты, формируя преимущественно сульфатные воды смешанного катионного состава ( $M_{3,12} \frac{SO_4^{63} HCO_3^{19} Cl^{18}}{(Na + K)^{44} Mg^{35} Ca^{21}}$ ).

#### **5.4. Особенности межрегионального распространения типов (классов) подземных вод природных и техногенных комплексов**

Специфические особенности и параметры химического состава вод, формирующихся в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт, связаны, вероятно, с межрегиональным распространением рассматриваемых угольных бассейнов.

Сопоставление соотношений основных ионов и катионов подземных вод угольных бассейнов свидетельствует о наличии региональных закономерностей в распределении основных макрокомпонентов (рис. 5.27).



**Рис. 5.27** Распределение основных ионов и катионов в подземных водах природных (А) и техногенных комплексов (Б) угольных бассейнов России и Украины

Наиболее четко закономерность изменения макросостава прослеживается по распределению гидрокарбонатных и сульфатных ионов. Подземным водам бассейнов, расположенных на западе России и в Украине (Донецкий, Челябинский, Кизеловский), свойственны повышенные концентрации сульфат-иона (до 100 % экв) и хлора (до 80 % экв). Концентрации же гидрокарбонатных ионов здесь снижаются до 7 % экв, а в Кизеловском бассейне – до 0 % экв (рис. 5.28).



Бассейны, расположенные на территории России восточнее (Кузнецкий, Раздольненский, Партизанский, Угловский и Сахалинский), характеризуются повышенными концентрациями гидрокарбонатов (от 30 до 100 % экв), колебаниями содержаний сульфат-иона до 70 % экв (см. рис. 5.28) и резким преобладанием в водах техногенных комплексов ионов натрия (см. рис. 5.27 Б).

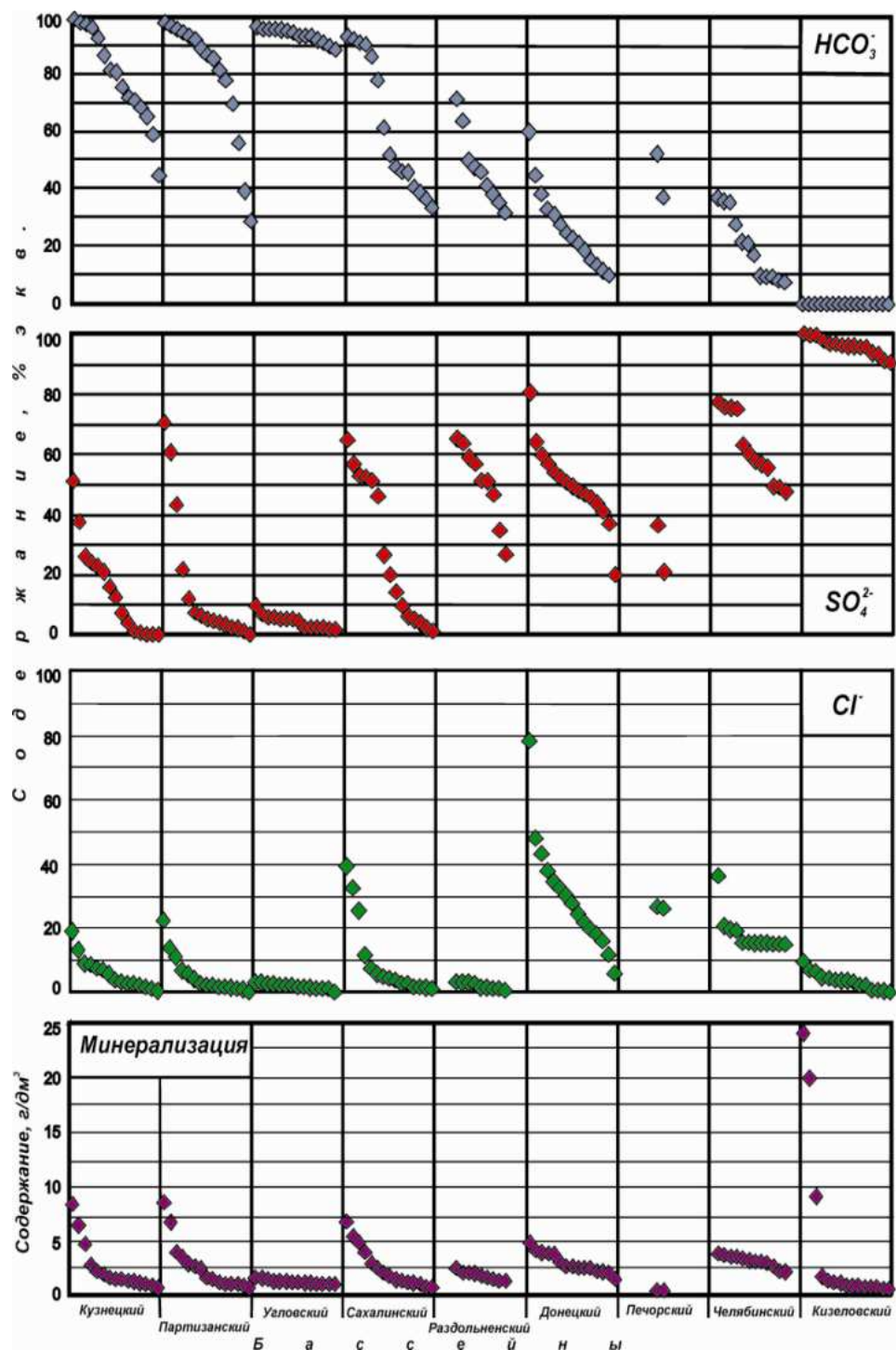


Рис. 5.28. График рассеивания основных анионов и минерализации в подземных водах техногенного комплекса угольных бассейнов России и Украины

Региональные закономерности изменения состава формирующихся вод обладают специфическими генетическими особенностями, при изучении которых возможно понимание непрерывно изменяющейся и сохраняющейся при этом индивидуальности рассматриваемых гидрогеологических объектов.

По характерным для того или иного ионного типа вод, формам компонентов, можно судить о геохимической обстановке среды и, следовательно, о происходящих в ней процессах. Поэтому представлялось целесообразным выполнить систематизацию химических составов подземных вод рассматриваемых районов ликвидированных шахт, определить внешние особенности межрегионального распространения типов подземных вод и внутренние особенности распространения ионов и комплексных соединений выделенных типов подземных вод в фиксированных пространственных границах (в пределах угольного бассейна, месторождения).

В качестве основы выбрана классификация О.А. Алекина [1953] с учетом дополнений Ю.П. Никольской [1961] и Е.В. Посохова [1969], согласно которой типы вод разделяются по преобладающему аниону на классы: гидрокарбонатный, сульфатный и хлоридный, а также кислые воды; по преобладающему катиону – на группы: кальциевые или магниевые:

**I Гидрокарбонатный класс** –  $i\text{HCO}_3 > i\text{Ca} + i\text{Mg}$ ;

**II Сульфатный класс** –  $i\text{HCO}_3 < i\text{Ca} + i\text{Mg} < i\text{HCO}_3 + i\text{SO}_4$ ,

IIa (магниевая группа) –  $i\text{Ca} / i\text{HCO}_3 < 1$ ,

IIб (кальциевая группа) –  $i\text{Ca} / i\text{HCO}_3 > 1$ ;

**III Хлоридный класс** –  $i\text{HCO}_3 + i\text{SO}_4 < i\text{Ca} + i\text{Mg}$  ( $i\text{Cl} > i\text{Na}$ ),

IIIa (хлормagneвная группа) –  $i\text{Cl} < i\text{Na} + i\text{Mg}$ ,

IIIб (хлоркальциевая группа) –  $i\text{Cl} > i\text{Na} + i\text{Mg}$ ;

**IV Кислые воды** –  $i\text{HCO}_3 = 0$ ,

где  $i$  – концентрация компонента в мг-экв/дм<sup>3</sup>.

Используя расчет общепринятых соотношений, определена принадлежность формирующихся в рассматриваемых районах типов вод к тому или иному классу и группе. При обобщении материалов и графической интерпретации полученных результатов (рис. 5.29, табл. 5.21) учитывались минерализация, характерные соли и соотношения компонентов в подземных водах, при этом внимание уделялось как абсолютным величинам происходящих изменений, так и их характеру и последовательности.

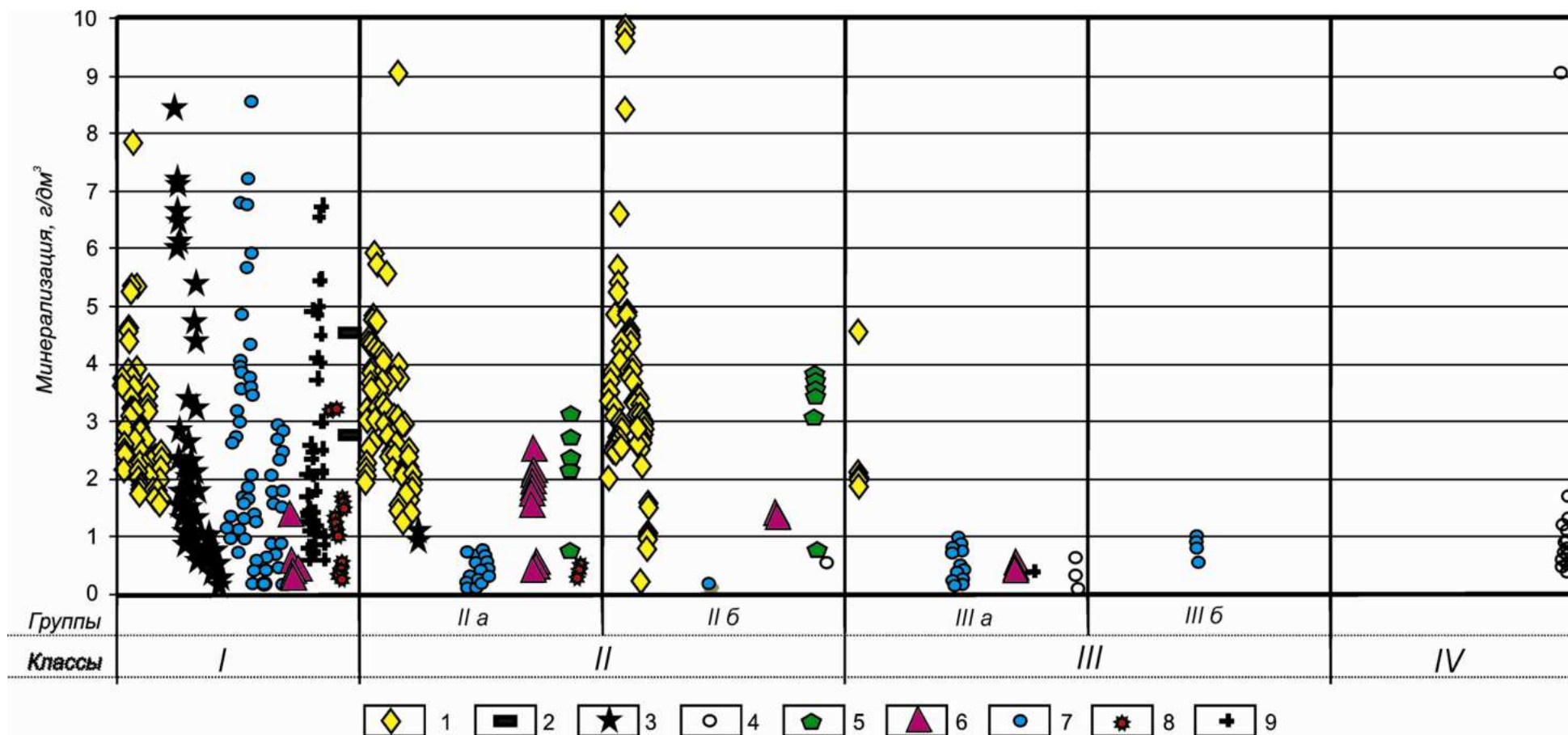


Рис. 5.29. Принадлежность выделенных типов подземных вод районов ликвидированных угольных шахт к классам (I–IV) и группам (II а, II б, III а, III б) по классификации О.А. Алекина [1953], с дополнениями Ю.П. Никольской [1961] и Е.В. Посохова [1969]. Фигуративные точки составов подземных вод угольных бассейнов (1–9): 1 – Донецкий, 2 – Печорский, 3 – Кузнецкий, 4 – Кизеловский, 5 – Челябинский, 6 – Раздольненский, 7 – Партизанский, 8 – Угловский, 9 – Сахалинский

Таблица 5.21. Систематизация подземных вод районов ликвидированных угольных шахт

Наименование бассейна	Воды природного комплекса ( $M < 0,6$ г/дм <sup>3</sup> )			Воды техногенного комплекса ( $M > 0,6$ г/дм <sup>3</sup> )				
	Класс	Группа	Тип	Класс	Группа	Тип	Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	pH
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Донецкий	II (сульфатный)	IIб (кальциевая)	HCO <sub>3</sub> -Na	I (гидрокарбонатный)	-	HCO <sub>3</sub> -Na	2361,07	8,40
						SO <sub>4</sub> -Na	2651,40	8,26
						Cl-Na	4685,37	8,26
				II (сульфатный)	IIа (магниевая)	SO <sub>4</sub> -Na	2864,47	8,13
						Cl-Na	4335,44	7,85
					IIб (кальциевая)	HCO <sub>3</sub> -Na	764,00	8,10
						HCO <sub>3</sub> -Ca	924,00	7,80
						SO <sub>4</sub> -Ca	2220,05	7,80
						SO <sub>4</sub> -Mg	2819,60	7,80
				III (хлоридный)	IIIа (магниевая)	SO <sub>4</sub> -Na	3306,82	7,78
						Cl-Na	5081,41	7,34
						Ca-SO <sub>4</sub>	1980,67	7,57
Кизеловский	II (сульфатный)	IIб (кальциевая)	HCO <sub>3</sub> -Ca	IV (кислые)	-	Cl-Na	4516,00	8,10
						SO <sub>4</sub> -Na	805,90	2,90
	III (хлоридный)	IIIа (магниевая)	HCO <sub>3</sub> -Ca			SO <sub>4</sub> -Al	1845,05	2,77
						SO <sub>4</sub> -Fe	4028,36	2,90
Кузнецкий	I (гидрокарбонатный)	-	HCO <sub>3</sub> -Ca	I (гидрокарбонатный)	-	SO <sub>4</sub> -Mg	15655,96	3,50
			HCO <sub>3</sub> -Mg			HCO <sub>3</sub> -Ca	668,00	7,30
			HCO <sub>3</sub> -Na			HCO <sub>3</sub> -Na	2267,97	8,19
			II (сульфатный)	IIа (магниевая)	CO <sub>3</sub> -Na	6013,90	10,38	
					SO <sub>4</sub> -Na	7151,00	8,77	
					HCO <sub>3</sub> -Mg	912,00	8,20	
Печорский	Н.д.	Н.д.	Н.д.	I (гидрокарбонатный)	-	HCO <sub>3</sub> -Ca	1052,00	8,10
						HCO <sub>3</sub> -Na	3587,48	7,95
Челябинский	II (сульфатный)	IIа (магниевая)	Cl-Na	I (гидрокарбонатный)	-	SO <sub>4</sub> -Na	3134,86	7,09
						SO <sub>4</sub> -Na	2539,83	7,39
		IIб (кальциевая)	Cl-Na	II (сульфатный)	IIа (магниевая)	SO <sub>4</sub> -Mg	3419,27	8,00
						SO <sub>4</sub> -Na	3592,16	7,56

Окончание табл. 5.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Партизанский</b>	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Ca	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Mg	986,29	7,50
			HCO <sub>3</sub> –Mg					
			HCO <sub>3</sub> –Na					
	II (сульфатный)	IIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Ca			HCO <sub>3</sub> –Ca	1069,21	6,77
			HCO <sub>3</sub> –Mg					
	IIб (кальциевая)	IIIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Ca			HCO <sub>3</sub> –Na	2022,9	7,70
HCO <sub>3</sub> –Mg								
III (хлоридный)	IIIб (кальциевая)	HCO <sub>3</sub> –Ca	SO <sub>4</sub> –Na	5905,30	7,39			
		HCO <sub>3</sub> –Ca						
<b>Раздольненский</b>	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Ca	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Mg	1351,48	8,11
			HCO <sub>3</sub> –Mg					
			HCO <sub>3</sub> –Na					
	II (сульфатный)	IIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Ca	II (сульфатный)	IIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Mg	1790,69	7,22
			HCO <sub>3</sub> –Mg					
III (хлоридный)	IIIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Ca	IIб (кальциевая)	HCO <sub>3</sub> –Ca	1340,22	7,14		
		HCO <sub>3</sub> –Mg						
<b>Угловский</b>	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Ca	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Na	1216,15	7,53
			HCO <sub>3</sub> –Mg					
			HCO <sub>3</sub> –Na					
	II (сульфатный)	IIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Mg					
SO <sub>4</sub> –Mg								
<b>Сахалинский</b>	III (хлоридный)	IIIa (магниева)	HCO <sub>3</sub> –Ca	I (гидрокарбонатный)	–	HCO <sub>3</sub> –Na	1670,86	7,84
						SO <sub>4</sub> –Na	3771,43	7,63

В результате установлены направления изменения химического состава подземных вод с ростом их минерализации. Показано, что подземные воды *природного комплекса* относятся как к I, так и ко II и III классам. Несмотря на то что большое количество природных вод рассматриваемых районов относится к сульфатному и хлоридному классам, сульфатные и хлоридные ионы в типовых формулах отсутствуют (табл. 5.22). Во всех природных водах преобладают гидрокарбонатные ионы, исключение составляет лишь Угловский бассейн, где зафиксировано формирование  $SO_4$ -Mg типа вод, и Челябинский бассейн, в котором формируются природные воды Cl-Na типа сульфатного класса (с.м. табл. 5.22).

**Таблица 5.22. Типы вод природного комплекса, формирующиеся в рассматриваемых угольных бассейнах**

Тип вод	Угольный бассейн								
	Донецкий	Челябинский	Кизеловский	Печорский	Кузнецкий	Партизанский	Раздольненский	Угловский	Сахалинский
<b>Гидрокарбонатный класс (I)</b>									
$HCO_3$ -Ca	-	-	-	-	+	+	+	+	-
$HCO_3$ -Mg	-	-	-	-	+	+	+	+	-
$HCO_3$ -Na	-	-	-	-	+	+	+	+	-
<b>Сульфатный класс (II)</b>									
<i>Магниева группа</i>									
$HCO_3$ -Ca	-	-	+	-	-	+	+	-	-
$HCO_3$ -Mg	-	-	-	-	-	+	-	+	-
$SO_4$ -Mg	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Cl-Na	-	+	-	-	-	-	-	-	-
<i>Кальциевая группа</i>									
$HCO_3$ -Ca	-	-	-	-	-	+	-	-	-
Na- $HCO_3$	+	-	-	-	-	-	-	-	-
Cl-Na	-	+	-	-	-	-	-	-	-
<b>Хлоридный класс (III)</b>									
<i>Магниева группа</i>									
$HCO_3$ -Ca	-	-	+	-	-	+	+	-	+
$HCO_3$ -Mg	-	-	-	-	-	+	+	-	-
<i>Кальциевая группа</i>									
$HCO_3$ -Ca	-	-	-	-	-	+	-	-	-

Состав вод *техногенного комплекса* отличается от состава природных вод рассматриваемых районов. В природно-техногенных структурах формируются нейтральные и слабощелочные воды гидрокарбонатного, сульфатного и хлоридного классов, в Кизеловском бассейне – кислые.

Природные подземные воды Донецкого бассейна сульфатного класса кальциевой группы в результате попадания в техногенно-нарушенный массив изменяют свой состав, их минерализация возрастает и в среднем варьируется от 0,76 до 5,08 г/дм<sup>3</sup>, рН = 7,3–8,4.

Природные воды Челябинского угольного бассейна, согласно систематизации, относятся к сульфатному классу магниевой и кальциевой групп (минерализация  $< 0,6$  г/дм<sup>3</sup>). С ростом минерализации направление формирования состава вод остается прежним, а также развивается в сторону гидрокарбонатного класса. Средняя минерализация варьируется в пределах  $2,54-3,59$  г/дм<sup>3</sup>, рН =  $7,1-8,0$ .

Природные воды Кизеловского бассейна, относящиеся к сульфатному классу кальциевой группы и к хлоридному классу магниевой группы, в природно-техногенных структурах становятся кислыми (рН =  $2,8-3,5$ ) и относятся к IV классу классификации. Их средняя минерализация варьируется в пределах  $0,81-15,66$  г/дм<sup>3</sup>.

Воды, относящиеся к гидрокарбонатному классу, формирующиеся в Печорском и Кузнецком бассейнах, с ростом минерализации также развиваются главным образом по гидрокарбонатному направлению, но отмечается и формирование в Кузнецком бассейне вод сульфатного класса магниевой группы. Средняя минерализация вод техногенного комплекса колеблется в пределах  $0,67-7,2$  г/дм<sup>3</sup>, рН варьируется от  $7,3$  до  $10,38$ .

В Партизанском бассейне природные воды гидрокарбонатного, сульфатного и хлоридного классов (по классификации О.А. Алекина) в природно-техногенных структурах формируют воды гидрокарбонатного класса с минерализацией в среднем  $0,91-5,91$  г/дм<sup>3</sup> и рН =  $6,8-7,7$ .

Природные воды Раздольненского бассейна, относящиеся к гидрокарбонатному и хлоридному классам, а также к магниевой группе вод сульфатного класса, в природно-техногенных структурах формируют воды гидрокарбонатного и сульфатного классов как магниевой, так и кальциевой групп с минерализацией  $1,3-1,95$  г/дм<sup>3</sup> и рН =  $6,8-8,1$ .

Природные воды Угловского бассейна гидрокарбонатного и сульфатного класса магниевой группы при увеличении минерализации сохраняют гидрокарбонатную направленность своего развития.

В Сахалинском бассейне воды хлоридного класса магниевой группы при увеличении минерализации приобретают состав, свойственный водам гидрокарбонатного класса, их средняя минерализация колеблется в пределах  $1,67-3,77$  г/дм<sup>3</sup>, рН =  $7,6-7,8$ .

Таким образом, представленная систематизация позволяет проследить направление эволюции развития системы вода–порода в условиях природно-техногенных структур. Более детальное рассмотрение с позиции межрегионального распространения выделенных типов (классов) подземных вод, определение особенностей распространения в них ионов и комплексных соединений позволяет для каждого бассейна определить специфику геохимической обстановки формирования подземных вод, судить о происходящих в ней

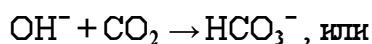
процессах и интерполировать иногда ясные, иногда трудноуловимые соответствия между составом воды и составом вмещающих пород.

Так, в результате проведенных исследований установлено, что воды гидрокарбонатного класса, характеризующиеся соотношением  $n\text{HCO}_3^- > n\text{Ca} + n\text{Mg}$ , пользуются широким распространением (см. табл. 5.21). Они свойственны подземным водам техногенных комплексов всех рассматриваемых бассейнов, кроме Кизеловского (табл. 5.23). Содержание присутствующего в воде иона  $\text{HCO}_3^-$  контролируется концентрацией углекислоты, количество которой в подземных водах определяется парциальным давлением углекислого газа (см. разд. 4.4). Осаждение из раствора части  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgCO}_3$  вызывает снижение содержания  $\text{CO}_2$  в равновесной системе и накопление в растворе ионов натрия. Поэтому в рассматриваемых водах гидрокарбонатного класса наиболее типичной солью является  $\text{NaHCO}_3$ , однако в растворах с повышенным содержанием  $\text{CO}_2$  также фиксируется формирование сульфата и хлорида натрия (см. табл. 5.23). Это не противоречит принятой классификации. Присутствие в водах гидрокарбонатного класса  $\text{NaSO}_4$  было зафиксировано еще Е.В. Посоховым [1985]. Им же была замечена невозможность образования в растворе с повышенным содержанием  $\text{CO}_2$  сульфатов кальция и магния. В наших водах эти соли также наблюдаются лишь во II (сульфатном), III (хлоридном) и IV (кислые) классах.

**Таблица 5.23. Типы вод техногенного комплекса гидрокарбонатного класса (I)**

Тип воды	Угольный бассейн								
	Донецкий	Челябинский	Кизеловский	Печорский	Кузнецкий	Партизанский	Раздольненский	Угловский	Сахалинский
$\text{HCO}_3-\text{Ca}$	–	–	–	–	+	+	–	–	–
$\text{HCO}_3-\text{Mg}$	–	–	–	–	–	+	+	–	–
$\text{HCO}_3-\text{Na}$	+	–	–	+	+	+	–	+	+
$\text{SO}_4-\text{Na}$	+	+	–	–	+	+	–	–	+
$\text{Cl}-\text{Na}$	+	–	–	–	–	–	–	–	–

*Гидрокарбонатные кальциевые воды (I  $\text{HCO}_3-\text{Ca}$ )* имеют региональное распространение, однако в техногенных водоносных комплексах затопленных шахт они зафиксированы лишь в Кузнецком и Партизанском бассейнах (см. табл. 5.23), в которых формируются в результате углекислотного выщелачивания кальция из алюмосиликатных пород.



Сопоставление усредненных химических составов вод этого типа свидетельствует о том,



что параметры компонентов вод отличаются по бассейнам (табл. 5.24). Воды Партизанского бассейна, в отличие от Кузнецкого, характеризуются большими значениями минерализации, содержаниями хлора, кальция, гидрокарбонатов и соответственно меньшими концентрациями натрия и сульфатов.

**Таблица 5.24. Химический состав вод техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типа ( $\text{I HCO}_3\text{-Ca}$ )**

Бассейн	рН	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$\text{SO}_4^{-2}$	$\text{Cl}^-$	$\text{Ca}^{+2}$	$\text{Mg}^{+2}$	$\text{Na}^+$	$\text{HCO}_3^-$
Кузнецкий	7,30	668,00	67,00	25,00	80,00	23,00	66,00	407,00
Партизанский	6,77	1069,21	6,35	50,08	127,26	49,05	48,59	685,03

Сопоставление форм миграции основных компонентов в водах этого типа свидетельствует о том, что в водах Партизанского бассейна комплексные соединения имеют несколько большее значение, чем в Кузнецком бассейне (табл. 5.25). Однако карбонатно-кальциевое насыщение вод техногенного комплекса Кузнецкого бассейна происходит, вероятно, интенсивнее, поэтому накопление натрия там происходит быстрее, чем в водах Партизанского бассейна.

**Таблица 5.25. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типа, %**

Кузнецкий бассейн		Партизанский бассейн		Кузнецкий бассейн		Партизанский бассейн	
<b>C(4)</b>				<b>Mg</b>			
$\text{HCO}_3^-$	87,18	$\text{HCO}_3^-$	68,98	$\text{Mg}^{+2}$	92,55	$\text{Mg}^{+2}$	93,76
$\text{H}_2\text{CO}_3$	10,77	$\text{H}_2\text{CO}_3$	28,68	$\text{MgHCO}_3^+$	3,70	$\text{MgHCO}_3^+$	5,89
$\text{CaHCO}_3^+$	1,25	$\text{CaHCO}_3^+$	1,47	$\text{MgSO}_4$	3,60	$\text{MgSO}_4$	0,27
$\text{MgHCO}_3^+$	0,47	$\text{MgHCO}_3^+$	0,74	$\text{MgCO}_3$	0,16	$\text{MgCO}_3$	0,07
$\text{NaHCO}_3$	0,15	$\text{NaHCO}_3$	0,09	<b>Na</b>			
$\text{CO}_3^{-2}$	0,08	$\text{CaCO}_3$	0,02	$\text{Na}^+$	99,41	$\text{Na}^+$	99,34
$\text{CaCO}_3$	0,07	$\text{CO}_3^{-2}$	0,02	$\text{NaHCO}_3$	0,39	$\text{NaHCO}_3$	0,64
$\text{MgCO}_3$	0,02	$\text{FeHCO}_3^+$	0,01	$\text{NaSO}_4^-$	0,19	$\text{NaSO}_4^-$	0,02
$\text{NaCO}_3^-$	0,00	$\text{MgCO}_3$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,01
<b>Ca</b>				<b>S(6)</b>			
$\text{Ca}^{+2}$	90,79	$\text{Ca}^{+2}$	92,13	$\text{SO}_4^{-2}$	81,95	$\text{SO}_4^{-2}$	75,31
$\text{CaHCO}_3^+$	4,66	$\text{CaHCO}_3^+$	7,42	$\text{CaSO}_4$	12,37	$\text{CaSO}_4$	15,69
$\text{CaSO}_4$	4,32	$\text{CaSO}_4$	0,33	$\text{MgSO}_4$	4,88	$\text{MgSO}_4$	8,29
$\text{CaCO}_3$	0,27	$\text{CaCO}_3$	0,12	$\text{NaSO}_4^-$	0,80	$\text{NaSO}_4^-$	0,50
$\text{CaOH}^+$	0,00	$\text{CaOH}^+$	0,00	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	0,22

Гидрокарбонатные магниевые воды ( $\text{I HCO}_3\text{-Mg}$ ) зафиксированы в Раздольненском и Партизанском бассейнах. В природных водоносных горизонтах они были встречены также в Кузнецком и Угловском бассейнах. Механизм формирования рассматриваемых

гидрокарбонатных магниевых вод идентичен механизму образования гидрокарбонатных кальциевых вод в алюмосиликатных породах [Посохов, 1960; Мухамеджанов, 1971; Шварцев, 1998; Абдрахманов, Попов, 2010; и др.]. Как показано в разд. 4.4, они образуются в результате углекислотного выщелачивания пород, богатых магнием, породообразующими минералами которых часто является магнезиальный оливин и продукт его гидратации – серпентин:

$$Mg_2SiO_4(\text{оливин}) + 4CO_2 + 4H_2O \rightarrow 2Mg^{2+} + 4HCO_3^- + H_4SiO_4,$$

а также хлорит, амфиболы и антофиллит.

Сопоставление концентраций компонентов в гидрокарбонатных магниевых водах гидрокарбонатного класса Раздольненского и Партизанского бассейнов (табл. 5.26) свидетельствует о том, что воды этого типа в Раздольненском бассейне характеризуются большей минерализацией и соответственно большими концентрациями  $SO_4^{2-}$ ,  $Mg^{2+}$  и  $Na^+$ . Им свойственна главным образом слабощелочная среда. В Партизанском бассейне преобладают воды слабовыраженного гидрокарбонатного магниевых типа, где карбонаты присутствуют преимущественно в виде  $HCO_3^-$  и  $H_2CO_3$  (табл. 5.27), в то время как для гидрокарбонатных магниевых вод (I) Раздольненского бассейна карбонаты представлены главным образом  $HCO_3^-$  и  $MgHCO_3^+$ . Это может свидетельствовать о меньшей, чем в Раздольненском бассейне, доли участия туфогенных образований основного состава (см. гл. 3) в формировании состава подземных вод природно-техногенных структур Партизанского бассейна.

**Таблица 5.26. Химический состав подземных вод техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $HCO_3-Mg$  типа (I  $HCO_3-Mg$ ), мг/дм<sup>3</sup>**

Бассейн	рН	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$SO_4^{2-}$	$Cl^-$	$Ca^{+2}$	$Mg^{+2}$	$Na^+$	$HCO_3^-$
Партизанский	7,50	986,29	22,79	28,37	55,61	62,76	88,26	649,65
Раздольненский	8,11	1351,48	228,85	8,86	29,56	130,72	105,40	780,80

**Таблица 5.27. Соотношения форм миграции химических элементов в водах техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $HCO_3-Mg$  типа, %**

Раздольненский бассейн		Партизанский бассейн		Раздольненский бассейн		Партизанский бассейн	
1		2		3		4	
<b>C(4)</b>				$Fe(OH)_4^-$	12,93	$Fe(OH)_3$	3,17
$HCO_3^-$	93,89	$HCO_3^-$	90,36	$Fe(OH)_3$	10,16	$Fe(OH)_4^-$	0,97
$MgHCO_3^+$	2,30	$H_2CO_3$	6,96	<b>Mg</b>			
$H_2CO_3$	1,74	$MgHCO_3^+$	1,26	$Mg^{+2}$	85,05	$Mg^{+2}$	92,92
$CO_3^{2-}$	0,64	$CaHCO_3^+$	0,85	$MgSO_4$	8,07	$MgHCO_3^+$	5,67
$MgCO_3$	0,60	$NaHCO_3$	0,20	$MgHCO_3^+$	5,45	$MgSO_4$	1,07

1		2		3		4	
$\text{CaHCO}_3^+$	0,39	$\text{CO}_3^{-2}$	0,14	$\text{MgCO}_3$	1,43	$\text{MgCO}_3$	0,37
$\text{NaHCO}_3$	0,24	$\text{MgCO}_3$	0,08	$\text{MgOH}^+$	0,01	$\text{MgOH}^+$	0,00
$\text{CaCO}_3$	0,14	$\text{CaCO}_3$	0,08	<b>Na</b>			
$\text{NaCO}_3^-$	0,05	$\text{FeHCO}_3^+$	0,01	$\text{Na}^+$	98,65	$\text{Na}^+$	99,27
$\text{FeHCO}_3^+$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,01	$\text{NaHCO}_3$	0,67	$\text{NaHCO}_3$	0,62
<b>Ca</b>				$\text{NaSO}_4^-$	0,54	$\text{NaSO}_4^-$	0,06
$\text{Ca}^{+2}$	81,46	$\text{Ca}^{+2}$	90,93	$\text{NaCO}_3^-$	0,13	$\text{NaCO}_3^-$	0,03
$\text{CaSO}_4$	9,47	$\text{CaHCO}_3^+$	7,12	<b>S(6)</b>			
$\text{CaHCO}_3^+$	6,68	$\text{CaSO}_4$	1,28	$\text{SO}_4^{-2}$	77,65	$\text{SO}_4^{-2}$	79,70
$\text{CaCO}_3$	2,39	$\text{CaCO}_3$	0,64	$\text{MgSO}_4$	18,23	$\text{MgSO}_4$	11,64
<b>Fe(2)</b>				$\text{CaSO}_4$	2,93	$\text{CaSO}_4$	7,50
$\text{Fe}^{+2}$	85,32	$\text{Fe}^{+2}$	93,38	$\text{NaSO}_4^-$	1,04	$\text{NaSO}_4^-$	0,98
$\text{FeSO}_4$	9,22	$\text{FeHCO}_3^+$	5,10	$\text{FeSO}_4$	0,15	$\text{FeSO}_4$	0,17
$\text{FeHCO}_3^+$	4,70	$\text{FeSO}_4$	1,27	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{HSO}_4^-$	0,00
$\text{FeOH}^+$	0,77	$\text{FeOH}^+$	0,23	<b>Si</b>			
<b>Fe(3)</b>				$\text{H}_4\text{SiO}_4$	98,61	$\text{H}_4\text{SiO}_4$	99,67
$\text{Fe(OH)}_2^+$	76,90	$\text{Fe(OH)}_2^+$	95,86	$\text{H}_3\text{SiO}_4^-$	1,39	$\text{H}_3\text{SiO}_4^-$	0,34

Гидрокарбонатные натриевые воды гидрокарбонатного класса (I  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ) формируются в техногенных комплексах Донецкого, Печорского, Кузнецкого, Партизанского, Угловского и Сахалинского угольных бассейнов. Все рассматриваемые воды этого типа преимущественно слабосоленоватые с нейтральной и слабощелочной средой (табл. 5.28). По химическому составу вод этого типа существенных различий между бассейнами не наблюдается, однако фиксируется региональная особенность вод Донецкого и Печорского бассейнов, заключающаяся в больших концентрациях ионов  $\text{SO}_4^{-2}$  и  $\text{Cl}^-$ , чем в водах этого типа бассейнов, расположенных географически восточнее.

**Таблица 5.28. Химический состав вод техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа (I  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ )**

Бассейн	pH	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$\text{SO}_4^{-2}$	$\text{Cl}^-$	$\text{Ca}^{+2}$	$\text{Mg}^{+2}$	$\text{Na}^+$	$\text{HCO}_3^-$
Донецкий	8,4	2361,07	533,40	194,13	46,97	41,47	604,90	940,20
Печорский	8,0	3587,48	731,00	464,00	55,3	39,70	990,00	1304,00
Кузнецкий	8,2	2267,97	120,27	39,80	38,59	30,67	549,33	1457,21
Партизанский	7,7	2022,90	151,76	22,86	34,27	27,28	475,17	1243,16
Угловский	7,5	1216,15	29,06	8,52	19,19	16,94	275,79	784,97
Сахалинский	7,8	1670,86	127,18	90,99	42,42	23,49	369,28	922,5

Сопоставление форм миграции ионов в рассматриваемых водах (табл. 5.29) указывает на разность в соотношении форм карбонатного равновесия в рассматриваемых подземных водах, что отражается на величине их pH.

Таблица 5.29. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа (I  $\text{Na-HCO}_3$ ), %

	Донецкий бассейн		Печорский бассейн		Кузнецкий бассейн		Партизанский бассейн		Угловский бассейн		Сахалинский бассейн	
C(4)	$\text{HCO}_3^-$	94,21	$\text{HCO}_3^-$	93,61	$\text{HCO}_3^-$	94,95	$\text{HCO}_3^-$	92,97	$\text{HCO}_3^-$	92,17	$\text{HCO}_3^-$	94,26
	$\text{CO}_3^{2-}$	1,37	$\text{H}_2\text{CO}_3$	2,37	$\text{H}_2\text{CO}_3$	1,44	$\text{H}_2\text{CO}_3$	4,63	$\text{H}_2\text{CO}_3$	6,20	$\text{H}_2\text{CO}_3$	3,27
	$\text{NaHCO}_3$	1,31	$\text{NaHCO}_3$	2,01	$\text{NaHCO}_3$	1,21	$\text{NaHCO}_3$	1,09	$\text{NaHCO}_3$	0,57	$\text{NaHCO}_3$	0,85
	$\text{H}_2\text{CO}_3$	0,87	$\text{CO}_3^{2-}$	0,53	$\text{CO}_3^{2-}$	0,82	$\text{MgHCO}_3^+$	0,44	$\text{MgHCO}_3^+$	0,42	$\text{CaHCO}_3^+$	0,57
	$\text{MgHCO}_3^+$	0,59	$\text{CaHCO}_3^+$	0,50	$\text{MgHCO}_3^+$	0,49	$\text{CaHCO}_3^+$	0,43	$\text{CaHCO}_3^+$	0,33	$\text{MgHCO}_3^+$	0,42
	$\text{NaCO}_3^-$	0,51	$\text{MgHCO}_3^+$	0,50	$\text{CaHCO}_3^+$	0,45	$\text{CO}_3^{2-}$	0,24	$\text{CO}_3^{2-}$	0,16	$\text{CO}_3^{2-}$	0,34
	$\text{CaHCO}_3^+$	0,48	$\text{NaCO}_3^-$	0,28	$\text{NaCO}_3^-$	0,29	$\text{NaCO}_3^-$	0,08	$\text{FeHCO}_3^+$	0,04	$\text{CaCO}_3$	0,11
	$\text{CaCO}_3$	0,33	$\text{CaCO}_3$	0,12	$\text{CaCO}_3$	0,19	$\text{CaCO}_3$	0,06	$\text{CaCO}_3$	0,03	$\text{NaCO}_3^-$	0,09
	$\text{MgCO}_3$	0,29	$\text{MgCO}_3$	0,09	$\text{MgCO}_3$	0,15	$\text{MgCO}_3$	0,04	$\text{MgCO}_3$	0,03	$\text{MgCO}_3$	0,06
	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	$\text{FeHCO}_3^+$	н.д.	$\text{NaCO}_3^-$	0,03	$\text{FeHCO}_3^+$	0,01
Ca	$\text{Ca}^{+2}$	72,32	$\text{Ca}^{+2}$	71,72	$\text{Ca}^{+2}$	77,56	$\text{Ca}^{+2}$	80,76	$\text{Ca}^{+2}$	89,58	$\text{Ca}^{+2}$	83,70
	$\text{CaSO}_4$	17,11	$\text{CaSO}_4$	18,48	$\text{CaHCO}_3^+$	12,56	$\text{CaHCO}_3^+$	11,01	$\text{CaHCO}_3^+$	7,97	$\text{CaHCO}_3^+$	8,57
	$\text{CaHCO}_3^+$	6,27	$\text{CaHCO}_3^+$	7,92	$\text{CaCO}_3$	5,31	$\text{CaSO}_4$	6,79	$\text{CaSO}_4$	1,62	$\text{CaSO}_4$	6,10
	$\text{CaCO}_3$	4,27	$\text{CaCO}_3$	1,87	$\text{CaSO}_4$	4,57	$\text{CaCO}_3$	1,44	$\text{CaCO}_3$	0,82	$\text{CaCO}_3$	1,64
Cl	Cl	100,0	Cl	100,0	Cl	100,0	Cl	100,00	Cl	100,00	Cl	100,00
Mg	$\text{Mg}^{+2}$	77,19	$\text{Mg}^{+2}$	76,21	$\text{Mg}^{+2}$	82,37	$\text{Mg}^{+2}$	84,35	$\text{Mg}^{+2}$	91,79	$\text{Mg}^{+2}$	68,78
	$\text{MgSO}_4$	14,91	$\text{MgSO}_4$	16,04	$\text{MgHCO}_3^+$	10,46	$\text{MgHCO}_3^+$	9,01	$\text{MgHCO}_3^+$	6,37	$\text{MgSO}_4$	24,90
	$\text{MgHCO}_3^+$	5,26	$\text{MgHCO}_3^+$	6,65	$\text{MgSO}_4$	3,96	$\text{MgSO}_4$	5,79	$\text{MgSO}_4$	1,36	$\text{MgHCO}_3^+$	5,81
	$\text{MgCO}_3$	2,61	$\text{MgCO}_3$	1,13	$\text{MgCO}_3$	3,22	$\text{MgCO}_3$	0,86	$\text{MgCO}_3$	0,48	$\text{MgCO}_3$	0,48
	$\text{MgOH}^+$	0,01	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,01	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00
Na	$\text{Na}^+$	97,76	$\text{Na}^+$	97,36	$\text{Na}^+$	98,02	$\text{Na}^+$	98,36	$\text{Na}^+$	99,14	$\text{Na}^+$	96,38
	$\text{NaSO}_4^-$	1,22	$\text{NaSO}_4^-$	1,48	$\text{NaHCO}_3$	1,38	$\text{NaHCO}_3$	1,15	$\text{NaHCO}_3$	0,70	$\text{NaSO}_4^-$	2,56
	$\text{NaHCO}_3$	0,75	$\text{NaHCO}_3$	1,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,33	$\text{NaSO}_4^-$	0,41	$\text{NaSO}_4^-$	0,08	$\text{NaHCO}_3$	0,98
	$\text{NaCO}_3^-$	0,29	$\text{NaCO}_3^-$	0,14	$\text{NaSO}_4^-$	0,29	$\text{NaCO}_3^-$	0,08	$\text{NaCO}_3^-$	0,04	$\text{NaCO}_3^-$	0,07
S(6)	$\text{SO}_4^{2-}$	86,00	$\text{SO}_4^{2-}$	84,84	$\text{SO}_4^{2-}$	86,93	$\text{SO}_4^{2-}$	87,32	$\text{SO}_4^{2-}$	88,95	$\text{SO}_4^{2-}$	85,11
	$\text{NaSO}_4^-$	5,79	$\text{NaSO}_4^-$	8,36	$\text{NaSO}_4^-$	5,54	$\text{NaSO}_4^-$	5,16	$\text{MgSO}_4$	4,30	$\text{NaSO}_4^-$	7,97
	$\text{MgSO}_4$	4,58	$\text{MgSO}_4$	3,44	$\text{MgSO}_4$	4,00	$\text{MgSO}_4$	3,82	$\text{CaSO}_4$	3,26	$\text{CaSO}_4$	3,99
	$\text{CaSO}_4$	3,61	$\text{CaSO}_4$	3,35	$\text{CaSO}_4$	3,52	$\text{CaSO}_4$	3,55	$\text{NaSO}_4^-$	3,02	$\text{MgSO}_4$	2,83
	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	0,00	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	0,14	$\text{FeSO}_4$	0,49	$\text{FeSO}_4$	0,09
	$\text{FeSO}_4$	н.д.	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	н.д.	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{HSO}_4^-$	0,00

Из таблицы видно, что ионы кальция в водах этого типа Донецкого и Печорского бассейнов предпочтительно создают сульфатные комплексы, в отличие от преимущественно гидрокарбонатных соединений в водах Кузнецкого, Партизанского, Угловского и Сахалинского бассейнов. Такая же закономерность характерна и для комплексных соединений магния и натрия. Однако по этим комплексам воды Сахалинского бассейна ближе к водам Донецкого и Печорского бассейнов. Это свидетельствует о том, что в водах Донецкого и Печорского бассейнов скорость образования сульфатов несколько выше, чем гидрокарбонатов, а для вод Сахалинского бассейна это соотношение наступает не сразу, а после выпадения карбонатов кальция в осадок. Наибольшие концентрации  $\text{CO}_3^{2-}$  характерны для рассматриваемых вод Кузнецкого бассейна, которые связывают ионы кальция и натрия преимущественно в такие соединения, как  $\text{CaHCO}_3^+$ ,  $\text{CaCO}_3^-$ ,  $\text{NaHCO}_3^+$  и  $\text{NaCO}_3^-$ . Важно подчеркнуть, что в Кузнецком бассейне существуют участки с аномально большими значениями  $\text{PCO}_2$  воды и соответственно иона  $\text{CO}_3^{2-}$ , в которых формируется  $\text{CO}_3\text{-Na}$  тип вод (см. табл. 5.29), характеризующийся весьма щелочной средой ( $\text{pH} = 10,38$ ), значительно большими минерализацией ( $6,01 \text{ г/дм}^3$ ), содержаниями натрия (до  $2000,0 \text{ мг/дм}^3$ ) и гидрокарбонатов ( $2110,0 \text{ мг/дм}^3$ ). Для этих вод характерны меньшие концентрации  $\text{Ca}^{+2}$  ( $6,00 \text{ мг/дм}^3$ ) и  $\text{Mg}^{+2}$  ( $4,90 \text{ мг/дм}^3$ ), чем для вод других бассейнов этого типа, связанные с интенсивным минералообразованием.

На основании выше изложенных данных можно утверждать, что гидрокарбонатные натриевые воды, формирующиеся в Кузнецком, Партизанском, Угловском и Сахалинском бассейнах, – типичные инфильтрационные воды выщелачивания натрийсодержащих алюмосиликатных пород (см. разд. 4.4). В водах же Донецкого и Печорского бассейнов генерация  $\text{NaHCO}_3$ , по всей видимости, может происходить и при десульфатизации (удалении из раствора  $\text{SO}_4^{2-}$ ) сульфатных натриевых вод (табл. 5.30):  

$$\text{Na}_2\text{SO}_4 + 2\text{C}_{орг} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{NaHCO}_3 + \text{H}_2\text{S} \uparrow$$
 Возможность таких процессов в Донецком бассейне не отрицал и Е.В. Пиннекер [1977].

**Таблица 5.30. Химический состав вод техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $\text{SO}_4\text{-Na}$  типа (I  $\text{SO}_4\text{-Na}$ )**

Бассейн	pH	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$\text{SO}_4^{-2}$	Cl	$\text{Ca}^{+2}$	$\text{Mg}^{+2}$	$\text{Na}^+$	$\text{HCO}_3^-$
Донецкий	8,26	2651,40	858,94	260,34	68,11	56,91	670,60	736,51
Челябинский	7,09	3134,86	1026,2	239,29	107,25	123,8	600,45	979,35
Кузнецкий	8,77	7151,00	2034,00	100,00	6,00	5,00	2250,00	2272,00
Партизанский	7,39	5905,30	2366,40	15,55	86,22	63,70	1565,18	1744,03
Сахалинский	7,63	3771,43	1299,10	52,13	76,25	37,38	966,92	1254,14

Образование сульфатных натриевых вод гидрокарбонатного класса (I тип  $SO_4-Na$ ) зафиксировано в техногенных водоносных комплексах Донецкого, Челябинского, Кузнецкого, Партизанского и Сахалинского угольных бассейнов. Формирование вод этого типа происходит, вероятно, в результате последовательного выпадения солей прямой метаморфизации ( $NaHCO_3$ ) в условиях закрытой по  $CO_2$  системы угольных бассейнов (см. разд. 4.4). А в Донецком бассейне формирование вод этого типа происходит, по всей видимости, при взаимодействии ионно-солевого комплекса гидрокарбонатных натриевых подземных вод с растворимыми минералами осадочных пород – гипсами, присутствующими в стратиграфическом разрезе бассейна (см. разд. 5.1):

$$CaSO_4 \cdot 2H_2O + 2NaHCO_3 \rightarrow CaCO_3 \downarrow + Na_2SO_4 + 3H_2O + CO_2.$$

Сопоставление средних химических составов подземных вод этого типа (см. табл. 5.32) показало, что для вод Донецкого и Челябинского бассейнов характерны меньшие концентрации сульфатов, гидрокарбонатов и натрия, но большие хлоридов, что свидетельствует о присутствии в водовмещающих породах хлорсодержащих солей. Существенно низкие концентрации Ca и Mg наблюдаются в водах Кузнецкого бассейна, свидетельствующие о наличии интенсивных процессов кальциевого и магниевого минералообразования (табл. 5.31).

**Таблица 5.31. Соотношения форм миграции химических элементов в водах техногенного комплекса гидрокарбонатного класса  $SO_4-Na$  типа (I  $SO_4-Na$ ), %**

	Донецкий бассейн		Челябинский бассейн		Кузнецкий бассейн		Партизанский бассейн		Сахалинский бассейн		
1	2		3		4		5		6		
C(4)	$HCO_3^-$	94,08	$HCO_3^-$	81,57	$HCO_3^-$	88,31	$HCO_3^-$	88,17	$HCO_3^-$	91,80	
	$NaHCO_3$	1,41	$H_2CO_3$	15,03	$CO_3^{-2}$	3,79	$H_2CO_3$	7,74	$H_2CO_3$	4,81	
	$H_2CO_3$	1,19	$MgHCO_3^+$	1,34	$NaHCO_3$	3,74	$NaHCO_3$	2,71	$NaHCO_3$	1,89	
	$CO_3^{-2}$	1,03	$NaHCO_3$	1,07	$NaCO_3^-$	3,67	$MgHCO_3^+$	0,54	$CaHCO_3^+$	0,60	
	$MgHCO_3^+$	0,74	$CaHCO_3^+$	0,84	$H_2CO_3$	0,32	$CaHCO_3^+$	0,51	$MgHCO_3^+$	0,41	
	$CaHCO_3^+$	0,64	$CO_3^{-2}$	0,06	$CaCO_3$	0,04	$CO_3^{-2}$	0,15	$CO_3^{-2}$	0,25	
	$NaCO_3^-$	0,40	$MgCO_3$	0,03	$MgCO_3$	0,04	$NaCO_3^-$	0,11	$NaCO_3^-$	0,13	
	$CaCO_3$	0,31	$FeHCO_3^+$	0,03	$MgHCO_3^+$	0,04	$CaCO_3$	0,03	$CaCO_3$	0,07	
Ca	$MgCO_3$	0,26	$CaCO_3$	0,03	$CaHCO_3^+$	0,03	$FeHCO_3^+$	0,03	$MgCO_3$	0,03	
	$Ca^{+2}$	69,72	$NaCO_3^-$	0,02	$Ca^{+2}$	50,64	$MgCO_3$	0,02	$FeHCO_3^+$	0,01	
	$CaSO_4$	23,53	$Ca^{+2}$	69,67	$CaSO_4$	24,57	$Ca^{+2}$	57,44	$Ca^{+2}$	64,01	
	$CaHCO_3^+$	4,53	$CaSO_4$	24,16	$CaCO_3$	14,80	$CaSO_4$	34,66	$CaSO_4$	28,39	
	$CaCO_3$	2,20	$CaHCO_3^+$	6,00	$CaHCO_3^+$	9,96	$CaHCO_3^+$	7,42	$CaHCO_3^+$	6,84	
Cl	$CaOH^+$	0,00	$CaCO_3$	0,20	$CaOH^+$	0,00	$CaCO_3$	0,47	$CaCO_3$	0,77	
	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	
	Mg	$Mg^{+2}$	74,32	$Mg^{+2}$	73,91	$Mg^{+2}$	58,08	$Mg^{+2}$	62,48	$Mg^{+2}$	68,78
		$MgSO_4$	20,49	$MgSO_4$	20,94	$MgSO_4$	23,02	$MgSO_4$	30,79	$MgSO_4$	24,90
		$MgHCO_3^+$	3,81	$MgHCO_3^+$	5,03	$MgCO_3$	9,71	$MgHCO_3^+$	6,44	$MgHCO_3^+$	5,81
$MgCO_3$		1,34	$MgCO_3$	0,12	$MgHCO_3^+$	9,16	$MgCO_3$	0,29	$MgCO_3$	0,48	
Na	$MgOH^+$	0,01	$MgOH^+$	0,00	$MgOH^+$	0,01	$MgOH^+$	0,00	$MgOH^+$	0,00	
Na	$Na^+$	97,44	$Na^+$	97,25	$Na^+$	93,00	$Na^+$	94,80	$Na^+$	96,38	
	$NaSO_4^-$	1,83	$NaSO_4^-$	1,96	$NaSO_4^-$	3,24	$NaSO_4^-$	3,92	$NaSO_4^-$	2,56	

1	2		3		4		5		6	
	NaHCO <sub>3</sub>	0,58	NaHCO <sub>3</sub>	0,78	NaHCO <sub>3</sub>	1,90	NaHCO <sub>3</sub>	1,24	NaHCO <sub>3</sub>	0,98
	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,16	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,02	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,87	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,05	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,07
S(6)	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	84,19	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	78,84	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	84,63	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	82,65	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	85,11
	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	5,96	MgSO <sub>4</sub>	9,98	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	14,96	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	10,82	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	7,97
	MgSO <sub>4</sub>	5,37	CaSO <sub>4</sub>	6,05	MgSO <sub>4</sub>	0,22	MgSO <sub>4</sub>	3,28	CaSO <sub>4</sub>	3,99
	CaSO <sub>4</sub>	4,47	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	4,78	CaSO <sub>4</sub>	0,17	CaSO <sub>4</sub>	3,03	MgSO <sub>4</sub>	2,83
	HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,00	FeSO <sub>4</sub>	0,31	HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,00	FeSO <sub>4</sub>	0,24	FeSO <sub>4</sub>	0,09

Образование умеренносоленоватых (минерализация 4685,37 мг/дм<sup>3</sup>) слабощелочных (рН = 8,26) хлоридных натриевых вод гидрокарбонатного класса (I Cl-Na) зафиксировано в Донецком бассейне. Среднее содержание ионов SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> в рассматриваемых водах составляет 689,29 мг/дм<sup>3</sup>, Cl<sup>-</sup> – 1446,86 мг/дм<sup>3</sup>, Ca<sup>+2</sup> – 56,0 мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>+2</sup> – 47,43 мг/дм<sup>3</sup>, Na<sup>+</sup> – 1475,82 мг/дм<sup>3</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – 969,98 мг/дм<sup>3</sup>. Очевидно, что формирование вод этого типа связано с наличием в стратиграфическом разрезе бассейна соленосных отложений и рассеянных включений галита (см. ниже результаты физико-химического моделирования системы «каменная соль–вода»). Не исключено, что воды этого типа образуются и в результате смешения гидрокарбонатных натриевых вод с хлоридными кальциевыми водами, формирующимися в результате растворения известняков (см. ниже результаты моделирования системы «известняк–вода»):

$$2NaHCO_3 + CaCl_2 \rightarrow 2NaCl + CaCO_3 \downarrow + H_2O + CO_2.$$

Таким образом, воды гидрокарбонатного класса, формирующиеся в техногенных комплексах рассматриваемых угольных бассейнов, характеризуются значительным количеством HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и наличием определенного соотношения эквивалентов ( $nHCO_3^- > nCa + nMg$ ), которое зависит главным образом от составов водовмещающих пород (см. результаты физико-химического моделирования).

Воды сульфатного класса характерны для Донецкого, Челябинского, Кузнецкого и Раздольненского бассейнов (табл. 5.32). Из таблицы видно, что в сульфатном классе кальциевой группы одновременно присутствуют SO<sub>4</sub>-Na, SO<sub>4</sub>-Mg и SO<sub>4</sub>-Ca типы воды, в то время как для вод магниевой группы присутствие SO<sub>4</sub>-Ca не характерно. Вместе с тем в водах магниевой группы присутствуют HCO<sub>3</sub>-Ca и HCO<sub>3</sub>-Mg, но отсутствует HCO<sub>3</sub>-Na тип вод. Тем не менее HCO<sub>3</sub>-Na тип характерен для вод кальциевой группы при отсутствии в ней HCO<sub>3</sub>-Mg вод. На основании этих закономерностей в катионном составе вод можно, с известной долей вероятности, охарактеризовать их генезис.

Гидрокарбонатные кальциевые воды сульфатного класса магниевой группы (IIa HCO<sub>3</sub>-Ca) зафиксированы в Кузнецком бассейне, в то время как для Донецкого и

Раздольненского бассейнов характерны гидрокарбонатные кальциевые воды кальциевой группы (IIб HCO<sub>3</sub>-Ca) (см. табл. 5.32).

**Таблица 5.32. Типы техногенных вод сульфатного класса, формирующиеся в рассматриваемых угольных бассейнах**

Тип воды	Угольный бассейн								
	Донецкий	Челябинский	Кизеловский	Печорский	Кузнецкий	Партизанский	Раздольненский	Угловский	Сахалинский
<i>Магниева группа (IIа)</i>									
HCO <sub>3</sub> -Ca	-	-	-	-	+	-	-	-	-
HCO <sub>3</sub> -Mg	-	-	-	-	+	-	+	-	-
SO <sub>4</sub> -Mg	-	-	-	-	-	-	+	-	-
SO <sub>4</sub> -Na	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Cl-Na	+	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Кальциевая группа (IIб)</i>									
HCO <sub>3</sub> -Ca	+	-	-	-	-	-	+	-	-
HCO <sub>3</sub> -Na	+	-	-	-	-	-	-	-	-
SO <sub>4</sub> -Ca	+	-	-	-	-	-	-	-	-
SO <sub>4</sub> -Mg	+	+	-	-	-	-	-	-	-
SO <sub>4</sub> -Na	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Cl-Na	+	-	-	-	-	-	-	-	-

Сравнительная характеристика средних химических составов подземных вод техногенных комплексов показывает, что воды кальциевого типа Раздольненского и Донецкого бассейнов существенно отличаются друг от друга (табл. 5.33).

**Таблица 5.33. Химический состав подземных вод техногенного комплекса HCO<sub>3</sub>-Ca типа сульфатного класса**

Бассейн	рН	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
<b>IIа Ca-HCO<sub>4</sub></b>								
Кузнецкий	8,1	1052,0	298,0	8,0	116,0	53,0	95,0	482,0
<b>IIб Ca-HCO<sub>3</sub></b>								
Раздольненский	7,1	1340,2	285,6	7,1	256,0	8,6	68,6	671,0
Донецкий	7,8	924,0	264,0	66,0	120,0	39,0	87,0	348,0

Для вод Донецкого бассейна характерны большие концентрации Cl и Mg<sup>+2</sup>, а также Na<sup>+</sup>, но меньшие содержания Ca<sup>+2</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Минерализация гидрокарбонатных кальциевых вод Донецкого бассейна также несколько меньше, чем вод Раздольненского бассейна. Это может свидетельствовать о том, что гидрокарбонатные кальциевые воды кальциевой группы (IIб HCO<sub>3</sub>-Ca) формируются как при конгруэнтном растворении известняков: CaCO<sub>3</sub> + CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O ↔ Ca<sup>2+</sup> + 2HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (Донецкий бассейн), что подтверждено ниже результатами физико-химического моделирования, так и при инконгруэнтном



растворении вулканогенно-терригенных пород (Раздольненский бассейн), протекающем под воздействием растворенной в воде углекислоты (см. разд. 4.4).

Схожесть химических составов гидрокарбонатных кальциевых подземных вод магниевой группы Кузнецкого бассейна и вод кальциевой группы Раздольненского бассейна свидетельствует о родственной природе их формирования. Меньшие концентрации ионов кальция и большие содержания магния и натрия в водах Кузнецкого бассейна, а также более щелочная среда, чем в водах Раздольненского бассейна, еще раз свидетельствует о меньших содержаниях  $\text{CO}_2$  своб. в водах техногенного комплекса Кузнецкого бассейна относительно вод бассейнов Приморского края.

Сопоставление форм миграции химических элементов в подземных водах  $\text{Ca-HCO}_3$  типа сульфатного класса рассматриваемых бассейнов (табл. 5.34) подтверждает сделанные выше выводы об их генезисе.

**Таблица 5.34. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типа сульфатного класса, %**

	Группа IIa (магниевая)		Группа IIб (кальциевая)			
	Кузнецкий бассейн		Раздольненский бассейн		Донецкий бассейн	
C(4)	$\text{HCO}_3^-$	94,01	$\text{HCO}_3^-$	82,28	$\text{HCO}_3^-$	93,11
	$\text{H}_2\text{CO}_3$	1,80	$\text{H}_2\text{CO}_3$	14,22	$\text{H}_2\text{CO}_3$	3,57
	$\text{CaHCO}_3^+$	1,57	$\text{CaHCO}_3^+$	2,97	$\text{CaHCO}_3^+$	1,68
	$\text{MgHCO}_3^+$	0,96	$\text{NaHCO}_3$	0,14	$\text{MgHCO}_3^+$	0,73
	$\text{CO}_3^{2-}$	0,61	$\text{MgHCO}_3^+$	0,13	$\text{CaCO}_3$	0,30
	$\text{CaCO}_3$	0,55	$\text{CaCO}_3$	0,11	$\text{CO}_3^{2-}$	0,30
	$\text{MgCO}_3$	0,25	$\text{CO}_3^{2-}$	0,06	$\text{NaHCO}_3$	0,20
	$\text{NaHCO}_3$	0,22	$\text{FeHCO}_3^+$	0,05	$\text{MgCO}_3$	0,09
	$\text{NaCO}_3^-$	0,04	$\text{MgCO}_3$	0,00	$\text{NaCO}_3^-$	0,02
Ca	$\text{Ca}^{+2}$	80,84	$\text{Ca}^{+2}$	82,49	$\text{Ca}^{+2}$	83,38
	$\text{CaSO}_4$	13,37	$\text{CaSO}_4$	11,33	$\text{CaSO}_4$	12,73
	$\text{CaHCO}_3^+$	4,29	$\text{CaHCO}_3^+$	5,95	$\text{CaHCO}_3^+$	3,30
	$\text{CaCO}_3$	1,51	$\text{CaCO}_3$	0,23	$\text{CaCO}_3$	0,59
Cl	$\text{Cl}^-$	100,0	$\text{Cl}^-$	100,00	$\text{Cl}^-$	100,0
Mg	$\text{Mg}^{+2}$	84,24	$\text{Mg}^{+2}$	85,44	$\text{Mg}^{+2}$	86,24
	$\text{MgSO}_4$	11,37	$\text{MgSO}_4$	9,59	$\text{MgSO}_4$	10,75
	$\text{MgHCO}_3^+$	3,49	$\text{MgHCO}_3^+$	4,82	$\text{MgHCO}_3^+$	2,67
	$\text{MgCO}_3$	0,90	$\text{MgCO}_3$	0,14	$\text{MgCO}_3$	0,35
	$\text{MgOH}^+$	0,01	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00
Na	$\text{Na}^+$	98,74	$\text{Na}^+$	98,73	$\text{Na}^+$	98,97
	$\text{NaSO}_4^-$	0,74	$\text{NaSO}_4^-$	0,64	$\text{NaSO}_4^-$	0,67
	$\text{NaHCO}_3$	0,43	$\text{NaHCO}_3$	0,59	$\text{NaHCO}_3$	0,32
	$\text{NaCO}_3^-$	0,08	$\text{NaCO}_3^-$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,03
S(6)	$\text{SO}_4^{2-}$	78,55	$\text{SO}_4^{2-}$	73,33	$\text{SO}_4^{2-}$	78,92
	$\text{CaSO}_4$	12,47	$\text{CaSO}_4$	24,34	$\text{CaSO}_4$	13,87
	$\text{MgSO}_4$	8,00	$\text{MgSO}_4$	1,14	$\text{MgSO}_4$	6,28
	$\text{NaSO}_4^-$	0,98	$\text{NaSO}_4^-$	0,64	$\text{NaSO}_4^-$	0,93
	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	0,53	$\text{HSO}_4^-$	0,00

Гидрокарбонатные магниевые воды сульфатного класса магниевой группы (Pa HCO<sub>3</sub>-Mg) зафиксированы лишь в техногенных комплексах Раздольненского бассейна и Кузбасса. Очевидно, что формирование вод этого типа происходит в результате углекислотного выщелачивания высокомагнезиальных пород основного состава (см. разд. 4.4), но химические составы вод бассейнов существенно отличаются друг от друга. В Раздольненском бассейне все основные макрокомпоненты и, соответственно, минерализация, значительно выше, чем в водах Кузнецкого бассейна, тем не менее pH среды в водах Кузбасса более щелочная (табл. 5.35). По всей видимости, это связано с меньшей долей участия высокомагнезиальных пород в формировании состава подземных вод природно-техногенных структур Кузнецкого бассейна.

**Таблица 5.35. Химический состав подземных вод техногенного комплекса сульфатного класса магниевой группы HCO<sub>3</sub>-Mg типа (Pa HCO<sub>3</sub>-Mg)**

Бассейн	pH	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
Кузнецкий	8,20	912,00	197,00	12,00	72,00	54,00	98,00	479,00
Раздольненский	7,20	1790,70	532,8	29,20	99,10	143,70	164,50	784,30

Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах HCO<sub>3</sub>-Mg типа магниевой группы сульфатного класса (табл. 5.36) подтверждают единую природу формирования вод этого типа в Кузнецком и Раздольненском бассейнах.

**Таблица 5.36. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса HCO<sub>3</sub>-Mg типа магниевой группы сульфатного класса, %**

Кузнецкий бассейн		Раздольненский бассейн		Кузнецкий бассейн		Раздольненский бассейн	
<b>C(4)</b>				<b>Mg</b>			
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	94,61	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	84,57	Mg <sup>+2</sup>	86,5	Mg <sup>+2</sup>	80,38
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,45	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	11,91	MgSO <sub>4</sub>	8,54	MgSO <sub>4</sub>	14,56
MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,05	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,99	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	3,69	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	4,89
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,04	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,01	MgCO <sub>3</sub>	1,21	MgCO <sub>3</sub>	0,16
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,75	NaHCO <sub>3</sub>	0,33	MgOH <sup>+</sup>	0,01	MgOH <sup>+</sup>	0,00
CaCO <sub>3</sub>	0,47	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,08	<b>Na</b>			
MgCO <sub>3</sub>	0,34	MgCO <sub>3</sub>	0,07	Na <sup>+</sup>	98,95	Na <sup>+</sup>	98,21
NaHCO <sub>3</sub>	0,24	CaCO <sub>3</sub>	0,05	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,52	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,11
NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,06	FeHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	0,04	NaHCO <sub>3</sub>	0,43	NaHCO <sub>3</sub>	0,66
FeHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	Н.д.	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,01	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,10	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,02
<b>Ca</b>				<b>S(6)</b>			
Ca <sup>+2</sup>	83,31	Ca <sup>+2</sup>	76,75	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	80,81	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	74,98
CaSO <sub>4</sub>	10,07	CaSO <sub>4</sub>	17,02	MgSO <sub>4</sub>	9,25	MgSO <sub>4</sub>	15,53
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	4,56	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	5,95	CaSO <sub>4</sub>	8,82	CaSO <sub>4</sub>	7,59
CaCO <sub>3</sub>	2,04	CaCO <sub>3</sub>	0,27	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,09	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,43
<b>Cl</b>				HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,00	FeSO <sub>4</sub>	0,46
Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,00				

*Гидрокарбонатные натриевые воды* сульфатного класса кальциевой группы (IIб HCO<sub>3</sub>-Na) обнаружены в Донецком бассейне (см. табл. 5.32). Они пресные (минерализация 0,76 г/дм<sup>3</sup>) и характеризуются слабощелочной рН среды (8,1). В отличие от *гидрокарбонатных кальциевых вод* сульфатного класса кальциевой группы Донбасса они имеют меньшие концентрации гидрокарбонатов (256,0 мг/дм<sup>3</sup>), кальция (86,0 мг/дм<sup>3</sup>) и сульфатов (186,0 мг/дм<sup>3</sup>), но большие содержания ионов хлора (100,0 мг/дм<sup>3</sup>) и натрия (104,00 мг/дм<sup>3</sup>).

*Сульфатные магниевые воды* сульфатного класса характерны для техногенных комплексов Раздольненского, Донецкого и Челябинского бассейнов. Воды Раздольненского бассейна относятся к магниевой группе, а воды Донецкого, Челябинского бассейнов – к кальциевой группе. Средний химический состав вод Донецкого и Челябинского бассейнов отличается от вод Раздольненского бассейна большими концентрациями практически всех основных макрокомпонентов и особенно ионов хлора, а также более щелочной рН среды (табл. 5.37).

**Таблица 5.37. Химический состав подземных вод техногенного комплекса Mg-SO<sub>4</sub> типа сульфатного класса**

Бассейн	рН	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
<b>IIa Mg-SO<sub>4</sub></b>								
Раздольненский	6,8	1945,77	752,32	19,80	137,94	183,89	122,71	660,38
<b>IIб Mg-SO<sub>4</sub></b>								
Донецкий	7,5	2819,60	1101,60	216,40	309,60	207,80	209,40	774,80
Челябинский	8,0	3419,27	1908,37	278,30	274,50	238,13	382,87	282,73

Очевидно, что воды SO<sub>4</sub>-Mg типа (IIб) Донецкого и Челябинского бассейнов имеют общую природу образования, отличную от природы вод Раздольненского бассейна (IIа).

Как указывалось выше (разд. 4.4), сульфат магния в водах Раздольненского бассейна образуется в условиях закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферным газам системе в результате взаимодействия вод с водовмещающими породами основного состава богатыми магнием и сульфидами (до 6 % от массы породы). А сульфаты магния в водах Донецкого и Челябинского бассейнов образуются, по всей видимости, в результате смешения SO<sub>4</sub>-Ca вод, формирующихся при растворении гипса (см. ниже результаты моделирования системы «гипс-вода»), с HCO<sub>3</sub>-Mg водами, образующимися преимущественно при растворении доломитов (см. ниже результаты физико-химического моделирования системы «доломит-вода»). Значительно меньшие содержания HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> в

водах Челябинского бассейна (см. табл. 5.37), чем в водах Донбасса, могут свидетельствовать о более интенсивных процессах вторичного карбонатного минералообразования в водах Челябинского бассейна (табл. 5.38) и, соответственно, меньшем количестве  $\text{CO}_2$  своб.

**Таблица 5.38. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса  $\text{SO}_4$ -Mg типа сульфатного класса, %**

	Группа IIa (магниева)		Группа IIб (кальциевая)			
	Раздольненский бассейн		Донецкий бассейн		Челябинский бассейн	
C(4)	$\text{HCO}_3^-$	69,35	$\text{HCO}_3^-$	77,42	$\text{HCO}_3^-$	90,87
	$\text{H}_2\text{CO}_3$	27,34	$\text{H}_2\text{CO}_3$	17,53	$\text{MgHCO}_3^+$	2,54
	$\text{MgHCO}_3^+$	1,96	$\text{CaHCO}_3^+$	2,37	$\text{CaHCO}_3^+$	2,09
	$\text{CaHCO}_3^+$	1,08	$\text{MgHCO}_3^+$	2,19	$\text{H}_2\text{CO}_3$	2,05
	$\text{NaHCO}_3$	0,20	$\text{NaHCO}_3$	0,35	$\text{NaHCO}_3$	0,73
	$\text{CO}_3^{-2}$	0,02	$\text{CaCO}_3$	0,06	$\text{CO}_3^{-2}$	0,59
	$\text{MgCO}_3$	0,02	$\text{CO}_3^{-2}$	0,05	$\text{CaCO}_3$	0,54
	$\text{CaCO}_3$	0,02	$\text{MgCO}_3$	0,04	$\text{MgCO}_3$	0,48
	$\text{FeHCO}_3^+$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,12
	$\text{NaCO}_3^-$	0,00	$\text{FeHCO}_3^+$	Н.д.	$\text{FeHCO}_3^+$	0,00
Ca	$\text{Ca}^{+2}$	74,27	$\text{Ca}^{+2}$	72,14	$\text{Ca}^{+2}$	64,64
	$\text{CaSO}_4$	20,99	$\text{CaSO}_4$	23,00	$\text{CaSO}_4$	33,47
	$\text{CaHCO}_3^+$	4,67	$\text{CaHCO}_3^+$	4,72	$\text{CaHCO}_3^+$	1,50
	$\text{CaCO}_3$	0,07	$\text{CaCO}_3$	0,13	$\text{CaCO}_3$	0,39
Cl	$\text{Cl}^-$	100,00	$\text{Cl}^-$	100,0	$\text{Cl}^-$	100,0
Mg	$\text{Mg}^{+2}$	78,07	$\text{Mg}^{+2}$	76,16	$\text{Mg}^{+2}$	69,22
	$\text{MgSO}_4$	18,02	$\text{MgSO}_4$	19,83	$\text{MgSO}_4$	29,26
	$\text{MgHCO}_3^+$	3,86	$\text{MgHCO}_3^+$	3,94	$\text{MgHCO}_3^+$	1,27
	$\text{MgCO}_3$	0,04	$\text{MgCO}_3$	0,08	$\text{MgCO}_3$	0,24
	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00
Na	$\text{Na}^+$	97,98	$\text{Na}^+$	97,58	$\text{Na}^+$	96,65
	$\text{NaSO}_4^-$	1,46	$\text{NaSO}_4^-$	1,81	$\text{NaSO}_4^-$	3,08
	$\text{NaHCO}_3$	0,55	$\text{NaHCO}_3$	0,60	$\text{NaHCO}_3$	0,22
	$\text{NaCO}_3^-$	0,00	$\text{NaCO}_3^-$	0,01	$\text{NaCO}_3^-$	0,03
S(6)	$\text{SO}_4^{-2}$	72,24	$\text{SO}_4^{-2}$	68,27	$\text{SO}_4^{-2}$	71,45
	$\text{MgSO}_4$	17,41	$\text{CaSO}_4$	15,50	$\text{MgSO}_4$	14,44
	$\text{CaSO}_4$	9,23	$\text{MgSO}_4$	14,78	$\text{CaSO}_4$	11,54
	$\text{NaSO}_4^-$	0,99	$\text{NaSO}_4^-$	1,44	$\text{NaSO}_4^-$	2,58
	$\text{FeSO}_4$	0,13	$\text{HSO}_4^-$	0,00	$\text{FeSO}_4$	0,00

Таким образом, воды  $\text{SO}_4$ -Mg типа сульфатной кальциевой группы (Донецкий и Челябинский бассейны) образуются в результате взаимодействия вод с высокомагнезиальными осадочными породами, а формирование вод  $\text{SO}_4$ -Mg типа сульфатной магниевой группы (Раздольненский бассейн) является следствием взаимодействия вод с высокомагнезиальными туфогенными образованиями и сульфидами, содержащимися в водовмещающих породах.

Воды  $SO_4$ -Ca типа кальциевой (IIб) группы в Донецком бассейне образуются в результате растворения гипсоносных отложений, что подтверждается ниже результатами физико-химического моделирования. Гипсы часто сопровождаются соленосными толщами, в силу чего циркулирующие в них воды приобретают хлоридный состав. Поэтому в Донецком бассейне также присутствуют *сульфатные кальциевые воды хлоридного класса* (IIIа  $SO_4$ -Ca), а также *хлоридные натриевые воды* (табл. 5.39).

**Таблица 5.39. Химический состав подземных вод техногенного комплекса  $SO_4$ -Ca типа IIб группы сульфатного класса и IIIа группы хлоридного класса Донецкого бассейна**

Наименование вод	рН	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$SO_4^{-2}$	Cl	$Ca^{+2}$	$Mg^{+2}$	$Na^+$	$HCO_3^-$
IIб тип $SO_4$ -Ca	7,8	2220,1	1046,6	222,1	259,1	144,3	203,4	344,6
IIIа тип $SO_4$ -Ca	7,6	1980,7	867,0	298,0	299,7	142,7	99,0	274,3

Из таблицы видно, что минерализация сульфатных кальциевых вод колеблется от 1980,67 (IIIа) до 2220,05 (IIб) мг/дм<sup>3</sup> и, вероятно, определяется величиной растворимости гипса. Для вод группы IIб  $SO_4$ -Ca типа характерны большие концентрации  $SO_4^{2-}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Na^+$  и  $HCO_3^-$  при меньших содержаниях Cl и  $Ca^{2+}$  относительно вод группы IIIа. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах  $SO_4$ -Ca типа IIб группы сульфатного класса и IIIа группы хлоридного класса Донецкого бассейна представлены в табл. 5.40.

**Таблица 5.40. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса  $SO_4$ -Ca типа IIб группы сульфатного класса и IIIа группы хлоридного класса Донецкого бассейна, %**

IIб Ca-SO <sub>4</sub>		IIIа Ca-SO <sub>4</sub>		IIб Ca-SO <sub>4</sub>		IIIа Ca-SO <sub>4</sub>	
<b>C(4)</b>				Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	90,92	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	88,73	<b>Mg</b>			
H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	3,31	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	5,54	Mg <sup>+2</sup>	76,07	Mg <sup>+2</sup>	79,51
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,46	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,97	MgSO <sub>4</sub>	21,88	MgSO <sub>4</sub>	18,82
MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,88	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,92	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,83	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,55
CaCO <sub>3</sub>	0,42	CaCO <sub>3</sub>	0,29	MgCO <sub>3</sub>	0,22	MgCO <sub>3</sub>	0,11
NaHCO <sub>3</sub>	0,41	NaHCO <sub>3</sub>	0,20	<b>Na</b>			
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,34	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,19	Na <sup>+</sup>	97,80	Na <sup>+</sup>	98,22
MgCO <sub>3</sub>	0,23	MgCO <sub>3</sub>	0,14	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,91	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,55
NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,04	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,01	NaHCO <sub>3</sub>	0,27	NaHCO <sub>3</sub>	0,22
<b>Ca</b>				NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,03	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,01
Ca <sup>+2</sup>	72,05	Ca <sup>+2</sup>	75,92	<b>S(6)</b>			
CaSO <sub>4</sub>	25,39	CaSO <sub>4</sub>	22,01	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	71,46	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	68,77
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,19	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,88	CaSO <sub>4</sub>	15,06	CaSO <sub>4</sub>	18,24
CaCO <sub>3</sub>	0,37	CaCO <sub>3</sub>	0,19	MgSO <sub>4</sub>	11,92	MgSO <sub>4</sub>	12,24
<b>Cl</b>				NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,55	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,74

Характеристика подземных вод Cl–Na типа, формирующихся в техногенном водоносном комплексе Донецкого бассейна, представлена в табл. 5.41 и 5.42, из которых видно, что в бассейне формируются хлоридные натриевые воды сульфатного и хлоридного классов со средней минерализацией от 4335,44 до 5081,41 мг/дм<sup>3</sup>.

**Таблица 5.41. Средний химический состав подземных вод техногенного комплекса Cl–Na типа Донецкого бассейна**

Наименование вод	pH	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
IIa Na-Cl	7,85	4335,44	1085,88	1241,81	128,88	114,53	1182,67	581,66
IIб Na-Cl	7,34	5081,41	1508,40	1463,80	197,70	146,25	1331,45	433,81
IIIa Na-Cl	8,10	4516,00	1547,00	1265,00	349,00	309,00	704,00	342,00

**Таблица 5.42. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса Na–Cl типа Донецкого бассейна, %**

	IIa Cl–Na	IIб Cl–Na	IIIa Cl–Na				
<b>C(4)</b>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	91,41	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	85,90	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	88,52	
	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,87	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	8,51	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	3,31	
	NaHCO <sub>3</sub>	2,25	NaHCO <sub>3</sub>	2,31	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,70	
	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,33	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,48	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,54	
	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,09	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,44	NaHCO <sub>3</sub>	1,27	
	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,43	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,13	CaCO <sub>3</sub>	0,87	
	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,26	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,08	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,78	
	CaCO <sub>3</sub>	0,20	CaCO <sub>3</sub>	0,08	MgCO <sub>3</sub>	0,76	
	MgCO <sub>3</sub>	0,17	MgCO <sub>3</sub>	0,06	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,26	
	<b>Ca</b>	Ca <sup>+2</sup>	74,43	FeHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	Н.д.	Ca <sup>+2</sup>	73,64
CaSO <sub>4</sub>		21,68	Ca <sup>+2</sup>	72,17	CaSO <sub>4</sub>	24,07	
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>		3,28	CaSO <sub>4</sub>	25,45	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,72	
CaCO <sub>3</sub>		0,60	CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,26	CaCO <sub>3</sub>	0,55	
CaOH <sup>+</sup>		0,00	CaCO <sub>3</sub>	0,13	CaOH <sup>+</sup>	0,00	
<b>Cl</b>	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	Cl <sup>-</sup>	100,0	
	<b>Mg</b>	Mg <sup>+2</sup>	78,28	Mg <sup>+2</sup>	76,11	Mg <sup>+2</sup>	77,53
		MgSO <sub>4</sub>	18,62	MgSO <sub>4</sub>	21,92	MgSO <sub>4</sub>	20,70
		MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	2,74	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,90	MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	1,44
MgCO <sub>3</sub>		0,36	MgCO <sub>3</sub>	0,08	MgCO <sub>3</sub>	0,33	
<b>Na</b>	Na <sup>+</sup>	97,68	Na <sup>+</sup>	97,34	Na <sup>+</sup>	97,56	
	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1,84	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	2,34	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	2,15	
	NaHCO <sub>3</sub>	0,42	NaHCO <sub>3</sub>	0,31	NaHCO <sub>3</sub>	0,23	
	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,05	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,01	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,05	
<b>S(6)</b>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	77,72	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	74,97	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	66,50	
	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	8,37	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	8,62	MgSO <sub>4</sub>	16,34	
	MgSO <sub>4</sub>	7,77	MgSO <sub>4</sub>	8,40	CaSO <sub>4</sub>	13,02	
	CaSO <sub>4</sub>	6,17	CaSO <sub>4</sub>	8,00	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	4,09	

Образование в техногенных комплексах Донецкого и Челябинского бассейнов сульфатных натриевых вод магниевой (IIa) и кальциевой (IIб) групп сульфатного класса

(табл. 5.43) происходит, вероятно, в результате смешения вод, формирующихся при выщелачивании гипсов и соленосных образований (см. ниже результаты моделирования). Все воды кальциевой группы (IIб) более минерализованы, чем воды магниевой группы (IIа). С ростом минерализации вод этого типа наблюдается уменьшение значений pH среды и содержания  $\text{HCO}_3^-$  при увеличении концентраций  $\text{SO}_4^{2-}$  и Cl.

**Таблица 5.43. Химический состав подземных вод техногенного комплекса  $\text{SO}_4$ -Na типа сульфатного класса**

Бассейн	pH	Средняя минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Среднее содержание, мг/дм <sup>3</sup>					
			$\text{SO}_4^{2-}$	Cl	$\text{Ca}^{+2}$	$\text{Mg}^{+2}$	$\text{Na}^+$	$\text{HCO}_3^-$
<b>IIа Na-SO<sub>4</sub></b>								
Донецкий	8,13	2864,47	1032,20	395,78	122,69	100,45	637,41	575,95
Челябинский	7,39	2539,83	988,33	227,83	121,68	145,93	382,20	618,58
<b>IIб Na-SO<sub>4</sub></b>								
Донецкий	7,78	3306,82	1340,20	548,97	216,86	148,94	627,35	423,87
Челябинский	7,56	3592,16	1776,51	322,63	264,55	237,35	484,12	431,70

Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах  $\text{SO}_4$ -Na типа сульфатного класса представлены в табл. 5.44.

**Таблица 5.44. Соотношения форм миграции химических элементов в подземных водах техногенного комплекса  $\text{SO}_4$ -Na типа сульфатного класса, %**

	Группа IIа (магниевая)				Группа IIб (кальциевая)			
	Донецкий бассейн		Челябинский бассейн		Донецкий бассейн		Челябинский бассейн	
1	2		3		4		5	
<b>C(4)</b>	$\text{HCO}_3^-$	92,98	$\text{HCO}_3^-$	87,84	$\text{HCO}_3^-$	90,87	$\text{HCO}_3^-$	88,54
	$\text{H}_2\text{CO}_3$	1,55	$\text{H}_2\text{CO}_3$	8,19	$\text{H}_2\text{CO}_3$	3,35	$\text{H}_2\text{CO}_3$	5,44
	$\text{NaHCO}_3$	1,30	$\text{MgHCO}_3^+$	1,79	$\text{CaHCO}_3^+$	1,82	$\text{MgHCO}_3$	2,50
	$\text{MgHCO}_3^+$	1,26	$\text{CaHCO}_3^+$	1,09	$\text{MgHCO}_3$	1,73	$\text{CaHCO}_3^+$	2,00
	$\text{CaHCO}_3^+$	1,11	$\text{NaHCO}_3$	0,75	$\text{NaHCO}_3$	1,22	$\text{NaHCO}_3$	0,90
	$\text{CO}_3^{2-}$	0,79	$\text{CO}_3^{2-}$	0,13	$\text{CO}_3^{2-}$	0,36	$\text{CO}_3^{2-}$	0,21
	$\text{CaCO}_3$	0,40	$\text{MgCO}_3$	0,09	$\text{CaCO}_3$	0,29	$\text{CaCO}_3$	0,19
	$\text{MgCO}_3$	0,33	$\text{CaCO}_3$	0,07	$\text{MgCO}_3$	0,20	$\text{MgCO}_3$	0,17
	$\text{NaCO}_3^-$	0,28	$\text{NaCO}_3^-$	0,03	$\text{NaCO}_3^-$	0,12	$\text{NaCO}_3^-$	0,05
	$\text{FeHCO}_3^+$	0	$\text{FeHCO}_3^+$	0,02	$\text{FeHCO}_3^+$	0,05	$\text{FeHCO}_3^+$	0,00
<b>Ca</b>	$\text{Ca}^{+2}$	70,33	$\text{Ca}^{+2}$	70,86	$\text{Ca}^{+2}$	70,07	$\text{Ca}^{+2}$	66,21
	$\text{CaSO}_4$	24,99	$\text{CaSO}_4$	24,87	$\text{CaSO}_4$	27,17	$\text{CaSO}_4$	31,25
	$\text{CaHCO}_3^+$	3,43	$\text{CaHCO}_3^+$	4,01	$\text{CaHCO}_3^+$	2,38	$\text{CaHCO}_3^+$	2,31
	$\text{CaCO}_3$	1,24	$\text{CaCO}_3$	0,26	$\text{CaCO}_3$	0,38	$\text{CaCO}_3$	0,22
<b>Cl</b>	Cl	100,0	Cl	100,0	Cl	100,0	Cl	100,0
<b>Mg</b>	$\text{Mg}^{+2}$	74,69	$\text{Mg}^{+2}$	75,00	$\text{Mg}^{+2}$	74,27	$\text{Mg}^{+2}$	70,67
	$\text{MgSO}_4$	21,67	$\text{MgSO}_4$	21,50	$\text{MgSO}_4$	23,52	$\text{MgSO}_4$	27,24
	$\text{MgHCO}_3^+$	2,87	$\text{MgHCO}_3^+$	3,35	$\text{MgHCO}_3$	2,00	$\text{MgHCO}_3$	1,96
	$\text{MgCO}_3$	0,75	$\text{MgCO}_3$	0,16	$\text{MgCO}_3$	0,23	$\text{MgCO}_3$	0,13
	$\text{MgOH}^+$	0,01	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00	$\text{MgOH}^+$	0,00
<b>Na</b>	$\text{Na}^+$	97,45	$\text{Na}^+$	97,54	$\text{Na}^+$	97,37	$\text{Na}^+$	96,83
	$\text{NaSO}_4^-$	2,00	$\text{NaSO}_4^-$	1,91	$\text{NaSO}_4^-$	2,30	$\text{NaSO}_4^-$	2,84
	$\text{NaHCO}_3$	0,44	$\text{NaHCO}_3$	0,50	$\text{NaHCO}_3$	0,32	$\text{NaHCO}_3$	0,33

1	2		3		4		5	
	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,09	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,02	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,03	NaCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,02
<b>S(6)</b>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	79,36	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	76,87	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	74,29	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	71,17
	MgSO <sub>4</sub>	8,33	MgSO <sub>4</sub>	12,55	CaSO <sub>4</sub>	10,54	MgSO <sub>4</sub>	14,39
	CaSO <sub>4</sub>	7,12	CaSO <sub>4</sub>	7,34	MgSO <sub>4</sub>	10,33	CaSO <sub>4</sub>	11,15
	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	5,15	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	3,09	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	4,49	NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	3,23
	HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,00	FeSO <sub>4</sub>	0,19	FeSO <sub>4</sub>	0,37	FeSO <sub>4</sub>	0,02

Для подтверждения сделанных выше выводов, касающихся генезиса того или иного типа вод, разработаны имитационные модели растворения пород карбонатных, гипсоносных и соленосных отложений. Созданы модельные системы «известняк–вода», «доломиты–вода», «гипс–вода» и «каменная соль–вода». В качестве исходного материала использован средний химический состав водовмещающих пород, реальный химический состав гипсов и каменной соли, пересчитанный на количество молей каждого компонента.

При моделировании систем «известняк–вода», «доломиты–вода» в качестве исходного материала использован средний химический состав карбонатных водовмещающих пород (табл. 5.45), рассчитанный на основании изучения работ ряда исследователей [Уолф и др., 1971; Clark, 1924; Рыженко и др., 2003; Панов, Лантух (<http://ua.coolreferat.com>)].

**Таблица 5.45. Химический состав (масс. %) пород, принятый при моделировании**

Параметры	Известняк	Доломиты	Параметры	Известняк	Доломиты
SiO <sub>2</sub>	1,48	3,21	Na <sub>2</sub> O	0,07	0,04
TiO <sub>2</sub>	Н.д.	0,013	K <sub>2</sub> O	0,11	0,02
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,72	1,76	Cl	0,02	0,14
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,48	0,02	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,03	0,1
FeO	Н.д.	0,05	H <sub>2</sub> O <sup>+</sup>	0,09	0,01
MnO	0,05	0,002	H <sub>2</sub> O <sup>-</sup>	0,50	Н.д.
MgO	1,23	18,08	CO <sub>2</sub>	43,01	45,51
CaO	52,79	31,47	SO <sub>3</sub>	0,06	0,01

Моделирование имитировало растворение минералов горных пород в условиях: 1) закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу системы (CO<sub>2</sub> – 0,01 кг/1 кг H<sub>2</sub>O, атмосферный газ – 0,3 кг/1 кг H<sub>2</sub>O); 2) открытой по CO<sub>2</sub> системы (CO<sub>2</sub> увеличивалось от 0,01 до 2 кг/1 кг H<sub>2</sub>O) при температуре 25 °С. Использовались термодинамические свойства минералов, газов и компонентов водного раствора, представленные в следующих адаптированных к Селектор-Windows базах данных: a\_Shock [Haas et al., 1981; Shock, 1995; Shock, Helgeson, 1988; Shock, Koretsky, 1995; Shock et al., 1992; 1997], g\_Reid [Рид и др., 1982], s\_dump, s\_Robie Hemingway [Robie, Hemingway, 1995], b\_Sidorov, s\_Yokokawa [Yokokawa, 1988]. Каждая система была охарактеризована матрицей из 16 независимых компонентов (Ca, K,



Na, P, Al, Fe, Mg, Mn, Si, Ti, C, S, N, H, O, e) и 235 зависимых компонентов, в числе которых 43 компонента минеральных фаз и 12 зависимых компонентов газовой фазы.

Изначально (шаг 1 вычислительных экспериментов) парциальное давление углекислоты принималось равным от  $10^{-2,0}$  бар, что в среднем соответствует подземным водам зоны региональной трещиноватости.

В результате моделирования установлено, что при растворении известняков в условиях закрытой по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу системы формируются пресные (минерализация  $< 703,09 \text{ мг/дм}^3$ ) гидрокарбонатные кальциевые воды (табл. 5.46):  $\text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Ca}^{2+} + 2\text{HCO}_3^-$ , сходные по составу с обнаруженными в природно-техногенных структурах Донецкого бассейна (см. разд. 5.1). Вследствие увеличения соотношения масс Т/Ж наблюдается тенденция роста минерализации воды, содержания карбонатных и хлоридных ионов в направлении движения фильтрата, сохраняется концентрационный ряд типа  $\text{Ca} > \text{Mg} > \text{Na}$ . Появление в составе минеральных новообразований гидромагнезита сопровождается значительным снижением концентраций магния в водном растворе. При минерализации раствора  $> 1263,49 \text{ мг/дм}^3$  наблюдается трансформация  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типа вод в  $\text{Cl-Ca}$  (см. табл. 5.42).

В условиях открытой по  $\text{CO}_2$  системы «известняк–вода» область существования  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типа вод расширяется, что приводит к формированию  $\text{Cl-Ca}$  типа вод уже на более поздних стадиях взаимодействия воды с породой (при минерализации  $> 5002,8 \text{ мг/дм}^3$ ,  $P_{\text{CO}_2} = 6,85\text{e-}01$ ) и образованию в последующем (при минерализации  $6181,3 \text{ мг/дм}^3$ ,  $P_{\text{CO}_2} = 8,135\text{e-}01$  бар и  $P_{\text{O}_2} = 3,8746\text{e-}02$  бар) вод  $\text{Cl-Mg}$  типа (табл. 5.47).

Таким образом, в результате физико-химического моделирования системы «известняк–вода» установлено, что соотношения между анионами  $\text{Cl}^-$  и  $\text{HCO}_3^-$  в водной фазе определяются балансами между  $P_{\text{CO}_2}$  и Т/Ж отношениями. С ростом минерализации закрытая по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу система «известняк–вода» последовательно продуцирует водные растворы, соответствующие  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{Cl-Ca}$  ряду изменения состава. Открытая по  $\text{CO}_2$  система «известняк–вода» при  $P_{\text{CO}_2} > 8,1346\text{e-}01$  бар и  $P_{\text{O}_2} < 3,8746\text{e-}02$  бар продуцирует водные растворы, соответствующие  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{Cl-Ca} \rightarrow \text{Cl-Mg}$  ряду изменения состава.

Имитационное моделирование закрытой по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу системы «доломиты–вода» позволило утверждать, что на первых стадиях взаимодействия воды с породой формируется  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$  тип воды, который с ростом минерализации переходит в  $\text{Cl-Mg}$ . Показано, что закрытая по  $\text{CO}_2$  и атмосферному газу система «доломиты–вода» последовательно продуцирует водные растворы, соответствующие  $\text{HCO}_3\text{-Mg} \rightarrow \text{Cl-Mg}$  ряду изменения состава (табл. 5.48).

Таблица 5.46. Результаты моделирования процессов в системе «известняк–вода» закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу

Параметры	Номер шага													
	1 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		2 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		3 32 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		4 46 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		5 47 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		6 50 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		7 64 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	
<b>Водный раствор, мг/л кг H<sub>2</sub>O</b>														
TDS	485,36	456,38	703,09	602,92	1483,89	1263,49	1806,41	1633,15	1891,31	2144,68	2951,14	3733,23	10042,02	10879,25
pH	7,12	7,08	7,21	7,03	7,64	7,06	8,15	8,10	8,24	11,36	9,94	12,13	12,64	12,77
Eh, В	0,7957	0,799	0,791	0,8013	0,7652	0,7992	0,7350	0,7384	0,7302	0,5459	0,6291	0,4999	0,4699	0,4625
Ca*	8,569e+01	1,052e+02	7,302e+01	1,548e+02	3,091e+01	3,863e+02	4,951e+01	5,207e+02	9,142e+01	7,078e+02	6,005e+02	1,364e+03	3,401e+03	4,355e+03
Ca <sup>+2</sup>	7,915e+01	9,807e+01	6,717e+01	1,464e+02	2,816e+01	3,730e+02	4,764e+01	5,076e+02	8,858e+01	6,737e+02	5,835e+02	1,199e+03	2,566e+03	3,103e+03
Na*	7,758e-01	7,757e-01	3,103e+00	3,103e+00	1,241e+01	1,242e+01	1,784e+01	1,786e+01	1,823e+01	1,825e+01	1,940e+01	1,941e+01	2,485e+01	2,488e+01
Na <sup>+</sup>	7,640e-01	7,654e-01	2,950e+00	3,045e+00	2,718e+00	1,005e+01	3,850e+00	1,649e+01	1,381e+01	1,740e+01	1,898e+01	7,006e+00	1,845e-11	0,000e+00
Mg*	1,798e+01	0,000e+00	7,194e+01	0,000e+00	2,878e+02	0,000e+00	4,137e+02	0,000e+00	4,227e+02	0,000e+00	4,498e+02	0,000e+00	5,762e+02	0,000e+00
Mg <sup>+2</sup>	1,616e+01	0,000e+00	6,433e+01	0,000e+00	2,504e+02	0,000e+00	2,975e+02	0,000e+00	2,685e+02	0,000e+00	3,018e-01	0,000e+00	3,091e-06	0,000e+00
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2,657e+02	2,388e+02	2,821e+02	1,872e+02	2,896e+02	7,836e+01	5,510e+01	5,572e+00	2,269e+01	2,484e-03	6,405e-02	3,256e-04	6,839e-05	4,706e-05
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	6,840e-01	6,595e-01	2,834e+00	2,456e+00	1,224e+01	7,868e+00	1,712e+01	1,021e+01	1,625e+01	9,757e+00	9,966e+00	1,021e+01	1,208e+01	1,195e+01
Cl*	4,217e+01	4,217e+01	1,687e+02	1,687e+02	6,748e+02	6,751e+02	9,700e+02	9,706e+02	9,911e+02	9,918e+02	1,055e+03	1,055e+03	1,351e+03	1,352e+03
Cl <sup>-</sup>	4,212e+01	4,213e+01	1,683e+02	1,684e+02	6,710e+02	6,726e+02	9,637e+02	9,659e+02	9,844e+02	9,860e+02	1,049e+03	1,047e+03	1,334e+03	1,334e+03
Si*	2,217e+00	2,218e+00	6,426e+00	6,417e+00	6,456e+00	6,407e+00	6,619e+00	6,590e+00	6,673e+00	5,215e+01	2,142e+01	5,549e+01	7,104e+01	7,110e+01
<b>Газовые параметры, бар</b>														
PCO <sub>2</sub>	2,049e-02	2,051e-02	1,771e-02	1,780e-02	6,467e-03	6,656e-03	3,751e-04	4,370e-05	1,299e-04	1,058e-11	7,203e-09	2,154e-13	1,301e-14	6,567e-15
PO <sub>2</sub>	2,062e-01	2,062e-01	2,063e-01	2,062e-01	2,065e-01	2,062e-01	2,065e-01	2,062e-01	2,064e-01	2,059e-01	2,061e-01	2,046e-01	2,006e-01	1,986e-01
PN <sub>2</sub>	7,733e-01	7,733e-01	7,760e-01	1,760e-01	7,871e-01	7,871e-01	7,932e-01	7,937e-01	7,935e-01	7,941e-01	7,939e-01	7,954e-01	7,994e-01	8,014e-01
Минеральная фаза, %	Кальцит 98,38; монимориплонит 1,49; гетит 0,13	Кальцит 93,95; гидромаг-незит 4,47; монимориплонит 1,46; гетит 0,12	Кальцит 98,44; монимориплонит 1,39; гетит 0,12; кварц 0,05	Кальцит 94,31; гидромаг-незит 4,16; монимориплонит 1,36; гетит 0,11; кварц 0,05	Кальцит 98,30; монимориплонит 1,36; гетит 0,11; кварц 0,16; родохрозит 0,06	Кальцит 94,30; гидромаг-незит 4,10; монимориплонит 1,34; гетит 0,11; кварц 0,16	Кальцит 98,31; монимориплонит 1,36; гетит 0,11; кварц 0,17; родохрозит 0,04	Кальцит 94,30; гидромаг-незит 4,09; монимориплонит 1,34; кварц 0,17; гетит 0,11; кварц 0,17	Кальцит 98,35; монимориплонит 1,37; гетит 0,11; кварц 0,17	Кальцит 94,41; гидромаг-незит 4,13; монимориплонит 1,35; гетит 0,11	Кальцит 98,37; монимориплонит 1,40; гетит 0,12; кварц 0,12; арагонит 0,00	Кальцит 94,27; гидромаг-незит 4,23; монимориплонит 1,38; гетит 0,12	Кальцит 98,34; монимориплонит 1,53; гетит 0,13	Кальцит 93,74; гидромаг-незит 4,62; монимориплонит 1,51; гетит 0,13

\* Здесь и в табл. 5.47, 5.48, 5.50, 5.52, 5.53 – независимые компоненты системы.

**Примечание.** CO<sub>2</sub> = 0,01 кг / 1 кг H<sub>2</sub>O; атмосферный газ = 0,3 кг / 1 кг H<sub>2</sub>O.

Таблица 5.47. Результаты моделирования процессов в системе «известняк–вода», открытой по CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> = 0,01–2,00 кг / 1 кг H<sub>2</sub>O)

Параметры	Номер шага						
	1 2 г п./л кгH <sub>2</sub> O	2 8 г п./л кгH <sub>2</sub> O	3 32 г п./л кгH <sub>2</sub> O	4 46 г п./л кгH <sub>2</sub> O	5 47 г п./л кгH <sub>2</sub> O	6 50 г п./л кгH <sub>2</sub> O	7 64 г п./л кгH <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/л кгH<sub>2</sub>O</b>							
TDS	485,36	1573,60	3853,96	5002,79	5172,13	5395,89	6181,31
pH	7,12	6,51	6,20	6,12	6,11	6,09	6,07
Eh, В	0,7957	0,8311	0,8458	0,8477	0,8478	0,8478	0,8473
Ca*	8,569e+01	2,114e+02	3,604e+02	4,215e+02	4,333e+02	4,438e+02	4,716e+02
Ca <sup>+2</sup>	7,915e+01	1,771e+02	2,7491e+02	3,1232e+02	3,1898e+02	3,2518e+02	3,4310e+02
Na*	7,758e-01	3,240e+00	1,297e+01	1,864e+01	1,905e+01	2,026e+01	2,594e+01
Na <sup>+</sup>	7,640e-01	2,3106e+00	1,9382e-01	2,3569e-02	1,8785e-02	1,3332e-02	2,1465e-03
Mg*	1,798e+01	6,846e+01	2,739e+02	3,938e+02	4,024e+02	4,281e+02	5,480e+02
Mg <sup>+2</sup>	1,616e+01	5,6664e+01	2,1266e+02	3,0027e+02	3,0563e+02	3,2418e+02	4,1306e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2,657e+02	5,6847e+02	8,4575e+02	9,3888e+02	9,5722e+02	9,7095e+02	1,0027e+03
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	6,840e-01	2,5414e+00	9,4820e+00	1,3391e+01	1,3624e+01	1,4439e+01	1,8416e+01
Cl*	4,217e+01	1,939e+02	7,758e+02	1,115e+03	1,140e+03	1,212e+03	1,552e+03
Cl <sup>-</sup>	4,212e+01	1,9329e+02	7,7043e+02	1,1056e+03	1,1295e+03	1,2012e+03	1,5351e+03
Si*	2,217e+00	6,398e+00	6,367e+00	6,352e+00	6,350e+00	6,347e+00	6,336e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>							
PCO <sub>2</sub>	2,049e-02	1,7683e-01	5,1932e-01	6,8467e-01	7,2294e-01	7,5291e-01	8,1346e-01
PO <sub>2</sub>	2,062e-01	1,7314e-01	1,0056e-01	6,5762e-02	5,7768e-02	5,1485e-02	3,8746e-02
PN <sub>2</sub>	7,733e-01	6,5003e-01	3,8011e-01	2,4957e-01	2,1929e-01	1,9561e-01	1,4780e-01
<b>Минеральная фаза, %</b>	Кальцит 98,38; монтмориллонит 1,49; гетит 0,13	Кальцит 98,38; монтмориллонит 1,44; гетит 0,12; кварц 0,05	Кальцит 98,33; монтмориллонит 1,39; гетит 0,12; кварц 0,16	Кальцит 98,32; монтмориллонит 1,39; гетит 0,12; кварц 0,17	Кальцит 98,32; монтмориллонит 1,39; гетит 0,12; кварц 0,17	Кальцит 98,32; монтмориллонит 1,39; гетит 0,12; кварц 0,17	Кальцит 98,32; монтмориллонит 1,38; гетит 0,12; кварц 0,18

**Таблица 5.48. Результаты моделирования процессов в системе «доломиты–вода», закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу (CO<sub>2</sub> = 0,01 кг / 1 кг H<sub>2</sub>O; атмосферный газ = 0,3 кг / 1 кг H<sub>2</sub>O)**

Параметры	Номер шага													
	1 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		2 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		3 32 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		4 46 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		5 47 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		6 50 г п./1 кг H <sub>2</sub> O		7 64 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	
<b>Водный раствор, мг/л кг H<sub>2</sub>O</b>														
TDS	1715,35	657,63	5772,01	1559,18	8289,06	5892,50	9832,72	18288,00	10034,34	19157,70	10833,30	21769,21	18656,12	33922,08
pH	7,67	6,95	8,15	6,76	8,17	10,75	8,24	12,76	8,26	12,79	8,30	12,87	8,51	13,10
Eh, В	0,764	0,81	0,736	0,82	0,734	0,5813	0,730	0,463	0,729	0,461	0,727	0,456	0,714	0,442
Ca*	1,045e+01	1,845e+02	3,114e+00	5,244e+02	3,931e+00	2,061e+03	7,794e+00	7,108e+03	8,455e+00	7,470e+03	1,120e+01	8,558e+03	4,344e+01	1,367e+04
Ca <sup>+2</sup>	7,199e+00	1,754e+02	1,108e+00	5,062e+02	2,568e+00	1,962e+03	6,590e+00	5,099e+03	7,238e+00	5,287e+03	9,888e+00	5,834e+03	4,001e+01	8,074e+03
Na*	5,287e-01	2,422e-01	2,116e+00	5,821e-01	8,498e+00	8,538e+00	1,224e+01	1,234e+01	1,251e+01	1,261e+01	1,332e+01	1,343e+01	1,706e+01	1,729e+01
Na <sup>+</sup>	3,025e-01	2,383e-01	1,252e-02	5,741e-01	4,474e-05	7,222e+00	8,209e-07	–	6,509e-07	–	8,880e-07	–	5,356e-08	–
Mg*	3,008e+02	0,000e+00	1,204e+03	0,000e+00	2,084e+03	0,000e+00	2,737e+03	0,000e+00	2,821e+03	0,000e+00	3,145e+03	0,000e+00	6,160e+03	0,000e+00
Mg <sup>+2</sup>	2,133e+02	0,000e+00	5,184e+02	0,000e+00	1,143e+03	0,000e+00	1,582e+03	0,000e+00	1,615e+03	0,000e+00	1,712e+03	0,000e+00	2,151e+03	0,000e+00
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	8,987e+02	1,749e+02	2,057e+03	8,990e+01	9,104e+02	3,457e-03	3,153e+02	3,148e-05	2,799e+02	2,916e-05	1,850e+02	2,381e-05	2,876e+01	1,232e-05
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	9,501e-02	6,876e-02	3,809e-01	1,708e-01	1,499e+00	4,254e-01	2,126e+00	8,529e-01	2,169e+00	8,751e-01	2,292e+00	9,423e-01	2,794e+00	1,235e+00
Cl*	2,154e+02	2,155e+02	8,621e+02	8,635e+02	3,463e+03	3,479e+03	4,989e+03	5,027e+03	5,099e+03	5,139e+03	5,426e+03	5,473e+03	6,950e+03	7,044e+03
Cl <sup>-</sup>	2,143e+02	2,151e+02	8,519e+02	8,585e+02	3,380e+03	3,419e+03	4,831e+03	4,917e+03	4,934e+03	5,024e+03	5,239e+03	5,345e+03	6,655e+03	6,849e+03
Si*	6,466e+00	6,417e+00	6,599e+00	6,395e+00	6,603e+00	9,365e+01	6,652e+00	3,696e+02	6,662e+00	3,793e+02	6,703e+00	4,086e+02	6,964e+00	5,483e+02
<b>Газовые параметры, бар</b>														
PCO <sub>2</sub>	1,953e-02	2,014e-02	1,475e-02	1,616e-02	6,047e-03	5,863e-11	1,764e-03	4,363e-15	1,523e-03	3,763e-15	9,164e-04	2,547e-15	8,777e-05	7,344e-16
PO <sub>2</sub>	2,062e-01	2,058e-01	2,060e-01	2,047e-01	2,029e-01	2,001e-01	2,009e-01	1,898e-01	2,008e-01	1,890e-01	2,003e-01	1,868e-01	1,975e-01	1,765e-01
PN <sub>2</sub>	7,743e-01	7,740e-01	7,793e-01	7,791e-01	7,910e-01	7,999e-01	7,973e-01	8,102e-01	7,977e-01	8,110e-01	7,988e-01	8,132e-01	8,024e-01	8,235e-01
Минеральная фаза, %	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит	Кальцит	Гидромаг-незит
	94,16; хлорит 3,67; кварц 1,30; монморит лопнит 0,87	58,99; кальцит 38,47; каолинит 1,10; кварц 0,45; монморит-риптонит 0,10	93,68; хлорит 3,60; кварц 1,88; монморит-риптонит 0,85	56,29; кальцит 40,97; каолинит 0,94; кварц 0,70; монморит-риптонит 1,10	66,74; хлорит 2,56; кварц 1,45; монморит-риптонит 0,60; артинит 28,65	56,32; кальцит 40,71; монморит-риптонит 1,10; ломонит 2,5	65,47; хлорит 2,51; кварц 1,43; монморит-риптонит 0,59; артинит 29,99	66,38; кальцит 31,45; монморит-риптонит 0,55; анортит 1,62	65,58; хлорит 2,52; кварц 1,43; монморит-риптонит 0,59; артинит 29,88	66,93; кальцит 30,90; монморит-риптонит 0,55; анортит 1,62	66,19; хлорит 2,54; кварц 1,45; монморит-риптонит 0,60; артинит 29,22	68,48; кальцит 29,33; монморит-риптонит 0,56; анортит 1,63	74,32; хлорит 2,86; кварц 1,63; монморит-риптонит 0,61; анортит 20,51	74,39; кальцит 23,38; монморит-риптонит 0,61; анортит 1,62

Также выполнено имитационное моделирование системы «гипс–вода». В расчетах констант равновесия учитывались реальные концентрации ионов, вводился истинный химический состав гипсов (табл. 5.49), пересчитанный на количество молей каждого компонента.

**Таблица 5.49. Химический состав гипсов в Донецкого бассейна, %**

Проба	CaSO <sub>4</sub>	CaO	SO <sub>3</sub>	H <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	SiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> + Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
1	97,36	–	–	3,00	–	0,10	0,07
2	–	38,76	55,49	–	–	0,45	–
3	–	37,6	52,34	–	–	4,1	–
4	–	30,81	44,12	21,08	–	–	–
5	–	40,49	54,64	4,0	0,45	0,45	0,46
6	–	39,06	51,27	10,0	0,18	–	–
7	–	31,98	45,17	19,58	0,13	–	–
8	–	32,3	46,53	20,86	–	0,12	–
9	–	32,57	46,06	20,86	0,43	0,18	–
10	–	32,5	46,48	21,44	0,11	0,16	–
11	–	33,15	43,97	22,3	1,16	0,08	–
Среднее		35,57	48,92	14,05	0,27	0,55	0,11

Моделирование имитировало растворение гипсов в условиях: 1) закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу системы (CO<sub>2</sub> – 0,01 кг/1 кг H<sub>2</sub>O, атмосферный газ – 0,3 кг/1 кг H<sub>2</sub>O); 2) открытой по CO<sub>2</sub> системы (CO<sub>2</sub> увеличивалось от 0,06 до 1,00 кг/1 кг H<sub>2</sub>O).

При моделировании закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу системы «гипс–вода» установлено, что при отношении масс T/Ж = 0,004 наступает равновесие воды с гипсом, формируются SO<sub>4</sub>–Ca воды с минерализацией до 1773,97 мг/дм<sup>3</sup> (табл. 5.50). В условиях открытой по CO<sub>2</sub> системы (CO<sub>2</sub> = 0,06 – 1,00 кг/1 кг H<sub>2</sub>O) продуцируются растворы, соответствующие SO<sub>4</sub>–Ca → HCO<sub>3</sub>–Ca ряду изменения состава (см. табл. 5.50).

Моделирование системы «каменная соль–вода» также выполнено для условий закрытой по CO<sub>2</sub> и атмосферному газу системы (CO<sub>2</sub> – 0,01 кг/1 кг H<sub>2</sub>O, атмосферный газ – 0,3 кг/1 кг H<sub>2</sub>O) и открытой по CO<sub>2</sub> системы (CO<sub>2</sub> увеличивалось от 0,06 до 1,00 кг/1 кг H<sub>2</sub>O). В качестве исходного материала использован средний химический состав каменной соли Донецкого бассейна (табл. 5.51). Из таблицы видно, что соль представлена преимущественно галитом, который, как известно, обладает значительной растворимостью (по данным В.П. Зверева [2006] – до 318 г/дм<sup>3</sup>).

В результате физико-химического моделирования установлено, что система «каменная соль–вода» продуцирует весьма кислые и кислые (pH = 0,81–3,80) воды Cl–Na типа с минерализацией 1054,84–34048,36 мг/дм<sup>3</sup>. При этом открытие системы по CO<sub>2</sub> существенного влияния на состав водной фазы не оказывает (табл. 5.52).

Таблица 5.50. Результаты моделирования процессов в системе «гипс–вода»

Параметры	Система, закрытая по CO <sub>2</sub> и атмосферному газу					Система, открытая по CO <sub>2</sub> (CO <sub>2</sub> = 0,06–1,00 кг/ 1 кг H <sub>2</sub> O)				
	Номер шага									
	1 1 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	2 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	3 4 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	4 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	5 16 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	1 1 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	2 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	3 4 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	4 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	5 16 г п./1 кг H <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/1 кг H<sub>2</sub>O</b>										
TDS	960,0	1528,64	1773,97	1772,35	1760,63	960,0	2009,44	2536,11	3796,33	4355,26
pH	6,98	6,92	6,90	6,92	6,97	6,98	6,55	6,40	6,14	6,07
Eh, В	0,804	0,8080	0,8088	0,8076	0,8048	0,804	0,8289	0,8375	0,8493	0,8505
Ca*	2,526e+02	4,194e+02	4,911e+02	4,922e+02	4,920e+02	2,526e+02	4,969e+02	5,899e+02	7,143e+02	7,637e+02
Ca <sup>+2</sup>	2,1013e+02	3,2915e+02	3,7878e+02	3,7845e+02	3,755e+02	2,1013e+02	3,8533e+02	4,4663e+02	5,1992e+02	5,4511e+02
Na*	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Mg*	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2,1667e+02	1,8694e+02	1,7618e+02	1,6863e+02	1,5199e+02	2,1667e+02	3,8788e+02	4,9972e+02	8,1720e+02	9,2325e+02
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	3,4052e+02	6,5072e+02	7,782e+02	7,8218e+02	7,8591e+02	3,4052e+02	6,3986e+02	7,0809e+02	6,5916e+02	6,4347e+02
Cl*	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Si*	2,330e+00	4,660e+00	6,373e+00	6,373e+00	6,375e+00	2,330e+00	4,660e+00	6,353e+00	6,336e+00	6,331e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>										
PCO <sub>2</sub>	2,1013e-02	2,0603e-02	1,9749e-02	1,8027e-02	1,4565e-02	2,1013e-02	9,7514e-02	1,7769e-01	5,2093e-01	6,8517e-01
PO <sub>2</sub>	2,0628e-01	2,0636e-01	2,0654e-01	2,0690e-01	2,0762e-01	2,0628e-01	1,9016e-01	1,7326e-01	1,0094e-01	6,6335e-02
PN <sub>2</sub>	7,7271e-01	7,7303e-01	7,7371e-01	7,7507e-01	7,7781e-01	7,7271e-01	7,1233e-01	6,4904e-01	3,7813e-01	2,4850e-01
<b>Минеральная фаза, %</b>	Кальцит 99,55; каолинит 0,27; гетит 0,18	Кальцит 99,67; каолинит 0,19; гетит 0,13; ангидрит 0,00	Кальцит 64,31; каолинит 0,11; гетит 0,8; ангидрит 35,27; кварц 0,24	Кальцит 51,74; каолинит 0,09; гетит 0,06; ангидрит 47,74; кварц 0,38	Кальцит 47,41; каолинит 0,08; гетит 0,05; ангидрит 52,04; кварц 0,43	Кальцит 99,55; каолинит 0,27; гетит 0,18	Кальцит 99,57; каолинит 0,26; гетит 0,18; ангидрит 0,00	Кальцит 57,01; каолинит 0,12; гетит 0,08; ангидрит 42,53; кварц 0,26	Кальцит 45,20; каолинит 0,09; гетит 0,06; ангидрит 54,24; кварц 0,41	Кальцит 43,83; каолинит 0,08; гетит 0,05; ангидрит 55,59; кварц 0,44

**Таблица 5.51. Химический состав каменной соли Донецкого бассейна, %**

Проба	NaCl	H <sub>2</sub> O	CaSO <sub>4</sub>	CaCl <sub>2</sub>	MgCl <sub>2</sub>
1	96,5	0,3	2,2	0,2	0,2
2	96,4	0,4	2,1	0,2	0,2
3	97,3	0,1	2,1	0,1	0,1
4	99,0	0,6	0,1	0,1	0,2
5	98,3	0,5	0,9	0,1	0,2
6	97,6	0,6	1,1	0,1	0,2
7	98,8	0,2	0,5	0,1	0,2
8	97,6	0,9	1,0	0,1	0,2
9	97,5	0,8	1,0	0,1	0,1
Среднее	97,67	0,49	1,22	1,22	0,18

Таким образом, показано, что растворение карбонатных, сульфатных и хлоридных солей идет по механизму приповерхностных реакций (конгруэнтно) и зависит, по всей видимости, от скорости движения подземных вод.

В разд. 5.2 показано, что в природно-техногенных структурах Кизеловского бассейна формируются весьма кислые и кислые воды, значения рН среды находятся в пределах 2,7–3,8. Минерализация вод изменяется от 0,385 до 24,06 г/дм<sup>3</sup>. Состав этих вод главным образом сульфатный железистый, но встречаются некоторые вариации, выражающиеся в появлении сульфатных кальциево-железистых или натриево-железистых вод. Согласно систематизации (см. табл. 5.21), воды техногенного комплекса шахт Кизеловского бассейна относятся к IV классу, SO<sub>4</sub>-Na, SO<sub>4</sub>-Al, SO<sub>4</sub>-Fe, SO<sub>4</sub>-Mg типам. С целью определения генезиса выделенных типов вод выполнено имитационное моделирование системы «вода–порода» для условий природно-техногенных структур Кизеловского бассейна.

В строении литологического разреза Кизелбасса принимают участие угли, аргиллиты, алевролиты, песчаники, известняки и доломиты. В ходе калибровки имитационной модели, приближения ее к реальным природным условиям, установлено, что в формировании состава подземных вод техногенного комплекса принимают участие следующие водовмещающие комплексы, находящиеся в определенных пропорциях: уголь – 55 %, аргиллит – 5 %, алевролит – 15 %, песчаники – 6 %, известняки – 8 %, доломиты – 2 %, импрегнированные пиритом в количестве до 9 %. Именно в этих пропорциях в последующем и выполнялось моделирование Т/Ж-соотношений.

Таблица 5.52. Результаты моделирования процессов в системе «каменная соль–вода»

Параметры	Система, закрытая по CO <sub>2</sub> и атмосферному газу					Система, открытая по CO <sub>2</sub> (CO <sub>2</sub> = 0,06–1,00 кг/ 1 кг H <sub>2</sub> O)				
	Номер шага									
	1 1 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	2 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	3 4 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	4 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	5 16 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	1 1 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	2 2 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	3 4 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	4 8 г п./1 кг H <sub>2</sub> O	5 16 г п./1 кг H <sub>2</sub> O
<b>Водный раствор, мг/1 кг H<sub>2</sub>O</b>										
TDS	1054,84	2859,77	8165,87	16304,46	30127,84	1054,84	3565,54	8509,09	17382,16	34048,36
pH	3,80	1,95	1,27	1,00	0,81	3,80	1,73	1,27	1,00	0,73
Eh, В	0,9919	1,1012	1,1413	1,1574	1,1693	0,9919	1,1136	1,1402	1,1528	1,1660
Ca*	1,562e+00	3,125e+00	6,256e+00	1,253e+01	2,510e+01	1,562e+00	3,126e+00	6,257e+00	1,253e+01	2,513e+01
Ca <sup>+2</sup>	1,5519e+00	3,0942e+00	6,1602e+00	1,2224e+01	2,4073e+01	1,5519e+00	3,0955e+00	6,1609e+00	1,2226e+01	2,4123e+01
Na*	3,896e+02	7,794e+02	1,560e+03	3,124e+03	6,259e+03	3,896e+02	7,796e+02	1,560e+03	3,125e+03	6,267e+03
Na <sup>+</sup>	3,8465e+02	4,6792e+02	6,2958e-03	–	9,1966e+02	3,8465e+02	2,6560e+02	5,4361e-04	–	–
Mg*	2,991e-01	5,984e-01	1,198e+00	2,399e+00	4,806e+00	2,991e-01	5,985e-01	1,198e+00	2,400e+00	4,812e+00
Mg <sup>+2</sup>	2,9684e-01	5,9098e-01	1,1734e+00	2,3209e+00	4,5509e+00	2,9684e-01	5,9108e-01	1,1735e+00	2,3215e+00	4,5600e+00
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,4658e-01	2,0273e-03	3,2313e-04	6,9027e-05	–	1,4658e-01	5,8071e-03	3,1927e-03	6,4441e-03	4,7799e-03
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2,7628e+00	3,4139e+00	2,7756e+00	3,4537e+00	4,6451e+00	2,7628e+00	2,7133e+00	2,7570e+00	3,4547e+00	3,8679e+00
Cl*	6,023e+02	1,205e+03	2,412e+03	4,830e+03	9,676e+03	6,023e+02	1,205e+03	2,412e+03	4,8310e+03	9,687e+03
Cl <sup>-</sup>	6,0098e+02	1,2019e+03	2,4119e+03	4,8295e+03	9,6415e+03	6,0098e+02	1,2034e+03	2,4121e+03	4,8310e+03	9,6857e+03
Si*	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
<b>Газовые параметры, бар</b>										
PCO <sub>2</sub>	2,1601e-02	2,0380e-02	1,5355e-02	9,0112e-03	5,7961e-41	2,1601e-02	9,6785e-02	1,7481e-01	5,1895e-01	6,8339e-01
PO <sub>2</sub>	2,0615e-01	2,0641e-01	2,0747e-01	2,0881e-01	2,1071e-01	2,0615e-01	1,9031e-01	1,7387e-01	1,0136e-01	6,6713e-01
PN <sub>2</sub>	7,7225e-01	7,7321e-01	7,7718e-01	7,8218e-01	7,8929e-01	7,7225e-01	7,1290e-01	6,5161e-01	3,7969e-01	2,4989e-01
<b>Минеральная фаза, %</b>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–



Система «вода–порода» охарактеризована матрицей из 17 независимых компонентов (C, Ca, K, Na, P, S, Al, Fe, Mg, Mn, Si, Ti, N, Cl, H, O, e) и 231 зависимого компонента, в число которых входило 39 компонентов минеральной фазы и 12 зависимых компонентов газовой фазы. Использовались термодинамические свойства минералов, газов и компонентов водного раствора, представленные в следующих адаптированных к Селектор-Windows базах данных: a\_Shock [Haas et al., 1981; Shock, 1995; Shock, Helgeson, 1988; Shock, Koretsky, 1995; Shock et al., 1992; 1997], g\_Reid [Рид и др., 1982], s\_dump, s\_Robie Hemingway [Robie, Hemingway, 1995], b\_Sidorov, s\_Yokokawa [Yokokawa, 1988].

Результаты моделирования показали, что в природно-техногенных структурах шахт Кизеловского бассейна формируются кислые воды, с ростом минерализации которых в водной фазе происходит последовательное накопление концентраций кальция, натрия и магния, а также сульфатов и хлора. Установлено формирование вод  $SO_4$ -Ca типа (рис. 5.30, табл. 5.53).

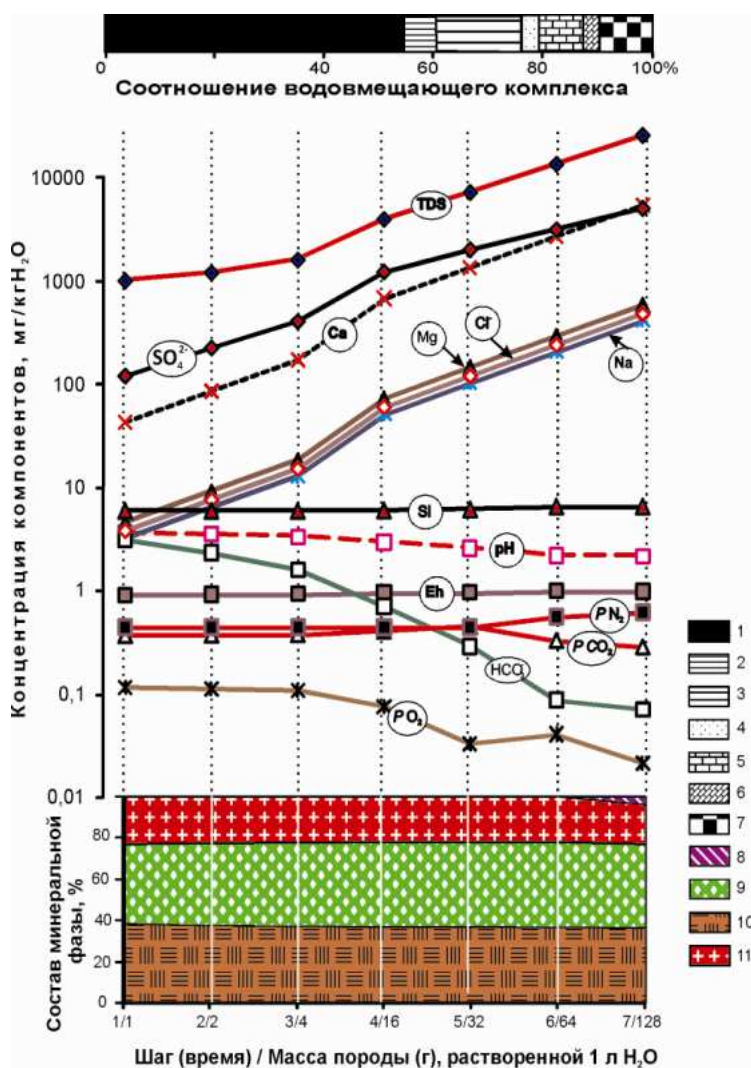


Рис. 5.30. Результаты моделирования эволюции системы «порода–вода» в Кизеловском бассейне. 1–7 – водовмещающий комплекс: 1 – уголь, 2 – аргиллит, 3 – алевролит, 4 – песчаник, 5 – известняк, 6 – доломит, 7 – пирит; 8–11 – формирующиеся минеральные фазы: 8 – ярозит, 9 – кварц, 10 – монтмориллонит, 11 – гетит

Таблица 5.53. Результаты моделирования процессов в системе «порода–вода» Кизеловского бассейна

Параметры	Номер шага							
	1	2	3	4	5	6		7
	1 г п./л кгН <sub>2</sub> О	2 г п./л кгН <sub>2</sub> О	4 г п./л кгН <sub>2</sub> О	16 г п./л кгН <sub>2</sub> О	32 г п./л кгН <sub>2</sub> О	64 г п./л кгН <sub>2</sub> О	64 г п./л кгН <sub>2</sub> О + атмосфер. газы	128 г п./л кгН <sub>2</sub> О
<b>Водный раствор, мг/кгН<sub>2</sub>О</b>								
TDS	1108,46	1323,39	1754,19	4345,56	7923,33	6199,51	14849,05	28257,31
pH	3,94	3,81	3,63	3,23	2,80	6,63	2,40	2,37
Eh, В	0,9804	0,9879	0,9981	1,0194	1,0398	-0,2120	1,0647	1,0627
Ca*	4,627e+01	9,255e+01	1,851e+02	7,405e+02	1,481e+03	1,041e+02	2,964e+03	5,931e+03
Ca <sup>+2</sup>	4,0613e+01	7,4767e+01	1,3289e+02	3,7606e+02	6,1947e+02	4,6199e-01	1,0210e+03	1,6040e+03
Na*	3,520e+00	7,040e+00	1,408e+01	5,633e+01	1,127e+02	2,288e+02	2,254e+02	4,512e+02
Na <sup>+</sup>	3,4951e+00	6,9522e+00	1,3778e+01	5,2574e+01	6,0893e+01	6,2664e-04	4,2527e-01	2,6300e-06
Mg*	4,927e+00	9,854e+00	1,971e+01	7,884e+01	1,577e+02	3,202e+02	3,155e+02	6,315e+02
Mg <sup>+2</sup>	4,9114e+00	9,8142e+00	1,9596e+01	7,7826e+01	1,5479e+02	1,9071e+02	3,0731e+02	6,0743e+02
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3,3504e+00	2,5269e+00	1,7230e+00	7,6299e-01	3,1365e-01	2,3528e+03	9,4058e-02	7,6427e-02
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	1,2917e+02	2,4175e+02	4,3997e+02	1,3382e+03	2,2038e+03	1,1084e-06	3,4353e+03	5,5625e+03
Cl*	4,093e+00	8,187e+00	1,637e+01	6,550e+01	1,310e+02	2,661e+02	2,622e+02	5,247e+02
Cl <sup>-</sup>	4,0907e+00	8,1774e+00	1,6341e+01	6,5137e+01	1,2985e+02	2,6508e+02	2,5840e+02	5,1252e+02
Si*	6,426e+00	6,430e+00	6,440e+00	6,482e+00	6,645e+00	6,338e+00	7,058e+00	7,056e+00
<b>Газовые параметры, бар</b>								
PCO <sub>2</sub>	3,9851e-01	4,0128e-01	4,0684e-01	4,4026e-01	4,8500e-01	5,1838e-01	3,5712e-01	3,1081e-01
PO <sub>2</sub>	1,2446e-01	1,2160e-01	1,1587e-01	8,1391e-02	3,5189e-02	1,0000e-70	4,3928e-02	2,3059e-02
PN <sub>2</sub>	4,7703e-01	4,7712e-01	4,7729e-01	4,7835e-01	4,7982e-01	4,5932e-01	5,9896e-01	6,6613e-01
<b>Минеральная фаза, %</b>	Монтмориллонит 37,85; кварц 38,72; гетит 23,42	Монтмориллонит 37,06; кварц 40,00; гетит 22,93	Монтмориллонит 36,68; кварц 40,62; гетит 22,70	Монтмориллонит 36,40; кварц 41,08; гетит 22,52	Монтмориллонит 36,36; кварц 41,15; гетит 22,49	Монтмориллонит 25,75; пирит 19,00; родохрозит 0,10; сидерит 2,43; кальцит 23,53; кварц 29,20	Монтмориллонит 36,33; кварц 41,19; гетит 22,48	Монтмориллонит 35,85; кварц 40,68; гетит 20,71; ярозит 2,77

**Примечание.** Колонка коричневого цвета – результаты моделирования системы в анаэробных условиях.

Как указывалось выше, в природных условиях Кизеловского бассейна концентрации железа, алюминия и других металлов достигают столь больших величин, что они часто замещают ионы кальция, натрия и магния в формуле ионного состава воды и образуют воды  $SO_4$ -Al и  $SO_4$ -Fe типов. В модельной системе эти компоненты связаны минеральной фазой и высажены в виде гетита, ярозита и монтмориillonита (см. рис. 5.30, табл. 5.53).

На примере соотношения масс Т/Ж = 0,064 (шаг б), показано, что в анаэробной среде кислые  $SO_4$ -Ca воды становятся нейтральными  $HCO_3$ -Mg. Пирит не окисляется, появляются вторичные карбонатные минеральные фазы – родохрозит, сидерит и кальцит (см. табл. 5.53).

На основании полученных результатов физико-химического моделирования показано, что смещение величины рН вод в кислотную область происходит тогда, когда масштабы формирования  $CO_2$  начинают превышать количество образующейся щелочности, а рост  $PCO_2$  в растворе вызывает увеличение концентрации водородного иона и приводит к образованию  $H_2CO_3$  (табл. 5.54).

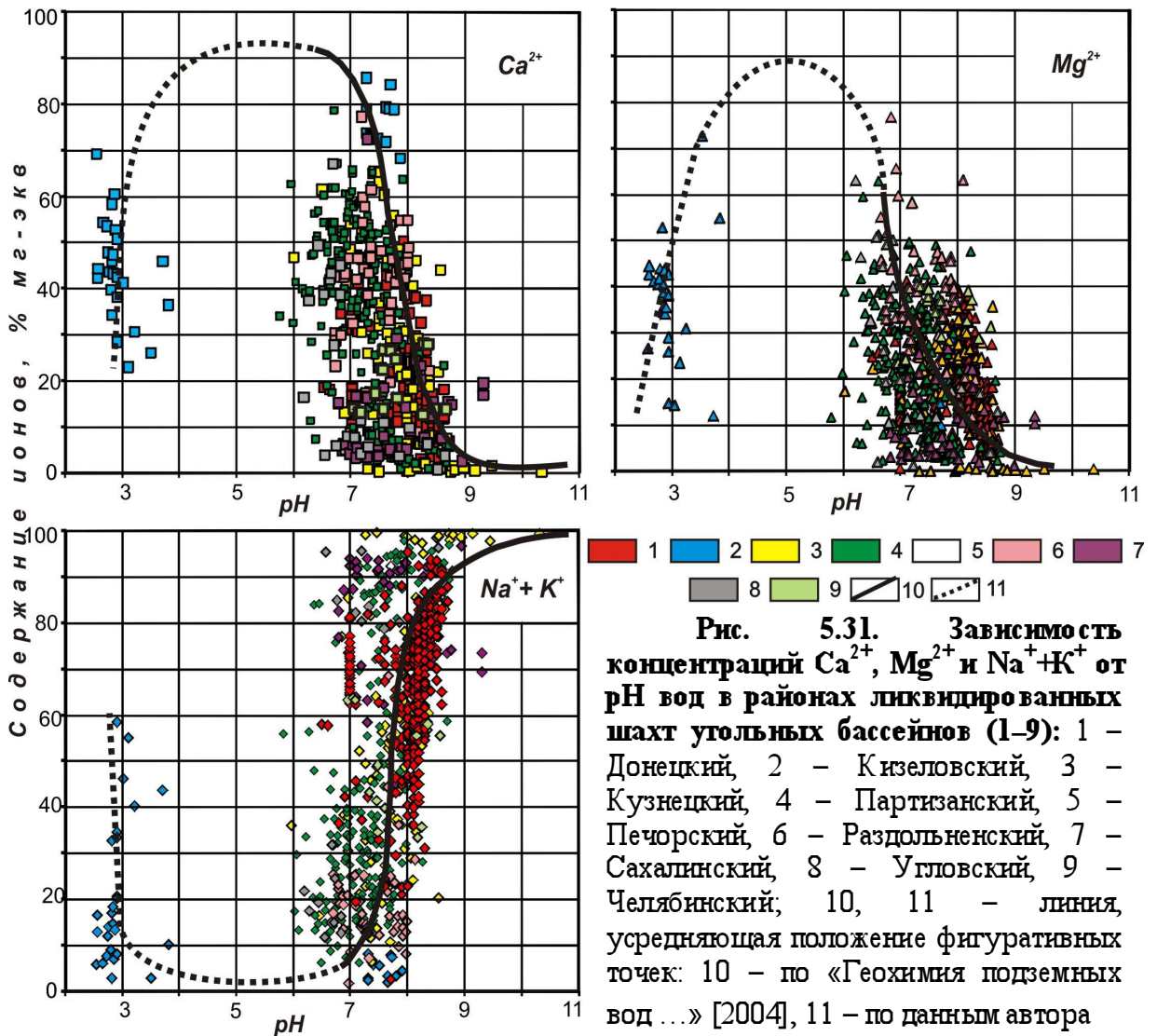
**Таблица 5.54. Зависимость рН от содержания угольной кислоты и её производных**

Форма	рН							
	2***	3***	4***	6**	7**	8**	9*	10**
$H_2CO_3$	6,65e+02	1,05e+03	8,73e+02	1,77e+03	4,50e+01	8,18e-01	1,87e-01	1,57e-05
$HCO_3^-$	7,64e-02	3,14e-01	3,35e+00	1,00e+03	2,39e+02	5,51e+01	2,88e+01	6,41e-02
$CO_3^{2-}$	1,17e-09	1,20e-08	1,47e-06	7,63e-02	1,49e-01	4,84e+01	5,62e-01	3,27e-02
$CO_2$	4,14e+01	5,94e+01	5,03e+01	8,23e+01	3,10e+00	6,00e-02	1,00e-02	0,00
$H^+$	5,02e+00	1,77e+00	1,19e-01	9,72e-04	8,81e-05	7,88e-06	3,52e-06	1,23e-07
$PCO_2$	3,11e-01	4,85e-01	3,99e-01	7,53e-01	2,05e-02	3,75e-04	8,78e-05	7,20e-09

**Примечание.** Системы: \* – «доломиты–вода»; \*\* – «известняк–вода»; \*\*\* – «вода–порода» Кизелбасса.

Воды с рН = 2–4 преимущественно имеют смешанный катионный состав. В диапазоне рН = 4–6 они приобретают кальциевый (магниево-кальциевый) состав, а при рН > 8,0 становятся натриевыми (рис. 5.31).

Детальное рассмотрение с позиции межрегионального распространения выделенных типов (классов) подземных вод, установление особенностей распространения в них ионов и комплексных соединений позволило определить условия их формирования и интерполировать иногда ясные, иногда трудноуловимые соответствия между составом воды и составом вмещающих пород.



Показано, что состав вод техногенных комплексов находится в тесной зависимости от особенностей геологического строения осадочных бассейнов и прежде всего строго коррелируется с наличием в надугольной и угольной толщах определенных геологических формаций. Вялое проявление колебательных движений и преобладание морской седиментации на европейской части Восточно-Европейской платформы по сравнению с более интенсивными восходяще-нисходящими движениями в более восточных областях обусловило наличие в литологическом составе толщ карбонатных, хлоридных и сульфатных пород на западной части территории и терригенно-вулканогенный состав пород в бассейнах восточного направления.

В Донецком, Кизеловском и Челябинском бассейнах вещественный состав пород надугольной толщи характеризуется чередующимися фациями различной солености – морскими, соленосными и пресноводными. Для Печорского бассейна характерны

однородные морские, а для Кузнецкого, Раздольненского, Партизанского, Угловского и Сахалинского бассейнов – пресноводные фации (табл. 5.55).

**Таблица 5.55. Типизации бассейнов по вещественному составу водовмещающих пород**

Бассейн	Тип угленосных формаций по вещественному составу и характеру угленосности [Критерии прогнозной оценки ..., 1986; Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 1, 2006]	По принадлежности водовмещающих пород надугольной толщи к литологической фации [Пиннекер, 1977, с. 141]
Донецкий	Карбонатно-терригенный высокоугленосный	Нормальной солености – <b>морские</b> (карбонатные породы: мергели, известняки, доломиты); низкой солености – <b>пресноводные</b> (песчано-глинистые отложения); иногда высокой солености – <b>соленосные</b> (галогенные толщи, или формации: гипсы, ангидриты, каменная соль, сильвин, карналлит и т.п.)
Кизеловский	Терригенно-карбонатный слабоугленосный	Нормальной солености – <b>морские</b> (карбонатные породы: мергели, известняки, доломиты)
Печорский	Терригенный высокоугленосный	То же
Челябинский	Вулканогенно-терригенный среднеугленосный	Нормальной солености – <b>морские</b> (мергели, известняки, доломиты); низкой солености – <b>пресноводные</b> (песчано-глинистые отложения)
Кузнецкий	Вулканогенно-терригенный высокоугленосный	Низкой солености – <b>пресноводные</b> (песчано-глинистые отложения)
Партизанский, Угловский	Вулканогенно-терригенный среднеугленосный	То же
Раздольненский		- // -
Сахалинский		- // -

Установлена зависимость состава подземных вод техногенных комплексов от стратиграфических позиций размещения природно-техногенных структур относительно горизонтов гипсоносных, карбонатных и соленосных отложений (рис. 5.32). Показано, что природно-техногенные гидрогеологические структуры в *Донецком бассейне (С)* расположены в толще осадков, представленной полициклическими и полифациальными песчано-глинистыми отложениями, чередующимися с пластами углей и известняков карбонового возраста, с прослоями доломитов, известняков, ангидрита, гипса и каменной

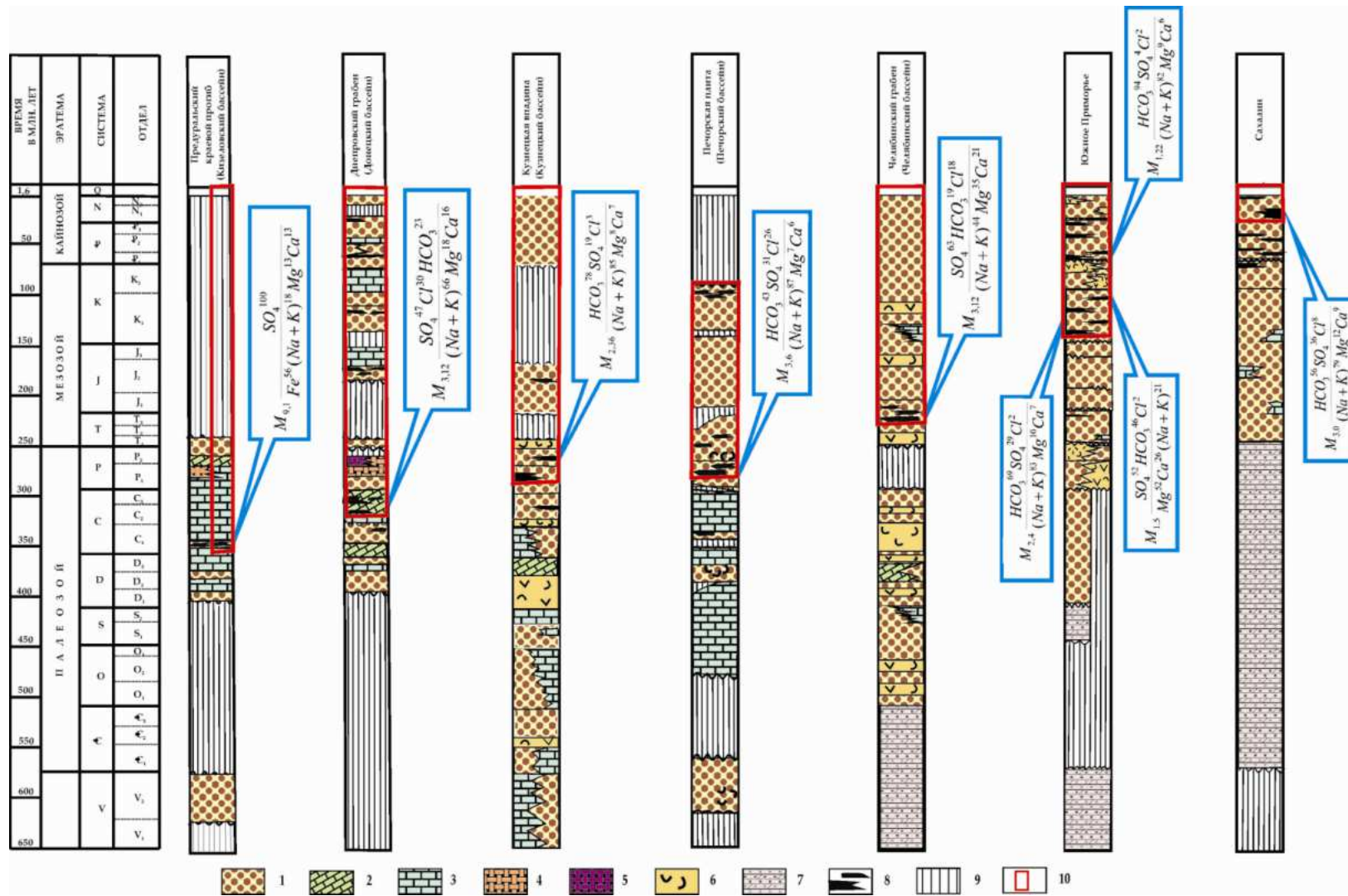
соли перми. Вышезалегающие водовмещающие породы мезозоя и кайнозоя представлены песчаниками и глинами триаса, глинами, алевролитами и песчаниками юры с прослоями бурых углей, каолиновыми песками, рыхлыми песчаниками и углистыми глинами мела, глинами и песками с прослоями известняков и бурых углей палеогена (см. рис. 5.32). Воды техногенного комплекса, формирующиеся в природно-техногенных структурах Донецкого бассейна, относятся к гидрокарбонатному (I), сульфатному (IIa, IIб) и хлоридному (IIIa) классам (см. табл. 5.21). Повышенные концентрации сульфатов и хлоридов в водах обуславливаются растворением соленосных и гипсоносных отложений перми, расположенных выше промышленно-угленосной зоны.

На состав вод техногенного комплекса в *Кизеловском бассейне (С)* влияют терригенные и карбонатно-терригенные породы, представленные известняками и доломитами пермского возраста, песчаниками, алевролитами и аргиллитами (см. рис. 5.32), но, как установлено выше (результаты физико-химического моделирования), определяющую роль в формировании состава подземных вод сульфатного класса (IV) техногенного комплекса Кизеловского бассейна играют угли, обогащенные (до 9 %) сульфидами.

В *Челябинском бассейне (Т-У)* состав подземных вод техногенного комплекса гидрокарбонатного и сульфатного (IIa и IIб) классов (см. табл. 5.21) определяется мезозойским комплексом осадочных (терригенных и терригенно-карбонатных) и вулканогенно-осадочных пород (см. рис. 5.32).

Природно-техногенные гидрогеологические структуры в *Печорском бассейне (Р)* расположены в толще терригенных осадков, охватывающей диапазон от мела до верхней перми, в которой преобладают алевро-глинистые породы, спорадически встречаются прослои и линзы песков и песчаников (см. рис. 5.32). Карбонатные породы, имеющиеся в районе Печорской плиты, залегают ниже границ контура природно-техногенной структуры и на состав вод техногенного комплекса влияния не оказывают. Формирующиеся в природно-техногенных структурах шахт Печорского бассейна воды по химическому составу относятся к гидрокарбонатному классу (I).

Природно-техногенные структуры шахт *Кузнецкого бассейна (Р)* расположены в терригенно-угленосной толще перми, терригенных и туфогенных породах триаса, весьма ограниченных песчано-глинистых отложениях юры, палеогена и неогена (см. рис. 5.32). Здесь формируются воды гидрокарбонатного (I) и сульфатного (IIa) классов. Карбонатные породы в Кузнецком бассейне расположены стратиграфически ниже зоны промышленной угленосности (границ контура природно-техногенной структуры) и не участвуют в формировании химического состава вод техногенного комплекса.



**Рис. 5.32. Схема стратиграфических позиций природно-техногенных гидрогеологических структур и типовых составов подземных вод техногенных комплексов** (составлена с использованием материалов: «Геология и полезные ископаемые России. Т. 1, кн. 1» [2006]; «Геология угольных месторождений СССР» [1990]): 1–6 – группы геологических формаций: 1 – терригенных, 2 – карбонатно-терригенных, 3 – терригенно-карбонатных, 4 – соленосных, 5 – сульфатсодержащих, 6 – осадочно-вулканогенных; 7–9 – прочие обозначения: 7 – кристаллические сланцы, филлиты, прослои и линзы кварцитов и мраморов, 8 – угленосность, 9 – перерыв в осадконакоплении, 10 – контур потенциального расположения природно-техногенной структуры

Состав вод техногенного комплекса ликвидированных шахт угольных бассейнов Приморья и Сахалина (К-Н) также обусловлен расположением природно-техногенных структур в породах терригенно-вулканогенной формации (см. рис. 5.32). Для территории характерна смена литологических типов пород от терригенных полимиктовых в мезозоидах через туфогенные в ранних кайнозоидах к вулканогенно-осадочным в поздних кайнозоидах. По химическому составу подземные воды, формирующиеся в природно-техногенных структурах шахт Приморья и Сахалина, относятся к гидрокарбонатному (I) и сульфатному (IIa и IIб) (в Раздольненском бассейне) классам (см. табл. 5.21).

Изучение особенностей образования ионного состава подземных вод техногенного комплекса в зависимости от формационной принадлежности пород надугольной толщи (табл. 5.56) позволило установить следующее:

- формирование I  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ , I  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ , IIa  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ , IIa  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ , IIa  $\text{SO}_4\text{-Mg}$  вод происходит исключительно при incongruentном растворении минералов вулканогенно-терригенных водовмещающих пород пресноводных фаций;

**Таблица 5.56. Закономерности формирования катионного состава подземных вод техногенного комплекса в зависимости от формационной принадлежности пород надугольной толщи**

Иноконгруэнтное растворение минералов терригенных пород	Конгруэнтное растворение минералов карбонатных, сульфатных и хлоридных пород
<b>I класс (гидрокарбонатный)</b>	
$\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ( $M = 668,0\text{--}1069,2$ мг/дм <sup>3</sup> )	–
$\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ( $M = 986,29\text{--}1351,48$ мг/дм <sup>3</sup> )	–
$\text{HCO}_3\text{-Na}$ ( $M = 1216,2\text{--}$ больше 2268,0 мг/дм <sup>3</sup> )	$\text{HCO}_3\text{-Na}$ ( $M = 2364,1$ мг/дм <sup>3</sup> )
$\text{SO}_4\text{-Na}$ ( $M = 3771,4\text{--}7151,0$ мг/дм <sup>3</sup> )	$\text{SO}_4\text{-Na}$ ( $M = 2651,4\text{--}3434,0$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{Cl-Na}$ ( $M = 4685,37$ мг/дм <sup>3</sup> )
<b>II класс (сульфатный)</b>	
<i>Магниева группа</i>	
$\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ( $M = 1052,0$ мг/дм <sup>3</sup> )	–
$\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ( $M = 912,0\text{--}1790,7$ мг/дм <sup>3</sup> )	–
$\text{SO}_4\text{-Mg}$ ( $M = 1945,8$ мг/дм <sup>3</sup> )	–
–	$\text{SO}_4\text{-Na}$ ( $M = 2539,8\text{--}2864,5$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{Cl-Na}$ ( $M = 4335,4$ мг/дм <sup>3</sup> )
<i>Кальциевая группа</i>	
$\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ( $M = 1340,2$ мг/дм <sup>3</sup> )	$\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ( $M = 924,0$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{HCO}_3\text{-Na}$ ( $M = 764,0$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{SO}_4\text{-Ca}$ ( $M = 2220,1$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{SO}_4\text{-Mg}$ ( $M = 2819,6\text{--}3419,3$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{SO}_4\text{-Na}$ ( $M = 3306,8\text{--}3592,2$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{Cl-Na}$ ( $M = 5081,4$ мг/дм <sup>3</sup> )
<b>III класс (хлоридный)</b>	
<i>Магниева группа</i>	
–	$\text{SO}_4\text{-Ca}$ ( $M = 1980,7$ мг/дм <sup>3</sup> )
–	$\text{Cl-Na}$ ( $M = 4516,0$ мг/дм <sup>3</sup> )



- образование IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ , IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , I, IIa, IIб и IIIa  $\text{Cl-Na}$  вод осуществляется в результате конгруэнтного растворения сульфатных и хлоридных пород, в парагенезисе которых участвуют известняки и доломиты;
- формирование IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$  и IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$  вод происходит при растворении гипсо-карбонатных, преимущественно не соленосных толщ;
- воды I  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ , I  $\text{SO}_4\text{-Na}$  и IIб  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$  типов могут формироваться как при конгруэнтном, так и при инконгруэнтном растворении породообразующих минералов (см. табл. 5.56).

Таким образом, показано, что особенности геохимии подземных вод районов ликвидированных угольных шахт носят преимущественно естественно-природный характер. Выделенные типы вод (I  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; I  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; I, IIa, IIб и IIIa  $\text{Cl-Na}$ ) характеризуют условия и процессы их формирования в природно-техногенных структурах, являются региональными маркерами формационной принадлежности водовмещающих пород и могут использоваться при гидрохимическом прогнозе последствий затопления угольных шахт.

На основании обобщения совокупности признаков вещественного состава и пространственного размещения водовмещающих пород, выделения классов, групп и типов подземных вод составлена схема многоступенчатой систематики факторов формирования состава подземных вод рассматриваемых угольных бассейнов (рис. 5.33). Схема демонстрирует зависимость состава вод от геологической истории развития территории и свидетельствует о повышении степени его разнообразия от молодых осадочных бассейнов к более древним. Она позволяет с позиции межрегионального распространения типов подземных вод выявить закономерности сходства и отличия их химического состава, создать основу для построения различных генетических моделей-сценариев изменения состава подземных вод в том или ином регионе и целенаправленно, еще на предпроектной стадии, планировать управление природно-техногенными гидрогеохимическими системами, минимизируя негативное воздействие на окружающую среду.

Предложенный подход – лишь иллюстрация возможностей, но в целом, по мнению автора, он перспективен и может расширить методологию исследований при изучении и прогнозировании региональных закономерностей формирования химического состава подземных вод в природно-техногенных структурах ликвидированных шахт угольных месторождений.



Таким образом, в результате анализа особенностей вариаций составов подземных вод, формирующихся в природно-техногенных структурах ликвидированных угольных шахт Донецкого, Кизеловского, Кузнецкого, Печорского, Челябинского, Партизанского, Раздольненского, Угловского и Сахалинского бассейнов, детального рассмотрения с позиции межрегионального распространения выделенных генетических классов, групп и типов подземных вод установлено следующее:

- Воды, образующиеся в рассматриваемых угольных бассейнах, характеризуются специфическими особенностями и параметрами химического состава. Закономерность изменения макросостава хорошо прослеживается по распределению гидрокарбонатных и сульфатных ионов. Подземным водам бассейнов, расположенных на западе России и в Украине, свойственна повышенная сульфатность. Бассейны, расположенные восточнее на территории России, характеризуются повышенными концентрациями гидрокарбонатов. Эта закономерность вод характерна как для природных, так и для техногенных водоносных комплексов.

- Состав вод техногенных комплексов находится в тесной зависимости от особенностей геологического строения осадочных бассейнов, стратиграфического расположения природно-техногенных структур и строго коррелируется с наличием в угольных и надугольных толщах морских, соленосных и пресноводных групп геологических формаций. Характерные формы компонентов в генетических классах, группах и типах вод – гидрокарбонатный (I), сульфатный (II), хлоридный (III) и кислый (IV) – позволяют судить о геохимической обстановке среды и, следовательно, о происходящих в ней процессах.

- Выделенные генетические типы вод (I  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; I  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ; IIa  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ ; IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ ; I, IIa, IIб и IIIa  $\text{Cl-Na}$ ) являются региональными маркерами формационной принадлежности водовмещающих пород, характеризуют условия и процессы формирования вод в природно-техногенных структурах и могут использоваться при мелкомасштабных гидрохимических и геологических построениях и гидрохимических прогнозах.

- Состояние неравновесности в растворах и преобразования химического состава подземных вод в природно-техногенных структурах шахт угольных бассейнов поддерживают главным образом физико-химические особенности таких элементов и соединений, как  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{H}_3\text{O}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$ . pH диапазон геохимической трансформации подземных вод определяется карбонатным равновесием и

устанавливает соотношение между концентрациями  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{Na}^+$  в подземных водах бассейнов.

- Появление сульфатов в водах угольных бассейнов, надугольная толща которых сложена алюмосиликатными терригенными или вулканогенно-терригенными породами, связано с сернистостью углей, однако процессы десульфатизации способствуют формированию в этих породах преимущественно гидрокарбонатных вод. Источником сульфатного типа вод в бассейнах, надугольная толща которых сложена морскими карбонатно-терригенными породами, являются преимущественно сульфатные минералы осадочных пород (гипс, ангидрит и др.). Формирование вод гидрокарбонатного класса, также имеет литогенную природу. Воды хлоридного класса в природно-техногенных структурах формируются в результате растворения соленосных (галит) и карбонатных (известняк, доломит) отложений. Кислые воды в рассматриваемых бассейнах образуются в условиях, когда масштабы формирования  $\text{CO}_2$  начинают превышать количество образующейся щелочности, что приводит к увеличению в растворе парциального давления  $\text{PCO}_2$  и вызывает рост концентрации водородного иона.

- Растворение сульфатных, хлоридных и карбонатных солей идет конгруэнтно, по механизму приповерхностных реакций, и зависит от скорости движения подземных вод, а процессы инконгруэнтного выщелачивания плохо растворимых силикатов определяются главным образом количеством задействованной в процессе растворения породы (соотношением масс Т/Ж), т.е. площадью сформировавшейся природно-техногенной структуры.

На основании выше изложенного материала сформулировано **третье защищаемое положение:**

**Формирование геохимических типов подземных вод в природно-техногенных структурах зависит от состава пород осадочных бассейнов и, в первую очередь, от наличия в угольных и надугольных толщах морских, соленосных и пресноводных групп геологических формаций, которые определяют направленность процессов растворения в системе «вода–порода».**

## ГЛАВА 6. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОГЕННОГО ВОДОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Как показано в предыдущих главах, затопление угольных шахт приводит к преобразованиям состава природных подземных вод и к формированию вод новых типов, которые уместно называть техногенными, подчеркивая, что своей генетической спецификой они демонстрируют разнообразие гипергенных процессов.

Современные объемы и площади распространения вод техногенного типа в районах ликвидированных угольных шахт позволяют приравнять процессы, происходящие в природно-техногенных структурах, к процессам современной геологической деятельности подземных вод. В зависимости от региональных особенностей размещения природно-техногенных структур формируются гидрогеохимические ареолы подземных вод с повышенными (относительно «Перечня ПДК и ОБУВ ...», 1997 г. и СанПиН 2.1.4.1074-01) содержаниями различных компонентов, обусловленными естественными геохимическими процессами, благоприятными для их миграции и накопления. В связи с этим представлялось весьма актуальным выполнить оценку воздействия вод техногенного комплекса шахт на безопасность водных бассейнов.

Состав подземных вод контролируется строго определенными геохимическими ситуациями. По утверждению многих исследователей [Посохов, 1972; Тютюнова, 1987; Крайнов, Закутин, 1991; Геохимия подземных вод ..., 2004; Кашик, Мазитов, 1992; Шварцева, 1998; и др.], все разнообразие химического состава подземных вод сводится к формированию их в определенных Eh и pH условиях, при которых набор компонентов, их миграционные формы и концентрации также детерминированы и соответственно термодинамически лимитированы (табл. 6.1).

Кислые кислородные с высокими значениями окислительно-восстановительного потенциала воды ( $pH < 5$ ;  $Eh > 400$  мВ), такие как в Кизеловском угольном бассейне, концентрируют следующие элементы: Be, Cd, Co, Li, Ni, Mn, Pb, Zn, B, Fe, Si, Al (см. табл. 5.9), а также могут накапливать Hg, Be, As, S, Cr (VI),  $NO_3^-$  и др. (см. табл. 6.1).

По данным Н.Г. Максимовича с соавторами [2006], в Кизеловском бассейне значительные концентрации железа (до  $5$  г/дм<sup>3</sup>) приводят к загрязнению рек на протяжении десятков километров. В руслах водотоков, испытывающих техногенное влияние, ежедневно формируется около 80 т донных осадков, представленных гидроксидами железа и алюминия, с высокими содержаниями Mn, Cu, Ni, Zn, Pb и Cd [Максимович и др., 2006].

Таблица 6.1. Геохимические типы загрязненных подземных вод [по: Крайнов, Закутны, 1991]

Геохимические типы загрязненных подземных вод	Элементы, концентрации которых могут превышать ПДК	Анионы – адденды, способствующие увеличению концентраций элементов
I. Кислые кислородные с высокими значениями окислительно-восстановительного потенциала $pH < 5$ ; $Eh > 400$ мВ	Катионогенные: Li, Hg, Bi, Be, Ba, Zn, Cu, Pb, Cd, Co, Ni, Fe, Mn; комплексообразователи: Ti, Nb; анионогенные: S, Se, Te, As, Sb, B, Si, Mo, Cr (VI), $NO_3^-$	$SO_4^{2-}$ , $F^-$ , $ФК^{2-}$ и другие анионы органических кислот
II. Щелочные с низкими положительными значениями окислительно-восстановительного потенциала $pH > 9$ ; $Eh > 250$ мВ	Катионогенные: Na, Li, K, $NH_4^+$ ; комплексообразователи: Zn, Cu, Pb, Ti, Nb; анионогенные: F, Mo, W, Si, B, P, Cr	$OH^-$ , $HCO_3^-$ , $CO_3^{2-}$ , $F^-$ , $NH_3$ , органические вещества
III. Околонейтральные кислородные с высокими значениями окислительно-восстановительного потенциала $pH 6-9$ ; $Eh > 250$ мВ	Катионогенные: Na, Sr, $B_2$ ; комплексообразователи: Zn, Cu, Pb, Cd, Be; анионогенные: S, Se, Te, Mo, As, Sb, Cr, $NO_3^-$	$SO_4^{2-}$ , $Cl^-$ , органические вещества
IV. Околонейтральные безкислородные – безсульфидные с низкими положительными значениями окислительно-восстановительного потенциала $pH 6-9$ ; $Eh 0-250$ мВ	Катионогенные: Fe, Mn, $NH_4^+$ , Ti; комплексообразователи: Zn, Cu, Pb, Be, Hg, Cd; анионогенные: S, As, Cr(III), P(III)	$Cl^-$ , $SO_4^{2-}$ , неокисленные органические вещества
V. Околонейтральные и щелочные с отрицательными значениями окислительно-восстановительного потенциала $pH > 6$ ; $Eh < 0$ мВ	Катионогенные: Na, $NH_4^+$ ; комплексообразователи: Cd, Fe; анионогенные: S, F, Se, Te, As (III), Sb(III)	$HS^-$ , $S^{2-}$ , $Cl^-$ , $CO_3^{2-}$ , $HCO_3^-$ , неокисленные органические вещества

Растворение и диффузионное рассоление пород карбонатных, сульфатных и галогенных формаций (см. гл. 5) способствуют концентрированию в водном растворе ионов  $Cl^-$ ,  $CO_3^{2-}$ ,  $HCO_3^-$  и  $SO_4^{2-}$ . При этом очевидно, что чем больше мощность карбонатных, сульфатных и галогенных горизонтов в надугольной толще, тем более опасными, с позиции экологического загрязнения, являются подземные воды техногенных комплексов природно-техногенных структур.

Близинейтральные воды с высокими значениями окислительно-восстановительного потенциала ( $pH = 6-9$ ;  $Eh > 250$  мВ) (бассейны Приморья и Сахалина, Кузбасса) концентрируют такие компоненты как: Na, S, Sr, Mg, Fe,  $NH_4^+$ , Pb,  $NO_3^-$ , As, Cd, Sr, Zn, Cu, Cr, Mn, F (см. гл. 4 и подразд. 5.2.1), а также Be, Sb, Se и др. (см. табл. 6.1).

Ниже, на примере затопленных угольных шахт Дальневосточного региона (Партизанский и Раздольненский бассейны Приморья, Сахалинский бассейн) выполнена оценка экологического влияния вод техногенного комплекса на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения, а также на поверхностные водотоки, имеющие важное рыбохозяйственное назначение.

С помощью программы Surfer 8 реализована интерполяция значений минерализации подземных вод для всех узлов регулярной двумерной сети и построены визуализированные цифровые модели гидрохимических полей для районов ликвидированных угольных шахт Приморья (рис. 6.1–6.6).

Построение цифровых моделей основано на методе Криге (Kriging). Этот метод вполне обоснованно отнесен к геостатистическим и представляет собой способ локальной интерполяции, согласно которому значение случайного параметра  $Z$  вычисляется как средневзвешенное известных значений  $Z_i$  в ближайших точках наблюдения:

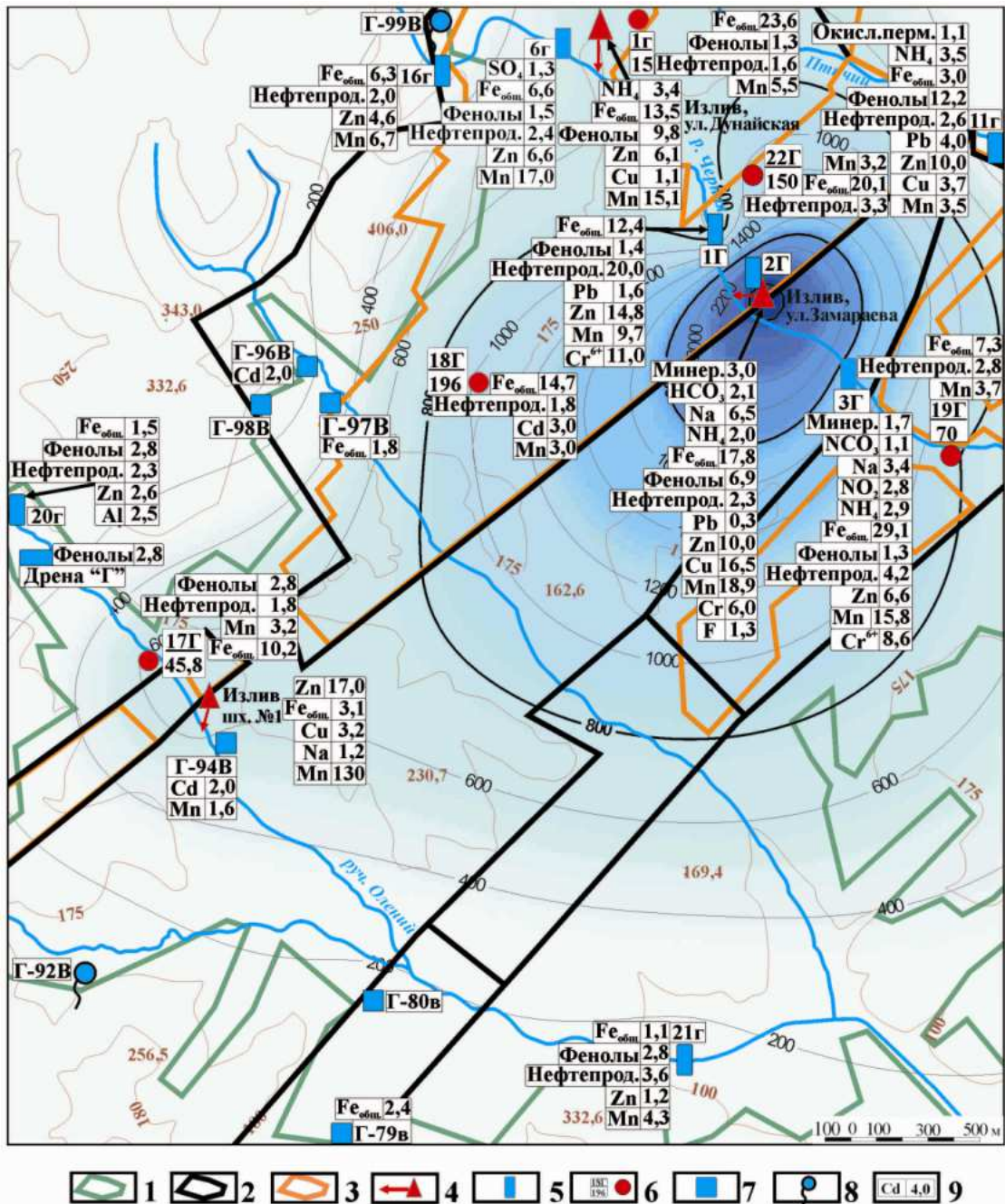
$$Z(x) = \sum_{i=1}^k w_i \cdot Z_i.$$
 Весовые коэффициенты определяются из эмпирической

полувариограммы, которая вычисляется по формуле:  $\gamma(h) = \frac{1}{2nh} \sum_{i=1}^{n-h} (Z_i(x) - Z_i(x+h))^2$ . В

этих обозначениях  $Z_i$  – принято, как значение поля параметра минерализации вод, взятое в точке  $i$ ;  $Z_i+h$  – значение, взятое через интервал  $h$ . Другими словами, выполнено определение суммы квадратов разностей между значениями поля параметра минерализации в паре точек, разделенных расстоянием  $h$ . Число точек равно  $n$ , так что число сравнений между парами точек есть  $n - h$ .

В природно-техногенной структуре шахты «Глубокая» (Партизанский бассейн) формируются воды, которые своим химическим составом инициируют очаг загрязнения. Они характеризуются повышенными, по сравнению с СанПиН 2.1.4.1074-01, концентрациями минерализации, а также  $\text{HCO}_3$ , Na, Fe, нефтепродуктов, Pb,  $\text{NH}_4$ , F и фенолов [Тарасенко, Зиньков, 2010]. Очаг загрязнения распространяется на воды *трещинного комплекса меловых отложений*, который в рассматриваемом районе характеризуется наблюдательными скважинами 1Г, 17Г, 18Г, 19Г и 22Г, глубиной от 45,8 до 196 м (рис. 6.1). Цифровая модель наглядно демонстрирует зону распространения вод техногенного комплекса. Показано, что воды меловых отложений в зоне влияния шахты имеют повышенную минерализацию (700–820 мг/дм<sup>3</sup>), а в их катионном составе доминируют ионы натрия (107–168 мг/дм<sup>3</sup>, при фоновом значении 9,4 мг/дм<sup>3</sup>). По анионному составу рассматриваемые воды гидрокарбонатные или хлоридно-

гидрокарбонатные (табл. 6.2), для них характерны высокие содержания  $Fe_{обш}$ , Mn, нефтепродуктов, а в некоторых пробах — фенолов и Cd (с.м. рис. 6.1).



**Рис. 6.1. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахты «Глубокая»: 1 – селитренная зона г. Партизанска; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – колодец; 8 – родник; 9 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах**

Изучение распространения зоны загрязнения по площади на глубину (с.м. рис. 6.1) свидетельствует о том, что водопрводящие трещины отработанного массива шахты «Глубокая» сформировалась до глубины ~ 45 м (скв. 17Г и 1Г), где фиксируется воздействие техногенных вод на водоносный комплекс меловых отложений.



**Таблица 6.2. Средний химический состав вод трещинного комплекса в районе шахты «Глубокая» (по результатам систематических наблюдений)**

Место отбора пробы	Формула солевого состава
Скв. 1Г	$M_{0,52} \frac{HCO_3^{74} Cl^{24} SO_4^{2}}{Ca^{43} Mg^{22} Na^8 Fe^4 K^1}$
Скв. 17Г	$M_{0,44} \frac{HCO_3^{90} Cl^{10}}{Na^{40} Mg^{33} Ca^4 Fe^2 K^1}$
Скв. 18Г	$M_{0,7} \frac{HCO_3^{77} Cl^{22} SO_4^1}{Na^{79} Ca^{10} Mg^7 Fe^3 K^1}$
Скв. 19Г	$M_{0,82} \frac{HCO_3^{75} CO_3^{17} Cl^7 SO_4^1}{Na^{41} Mg^{39} Ca^{18} Fe^1 K^1}$
Скв. 22Г	$M_{0,8} \frac{HCO_3^{54} Cl^{33} CO_3^{11}}{Na^{44} Mg^{25} Ca^7 Fe^3 K^1}$

Установившийся уровень подземных вод в районе шахты «Глубокая» находится на отметке +133,8 м. Воздействия техногенного водоносного комплекса на воды аллювиального горизонта, состав которых характеризуется результатами гидрохимического опробования дрены Г водозабора шахты № 1 и родника (Г-92в), в рассматриваемом районе не обнаружено (см. рис. 6.1). Воды в рассматриваемых точках весьма пресные (минерализация 44,0–112,0 мг/дм<sup>3</sup>), очень мягкие (жесткость 0,81–0,39 мг-экв/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные (рН = 6,5–7,5) и в целом соответствуют питьевым нормам. Зафиксированное повышенное содержание фенолов (2,8 ПДК) в водах дрены Г, при небольших концентрациях ионов Na<sup>+</sup>, свидетельствует о хозяйственно-бытовом загрязнении.

Мониторинговые обследования источников нецентрализованного водоснабжения (6 колодцев) свидетельствуют о том, что воды в большинстве колодцев не испытывают воздействия техногенного комплекса шахты «Глубокая». Они весьма пресные (минерализация 60–130 мг/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные (рН = 6,6–7), гидрокарбонатные кальциевые (табл. 6.3).

Однако в водах колодца, расположенного по ул. Зарудничная, 1Б (проба Г-94в), наблюдается воздействие техногенного комплекса (см. рис. 6.1). Химический тип воды в колодце гидрокарбонатный, кальциево-натриевый. Загрязнение, по всей видимости, происходит с поверхности, в результате инфильтрации вод, изливающихся на земную поверхность из шахты № 1.

В колодцах Г-96в (ул. Котовского, 28) и Г-97в (ул. Котовского, 22) установлено загрязнение вод нитрат-ионами (36 мг/дм<sup>3</sup> и 11,8 мг/дм<sup>3</sup> соответственно), очевидно, вследствие хозяйственно-бытовой деятельности.

**Таблица 6.3. Средний химический состав воды в колодцах (по результатам систематических наблюдений)**

№ пробы	Место отбора пробы	CO <sub>2</sub>	pH	Формула солевого состава
Г-98в	Колодец по ул. Сибирская, 25	20,8	7,0	M <sub>0,06</sub> $\frac{\text{HCO}_3 \text{ 60 SO}_4 \text{ 28 Cl 11}}{\text{Ca 48 Na 27 Mg 21 K 3}}$
Г-97в	Колодец по ул. Котовского, 22	31,2	7,0	M <sub>0,09</sub> $\frac{\text{HCO}_3 \text{ 50 SO}_4 \text{ 23 NO}_3 \text{ 16 Cl 11}}{\text{Ca 44 Na 29 Mg 19 K 7}}$
Г-96в	Колодец по ул. Котовского, 28	20,8	7,0	M <sub>0,12</sub> $\frac{\text{NO}_3 \text{ 37 HCO}_3 \text{ 23 SO}_4 \text{ 20 Cl 20}}{\text{Ca 45 Na 33 Mg 17 K 4}}$
Г-79в	Колодец по ул. Московская	20,8	6,8	M <sub>0,12</sub> $\frac{\text{HCO}_3 \text{ 74 Cl 22 SO}_4 \text{ 4}}{\text{Ca 60 Mg 23 (Na+K) 15 Fe 2}}$
Г-80в	Колодец по ул. Комсомольская	31,2	6,6	M <sub>0,13</sub> $\frac{\text{HCO}_3 \text{ 73 Cl 16 SO}_4 \text{ 11}}{\text{Ca 55 Mg 27 (Na+K) 18}}$
Г-94в	Колодец по ул. Зарудничная, 1Б	41,6	7,8	M <sub>0,55</sub> $\frac{\text{HCO}_3 \text{ 93 Cl 5 SO}_4 \text{ 1}}{\text{Na 70 Ca 20 Mg 9 K 1}}$

На пониженных участках (на отметках ниже +133,8 м) наблюдается выход вод техногенного комплекса на земную поверхность с расходом 20–30 м<sup>3</sup>/ч: по ул. Замаараева (абс. отм. 136,5 м), ул. Дунайская (абс. отм. 133 м) и в районе шахты № 1 (абс. отм. 132 м).

Воды с излива по ул. Замаараева имеют высокую минерализацию (3100 мг/дм<sup>3</sup>) и относятся к группе солоноватых. Предельно допустимые концентрации в них превышены по HCO<sub>3</sub> (1,7–2,4 ПДК), Na (6,4–6,7 ПДК), Fe<sub>общ</sub> (15,5–21,8 ПДК), Zn (1,4–17,7 ПДК), Cu (3,4–53,8 ПДК), Mn (8,5–49 ПДК), Cr<sup>6+</sup> (4,1–9,8 ПДК) и В (1,2–1,5 ПДК). Иногда отмечаются превышения ПДК по F, Pb, фенолам, нефтепродуктам, NH<sub>4</sub> и окисляемости.

Воды с излива по ул. Дунайская имеют более низкую минерализацию – 660–687 мг/дм<sup>3</sup>. В то же время для них характерны повышенные концентрации Fe<sub>общ</sub> (5,2–22,4 ПДК), Zn (1,4–17 ПДК) и Mn (12,7–16,9 ПДК). В отдельных пробах фиксировались повышенные содержания нитритов (1,4 ПДК), фенолов (24,7–4,1 ПДК), нефтепродуктов (2,3–3 ПДК), Pb (1,1–6,3 ПДК), Cr<sup>6+</sup> (2,9–3,7 ПДК) и Cd (3 ПДК).

Вода с излива шахты № 1 (проба Г-93в) по большинству параметров близка по качеству к водам, изливающимся по ул. Дунайская. Воды пресные (минерализация 687,0 мг/дм<sup>3</sup>), по водородному показателю нейтральные (pH = 7,45), мягкие, по химическому составу гидрокарбонатные натриевые. Превышения допустимых концентраций

характерны для  $Fe_{общ}$  (3,1 ПДК), Zn (17 ПДК), Cu (3,2 ПДК), Mn (130 ПДК) и Na (1,2 ПДК).

Изливающиеся на земную поверхность воды техногенного комплекса приводят к загрязнению *поверхностных водотоков*, которые в зоне влияния шахты «Глубокой» представлены ручьями Олений, Птичий и реками Черная и Постышевка (см. рис. 6.1).

Интерпретация данных мониторинговых исследований свидетельствует о том, что наибольшее воздействие со стороны шахты испытывает р. Черная. В верхнем течении на качество воды в ней оказывают влияние породные отвалы и излив по ул. Дунайская, а ниже по течению – излив вод техногенного комплекса по ул. Замаараева. Минерализация речной воды здесь (см. рис. 6.1, п.м. ЗГ) превышает ПДК в 1,7 раза, содержания  $НСО_3$  – в 1,1 раза, Na – в 3,4 раза,  $Fe_{общ}$  – в 29,1 раза, нефтепродуктов – в 4,2 раза, фенолов – в 1,3, Zn – в 6,6, Mn – в 15,8,  $Cr^{6+}$  превышает ПДК в 8,6 раза. Химический тип воды в реке – гидрокарбонатный натриевый.

Влияние излива по ул. Замаараева проявляется также на качестве воды в р. Постышевка, куда впадает р. Черная, т.е. на расстоянии более 3 км от места излива. Оно отражается как на ионном составе воды в реке, так и на качественных ее характеристиках. Несоответствие речной воды нормативным требованиям отмечается по содержаниям  $Fe_{общ}$  (3,8 ПДК), фенолов (2 ПДК), Zn (5,5 ПДК), Cu (2 ПДК), Mn (4,7 ПДК) и нитритов (2,8 ПДК).

Прочие обследованные водотоки (ручьи Олений, Птичий, Безымянный) не испытывают влияния со стороны ликвидированной шахты. Значительное влияние на качество их вод оказывает селитебная зона г. Партизанск. В повышенных концентрациях в водах этих ручьев фиксировались азот аммонийный, нитраты и нитриты (см. рис. 6.1).

Таким образом, анализ результатов гидрохимического мониторинга в районе шахты «Глубокая» позволил утверждать следующее:

- в выработанном горном массиве сформировался очаг загрязнения,
- наблюдается загрязнение трещинного водоносного горизонта на глубине > 45 м,
- воды аллювиального горизонта и источники нецентрализованного водоснабжения (колодцы) в целом не испытывают влияния вод техногенного комплекса;
- на отметках ниже +133,8 м наблюдаются выходы вод техногенного комплекса на земную поверхность. Изливающиеся воды, характеризующиеся повышенными, относительно ПДК, содержаниями гидрокарбонатов, натрия, железа, цинка, меди, марганца, хрома, бора и минерализации, оказывают влияние на поверхностные водотоки района (реки Черная и Постышевка).

Шахта «Нагорная» в настоящее время не затоплена, на ней организован водоотлив (скв. 27н), уровень искусственно поддерживается насосной станцией, на глубине 35,0 м от поверхности, на отметках +75 ... +76 м. Поддержание постоянного уровня подземных вод предотвращает подтопление прилегающего жилого массива.

Образовавшийся в выработанном пространстве очаг загрязнения характеризуется повышенными концентрациями  $\text{Na}^+$  (1,4–2,2 ПДК),  $\text{Fe}_{\text{общ}}$  (3,2–22,5 ПДК), фенолов (2,6–12,2 ПДК), нефтепродуктов (1,3–2,0 ПДК),  $\text{Mn}$  (2,1 ПДК) и  $\text{Cd}$  (3 ПДК). Не соответствуют требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 показатели окисляемости, минерализация превышает ПДК в 1,1–1,6 раза (рис. 6.2).

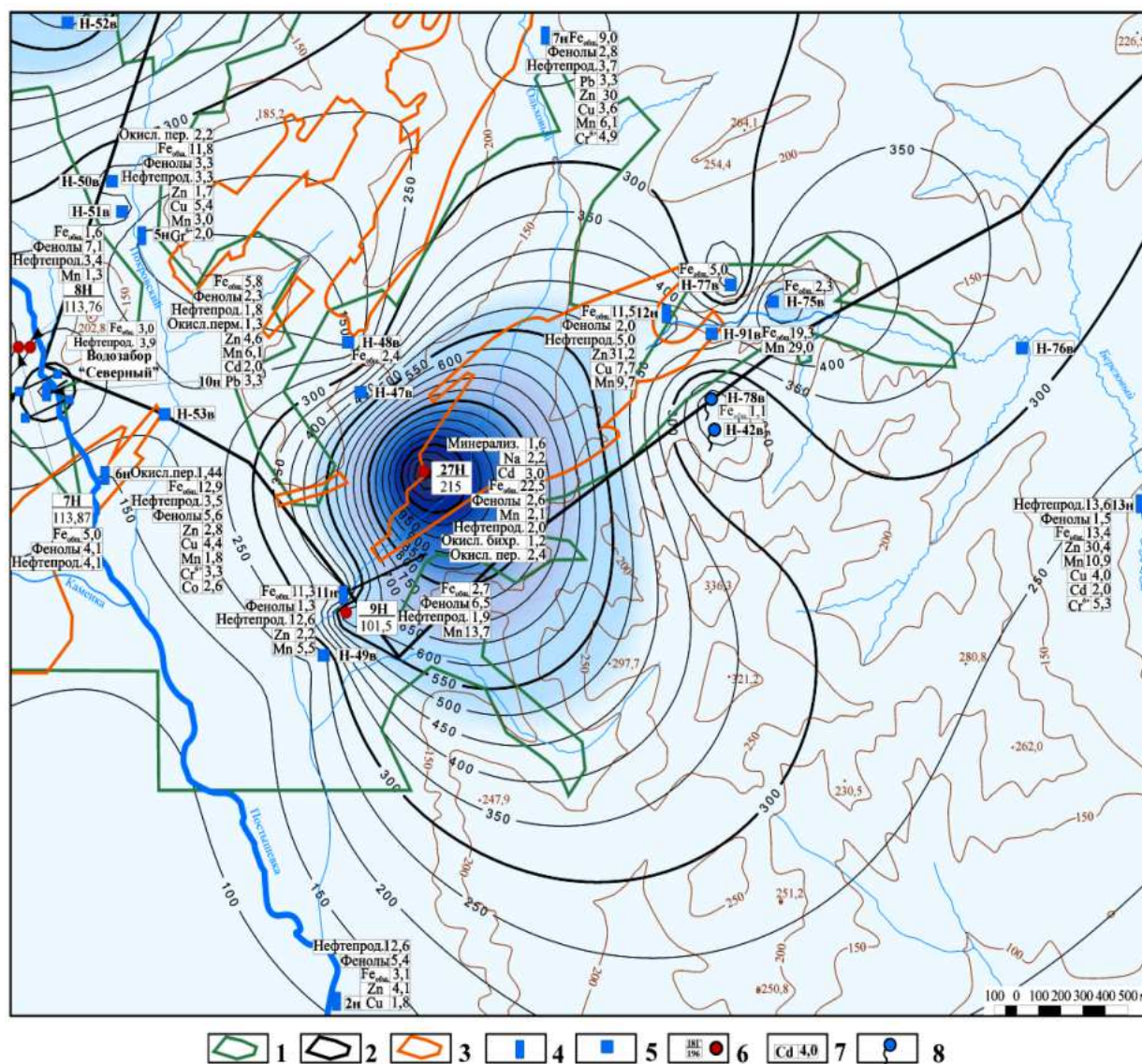


Рис. 6.2. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахты «Нагорная»: 1 – селитебная зона г. Партизанск; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – пункт гидрохимического мониторинга; 5 – колодезь; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – компоненты, превышающие ПДК, в размах; 8 – родник

Систематические наблюдения за качеством вод, выполняющиеся по скв. 8Н (глубиной 113,76 м), свидетельствуют о том, что в водах *трещинного комплекса меловых отложений* в повышенных концентрациях присутствуют Fe<sub>общ</sub>, фенолы, нефтепродукты и Mn (см. рис. 6.2). Влияние вод техногенного комплекса здесь можно исключить, поскольку содержание натрия (маркирующего показателя техногенных вод района) в воде низкое.

Интерпретируя имеющиеся данные по водам *аллювиального водоносного горизонта* (скв. 7Н, 9Н, дрена водозабора «Северный»), можно сделать вывод о том, что загрязнение здесь со стороны шахты также отсутствует. Воды аллювиального горизонта в целом соответствует требованиям, предъявляемым к питьевой воде. Источником повышенных концентраций железа (3–5 ПДК), фенолов (4,1–6,5 ПДК), а также нефтепродуктов (1,9–4,1 ПДК) и марганца (13,7 ПДК) (см. рис. 6.2) скорее всего являются *селитебная территория и породные отвалы, расположенные в пойме руч. Ольховый*.

Обследование *источников нецентрализованного водоснабжения* показало, что в большинстве точек воды весьма пресные (минерализация 140–290 мг/дм<sup>3</sup>), нейтральные (рН = 6,8–7,9), очень мягкие и мягкие. По химическому составу из анионов во всех пробах доминируют гидрокарбонаты, из катионов – ионы кальция и лишь в колодце Н-52в (ул. Марата) – ионы натрия (табл. 6.4).

**Таблица 6.4. Средний химический состав вод источников нецентрализованного водоснабжения (по результатам систематических наблюдений)**

№ пробы 1	Место отбора пробы 2	Формула солевого состава 3
Н-48в	Колодец по ул. Пархоменко, 28	M <sub>0,14</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 56\ \text{SO}_4\ 32\ \text{Cl}\ 12}{\text{Ca}\ 52(\text{Na}+\text{K})\ 25\ \text{Mg}\ 21\ \text{Fe}\ 2}$
Н-77в	Скв. по ул. Березовая, 57А	M <sub>0,15</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 59\ \text{SO}_4\ 25\ \text{Cl}\ 16}{\text{Ca}\ 77\ \text{Mg}\ 11(\text{Na}+\text{K})\ 8\ \text{Fe}\ 4}$
Н-78в	Родник по ул. Березовая, 38	M <sub>0,15</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 60\ \text{SO}_4\ 22\ \text{Cl}\ 18}{\text{Ca}\ 79\ \text{Mg}\ 11(\text{Na}+\text{K})\ 9\ \text{Mg}\ 11}$
Н-42в	Родник по ул. Березовая	M <sub>0,17</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 68\ \text{SO}_4\ 28\ \text{Cl}\ 4}{\text{Ca}\ 46\ (\text{Na}+\text{K})\ 45\ \text{Mg}\ 9}$
Н-76в	Колодец по ул. Березовая, 74	M <sub>0,18</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 58\ \text{SO}_4\ 28\ \text{Cl}\ 14}{\text{Ca}\ 72\ \text{Mg}\ 18(\text{Na}+\text{K})\ 9}$
Н-53в	Колодец по ул. Тургенева, 32	M <sub>0,21</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 80\ \text{Cl}\ 13\ \text{SO}_4\ 7}{\text{Ca}\ 58\ \text{Mg}\ 33(\text{Na}+\text{K})\ 9}$
Н-49в	Колодец по ул. Луговая, 5	M <sub>0,22</sub> $\frac{\text{HCO}_3\ 61\ \text{SO}_4\ 22\ \text{Cl}\ 17}{\text{Ca}\ 79\ \text{Mg}\ 14(\text{Na}+\text{K})\ 7}$

1	2	3
Н-50в	Колодец по ул. Покровская, 14	$M_{0,22}$ $\frac{HCO_3\ 58\ Cl\ 21\ SO_4\ 21}{Ca\ 47(Na+K)\ 39\ Mg\ 14}$
Н-51в	Колодец по ул. Абрикосовая	$M_{0,29}$ $\frac{HCO_3\ 70\ SO_4\ 17\ Cl\ 13}{Ca\ 49(Na+K)\ 45\ Mg\ 5}$
Н-47в	Колодец по ул. Пархоменко, 25	$M_{0,43}$ $\frac{HCO_3\ 82\ SO_4\ 12\ Cl\ 6}{Ca\ 68(Na+K)\ 20\ Mg\ 12}$
Н-75в	Колодец по ул. Березовая, 56	$M_{0,56}$ $\frac{HCO_3\ 89\ SO_4\ 6\ Cl\ 5}{Ca\ 68(Na+K)\ 25\ Mg\ 6Fe\ 1}$
Н-52в	Колодец по ул. Марата	$M_{0,64}$ $\frac{HCO_3\ 81\ Cl\ 11\ SO_4\ 8}{(Na+K)\ 65Ca\ 30\ Mg\ 5}$

В водах колодцев Н-47 (ул. Пархоменко, 25), Н-75в (Березовая, 56), Н-52в (ул. Марата) отмечаются повышенные концентрации минерализации (430–640 мг/дм<sup>3</sup>) и жесткости (4,6 и 5,28 мг-экв/дм<sup>3</sup>). Здесь, по всей видимости, происходит загрязнение аллювиального горизонта при дренировании стоков с породных отвалов, хотя не исключено и хозяйственно-бытовое загрязнение.

Выраженную антропогенную нагрузку испытывают ручьи Ольховый и Березовый, в границах водосборных площадей которых расположены наиболее значительные по объему отвалы, а также выполняется сброс откачиваемой из шахты воды. Эти ручьи испытывают также антропогенную нагрузку со стороны селитебной зоны г. Партизанск. В месте сброса откачиваемых вод техногенного комплекса в руч. Ольховый в водах водотока в повышенных концентрациях фиксируются сульфаты (1,7 ПДК), натрий (4,9 ПДК), железо (6ПДК), цинк (38 ПДК) и марганец (19 ПДК). Также высокие значения имеют минерализация и окисляемость (перманганатная и бихроматная), что в целом свидетельствует о высокой степени загрязнения ручья. Тем не менее распространение загрязнения водотока имеет локальный характер (~1,5 км).

Таким образом, в связи с тем что в настоящее время в районе шахты «Нагорная» поддерживается определенный уровень подземных вод, проникновение вод техногенного комплекса в водоносный комплекс меловых отложений зафиксировано локально (см. рис. 6.2). Загрязнение вод аллювиальных отложений происходит главным образом с поверхности, в результате стоков как с породных отвалов, так и с селитебной территории. Влияния шахты «Нагорная» на качество воды действующего водозабора Северный не установлено. При прекращении откачки следует ожидать ухудшения гидрохимической обстановки в районе вследствие проникновения загрязненных вод в вышележащие горизонты. Это может отразиться, в первую очередь, на качестве воды в

нецентрализованных источниках водоснабжения. Возможно формирование участков разгрузки шахтных вод в русла поверхностных водотоков, что приведет к ухудшению качества поверхностных вод.

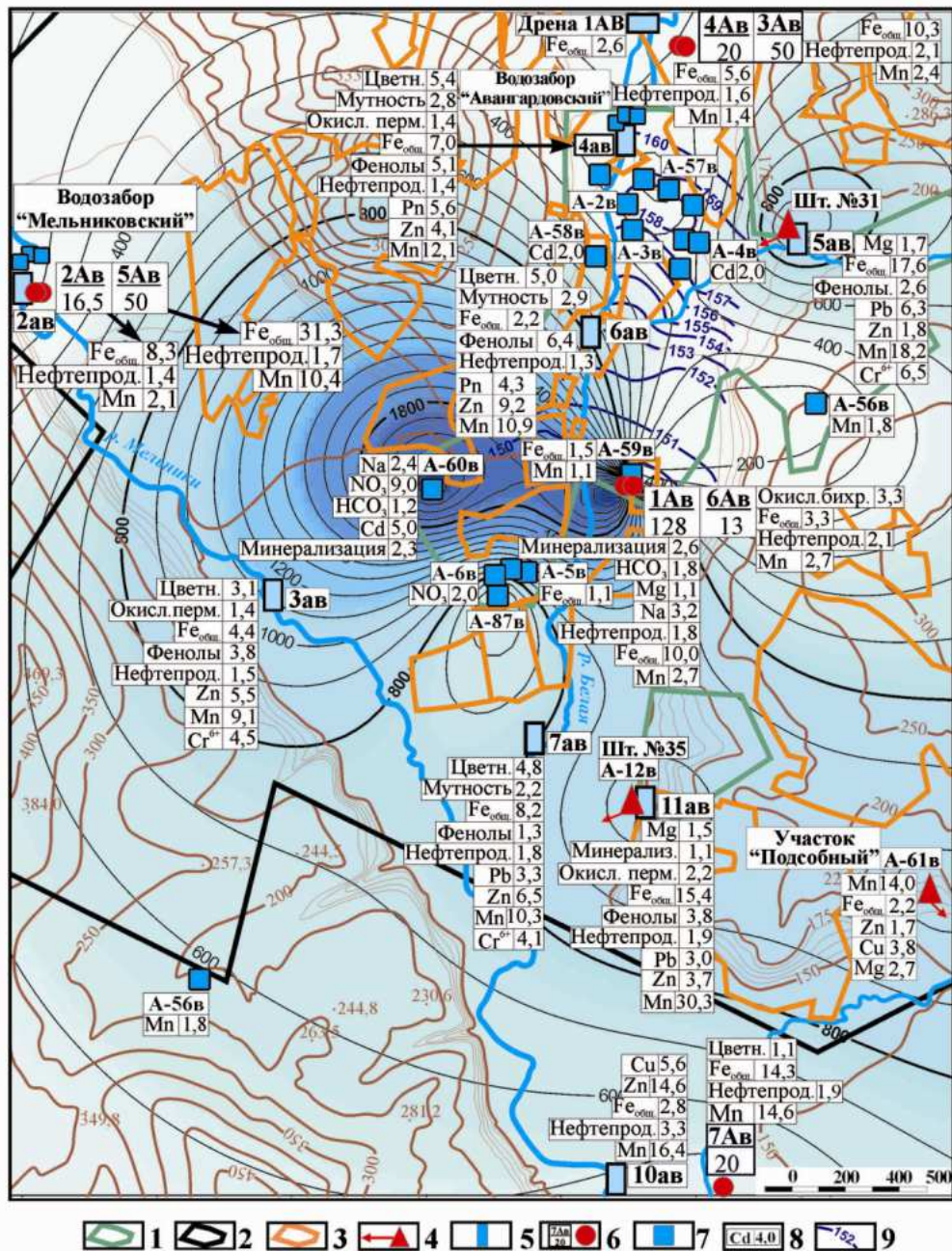
Гидродинамический режим на поле шахты «Авангард» полностью восстановился. В центральной части горного отвода (скв. 1Ав) уровень подземных вод находится на отметке +151,95 м, а в северной части (участок «Забайкальский») – на отметке +155,0 м. В пониженных участках наблюдается подтопление поверхности, из устьев штолен № 31 (абс. отм. +145 м) и № 35 (абс. отм. + 143,8 м) происходит выход вод техногенного комплекса на земную поверхность (рис. 6.3).

Образовавшийся в отработанном и затопленном горном массиве шахты «Авангард» очаг загрязнения (скв. 1Ав) характеризуется повышенными минерализацией (2,6 ПДК), концентрациями  $\text{HCO}_3^-$  (1,8 ПДК),  $\text{Na}^+$  (3,2 ПДК),  $\text{Mg}$  (1,1 ПДК),  $\text{Fe}_{\text{общ}}$  (10 ПДК), нефтепродуктов (1,8 ПДК) и  $\text{Mn}$  (2,7 ПДК). Также в водах техногенного комплекса отмечаются повышенные содержания фенолов – 0,01 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{NH}_4^+$  – до 5,0 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Pb}$  – до 0,19 мг/дм<sup>3</sup>. Окисляемость бихроматная достигает 44,8 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$  (при норме 15,0 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$ ), а перманганатная – 9,6 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$  (при норме 5,0 мг/дм<sup>3</sup>  $\text{O}_2$ ).

Воды *трецинного комплекса меловых отложений*, характеризуемые скважинами 3Ав, 5Ав (глубиной по 50 м), расположенными перед водозаборами «Авангардовский» и «Мельниковский», не испытывают влияния вод техногенного комплекса шахты (см. рис. 6.3). Их минерализация не превышает 150–220 мг/дм<sup>3</sup>, содержания натрия варьируются в пределах 4–8 мг/дм<sup>3</sup>, гидрокарбонатов – 60–130 мг/дм<sup>3</sup>. В повышенных концентрациях воды содержат  $\text{Fe}$  (до 31,3 ПДК),  $\text{Mn}$  (до 10,4 ПДК) и нефтепродукты (2,1 ПДК).

Существенного влияния техногенных вод не установлено и на воды *аллювиального горизонта* – в скважинах 2Ав, 4Ав и дрене 1Ав. Тем не менее подъем уровня шахтных вод в районе скв. 6Ав (глубина 13 м) существенно сказался на качестве подземных вод аллювия и, как следствие, на составе вод близлежащих источников нецентрализованного водоснабжения, каптирующих аллювиальный горизонт (см. рис. 6.3).

Характерной особенностью воды аллювиального горизонта в районе скв. 6Ав является повышенная минерализация (907 мг/дм<sup>3</sup>) и высокое содержание натрия – до 111 мг/дм<sup>3</sup> (по прочим скважинам, каптирующим горизонт, его концентрация находится в пределах 3–10 мг/дм<sup>3</sup>). Превышение предельно допустимых концентраций отмечено здесь также по  $\text{Fe}$  (3,3 ПДК), нефтепродуктам (2,1 ПДК),  $\text{Mn}$  (2,7 ПДК) и бихроматной окисляемости (3,3 ПДК).



**Рис. 6.3. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахты «Авангард»: 1 – селитебная зона пос. Авангард, 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – колодец; 8 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах; 9 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта**

В зоне подтопления шахты находится колодец А-60в, воды которого содержат высокие концентрации гидрокарбонатов (1,22 ПДК), натрия (2,4 ПДК), кадмия (5 ПДК) и нитратов (9 ПДК). Минерализация воды в колодце достигает 2300 мг/дм<sup>3</sup> (см. рис. 6.3). Повышенная концентрация нитратов может свидетельствовать о том, что колодец



расположен в зоне комплексного воздействия, где загрязнение водами техногенного комплекса является одной из составляющих.

Воздействие техногенного водоносного комплекса отражается и на качестве воды в колодцах А-59в, А-5в и А-6в (см. рис. 6.3). Незначительное воздействие отмечено в колодцах А-4в и А-58в.

Вне зоны подтопления находится колодец А-57в, в котором практически по всем показателям вода соответствует питьевым нормам. К фоновой по качеству также близка вода в колодцах А-2в, А-3в и А-56в. Минерализация воды в них составляет 138–256 мг/дм<sup>3</sup> (см. рис. 6.3).

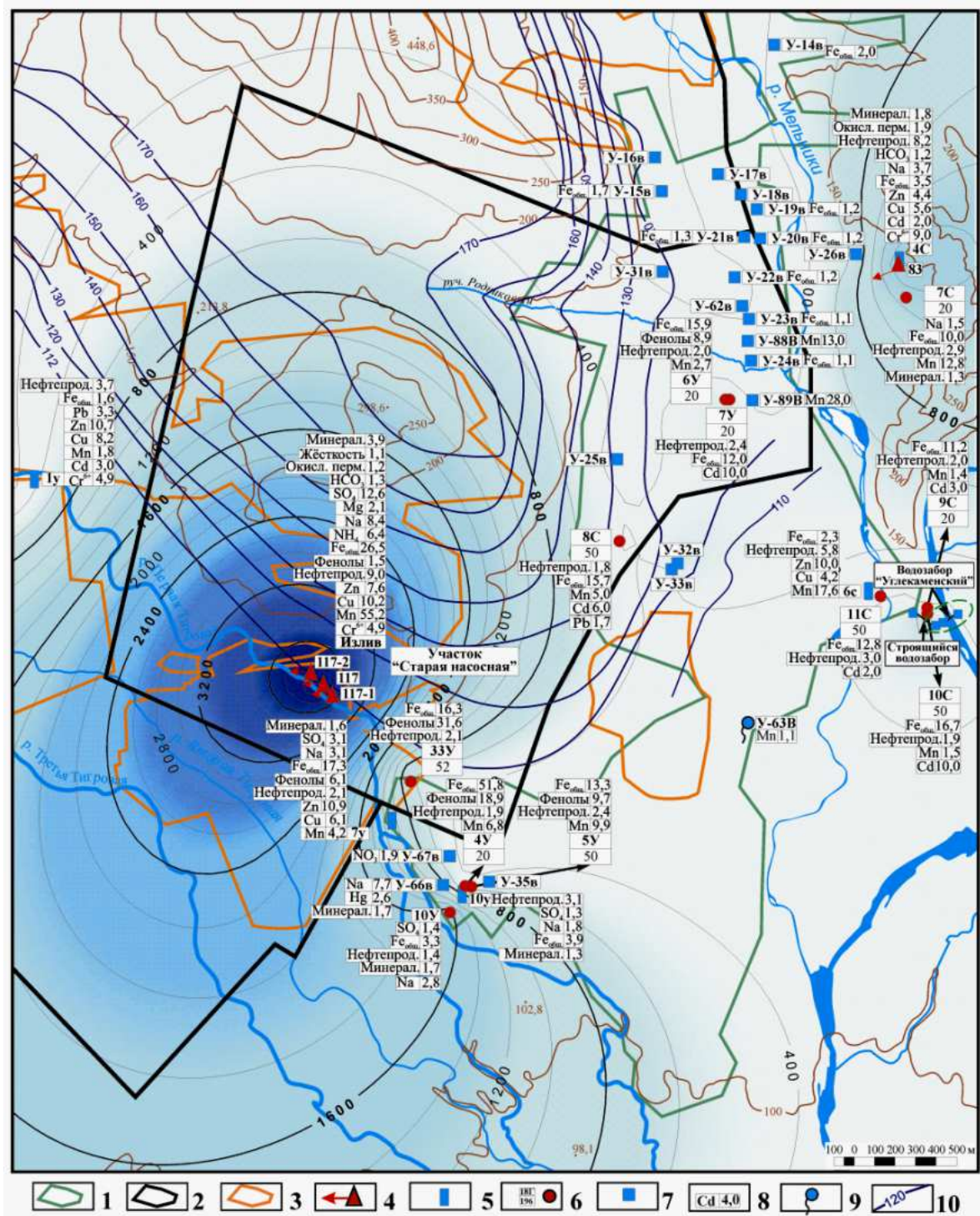
Шахтное поле с севера на юг пересекают реки Мельники и Белая. В результате систематических наблюдений установлено, что р. Белая подвержена значительному антропогенному влиянию со стороны селитебной зоны (см. рис. 6.3). Река протекает непосредственно через пос. Авангард, принимая все его стоки. Шахтное влияние на состав поверхностных вод установлено лишь в нижнем ее течении, ниже впадения изливающихся из штольни № 35 вод техногенного комплекса. Также отмечается загрязнение вод р. Мельники ниже впадения в нее рек Белая и Большая Поселковая (см. рис. 6.3).

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено следующее:

- В районе шахты «Авангард» сформировался очаг загрязнения, представленный водами техногенного комплекса.
- Подъем уровня подземных вод до отметок +152,0...+155,0 м существенно сказался на качестве вод аллювиального горизонта и, как следствие, на качестве источников нецентрализованного водоснабжения, каптирующих данный горизонт;
- Поверхностные водотоки (реки Белая и Мельники) испытывают влияние со стороны изливов техногенных вод, расположенных на участке «Подсобный» и в районе штольни № 35.
- Воздействия ликвидированной шахты на качество воды водозабора «Авангардовский», расположенного на р. Белая, и водозабора «Мельниковский», находящегося на р. Мельники, не установлено.

Анализ гидродинамической ситуации в районе шахт «Углекаменская» и «Северная» свидетельствует о том, что со стороны трещинного водоносного горизонта существует подпор, который выражается в повышенной уровне поверхности подземных вод. Абсолютная отметка подземных вод зоны трещиноватости коренных образований по скв. 8С стабильно находится на отметке 127–130 м. Вероятно, в связи с этим влияние техногенного водоносного комплекса в той или иной степени фиксируется

по скважинам ЗЗУ, 10У и 10С, выполненным на трещинный водоносный комплекс меловых отложений (рис. 6.4, табл. 6.5).



**Рис. 6.4. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахт «Углекаменская» и «Северная»:** 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – колодец; 8 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах; 9 – родник; 10 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта

Наиболее низким качеством характеризуется вода, отобранная из скв. 10У. Превышение предельно допустимых концентраций здесь отмечено по минерализации (1,7 ПДК), содержаниям сульфатов (1,4 ПДК), натрия (2,8 ПДК), железа (3,3 ПДК) и нефтепродуктов (1,4 ПДК).

**Таблица 6.5. Средний химический состав вод трещинного комплекса меловых отложений в районе шахт «Углекаменская» и «Северная» (по результатам систематических наблюдений)**

Место отбора пробы	Формула солевого состава
Скв. 5у, пос. Казанка	$M_{0,45} \frac{HCO_3^{41} Cl^{18} SO_4^{14} CO_3^7}{Na^{44} Ca^{37} K^8 Mg^5 Fe^4}$
Скв. 7у, пос. Углекаменск	$M_{0,53} \frac{HCO_3^{57} SO_4^{37} Cl^{10} NO_3^1}{Ca^{44} Mg^{27} Na^{25} Fe^3 K^1}$
Скв. 33у, пос. Казанка	$M_{0,42} \frac{HCO_3^{52} SO_4^{20} CO_3^{19} Cl^9}{Na^{90} Ca^5 Fe^3 Mg^2}$
Скв. 10у, пос. Казанка, пойма р. Тигровая 1	$M_{1,7} \frac{SO_4^{54} HCO_3^{23} Cl^{22} CO_3^1}{Na^{91} Ca^4 Mg^2 K^1}$
Скв. 8с, пос. Углекаменск	$M_{0,44} \frac{HCO_3^{48} Cl^{43} SO_4^9}{Ca^{59} Na^{35} Fe^4 Mg^2}$
Скв. 10с, пойма р. Партизанская	$M_{0,7} \frac{HCO_3^{59} CO_3^{17} Cl^{14} SO_4^8}{Na^{58} Ca^{29} Mg^9 Fe^3 K^1}$
Скв. 11с, пойма р. Мельники	$M_{0,38} \frac{HCO_3^{90} SO_4^4 Cl^4}{Na^{44} Ca^{14} Mg^{14} Fe^5 K^1}$

По всем без исключения скважинам фиксировались повышенные концентрации железа (3,3–16,7 ПДК) и нефтепродуктов (1,4–2,4 ПДК). В районе скважин 5У, 33У и 11С в воде отмечено повышенное содержание фенолов (9,7–31,6 ПДК). Превышение допустимых концентраций в воде марганца (1,4–9,9 ПДК) отмечено в районе скважин 5У, 10С и 8С. Также зафиксировано повышенное содержание кадмия (2–10 ПДК) в водах из скважин 7У, 33У, 11С, 10С и 8С и свинца (1,7 ПДК) из скв. 8С.

Влияние вод техногенного комплекса на *аллювиальный водоносный горизонт* наблюдается в районах скважин 6У и 7С (табл. 6.6, см. рис. 6.4). Также признаки техногенного (шахтного) загрязнения фиксируются в колодцах У-14в (ул. Северная), У-66в (ул. Ключевая, 2), У-35 и 10у. Вода в них характеризуется повышенными значениями минерализации (1,0–1,4 ПДК), содержаниями гидрокарбонатов и натрия (2,6 ПДК), железа (3,9 ПДК), сульфатов (1,3 ПДК) и нефтепродуктов (3,1 ПДК). Отмечается повышенное содержание ртути – 1,4 ПДК (см. рис. 6.4).

В колодцах У-88в, У-89в и роднике У-63в превышение допустимых значений зафиксировано по содержанию марганца, причем в роднике оно незначительное – 1,1 ПДК, а в колодцах составляет 13–28 ПДК.

**Таблица 6.6. Средний химический состав воды аллювиального горизонта в районе шахт «Углекаменская» и «Северная» (по результатам систематических наблюдений)**

Место отбора проб	Формула солевого состава
Скв. 4у, пос. Казанка	$M_{0,44} \frac{HCO_3^{44} Cl^{15} SO_4^{11} CO_3^8}{Na^{41} Ca^{32} Fe^{16} K^7 Mg^3 NH_4^1}$
Скв. 6у, пос. Углекаменск	$M_{0,51} \frac{HCO_3^{72} SO_4^{25} Cl^5}{Ca^{48} Na^{28} Mg^{19} Fe^4 K^1}$
Скв. 31у, пойма р. Партизанская, в месте впадения р. Тигровая	$M_{0,12} \frac{HCO_3^{70} SO_4^{25} Cl^5}{Ca^{41} Na^{40} Mg^{14} Fe^4 K^1}$
Скв. 7с, промплощадка штольни № 25	$M_{1,24} \frac{HCO_3^{93} CO_3^3 Cl^2 SO_4^2}{Na^{85} Mg^9 Ca^5 Fe^1}$
Скв. 9с, пойма р. Партизанская, возле водозабора «Углекаменский»	$M_{0,3} \frac{HCO_3^{89} Cl^4 SO_4^5}{Ca^{44} Na^{32} Mg^{18} Fe^5 K^1}$

Воды обследованных колодцев по улицам Строителей (У-22в, У-23в, У-24в) Севастопольской (У-19в), Калинина, 45 (У-31в) влияния со стороны техногенного водоносного комплекса не испытывают. За фоновые можно принять воды в колодцах У-15в, У-16в (ул. Белорусская). Минерализация воды в них не превышает 150 мг/дм<sup>3</sup>, содержания гидрокарбонатов – 60–75 мг/дм<sup>3</sup>, натрия – 10 мг/дм<sup>3</sup> (см. рис. 6.4).

На рассматриваемой территории имеются выходы вод техногенного комплекса на земную поверхность: в пойме р. Тигровая-1 (участок «Старая насосная») – абс. отм. +112 м; в склоновой части долины р. Мельники (промплощадка штольни № 25) – абс. отм. +117,4 м. Воды этих изливов по химическому составу отличаются друг от друга (см. гл. 4 и рис. 6.4). Наиболее существенное влияние на качество воды в *поверхностных водотоках* оказывает излив вод участка «Старая насосная» (р. Тигровая-1). Влияние излива шахтных вод из штольни № 25 на качество поверхностных вод р. Мельники незначительно. Это обуславливается рядом причин: объем загрязненных шахтных вод, выходящих на поверхность, сравнительно небольшой; вода техногенного комплекса попадает в водоток не сразу, а через 500 м, протекая по заболоченному руслу, где происходит процесс ее очистки и разбавления.

Таким образом, оценивая в комплексе современное состояние подземных и поверхностных вод в районе шахт «Углекаменская» и «Северная», можно сделать следующие выводы:

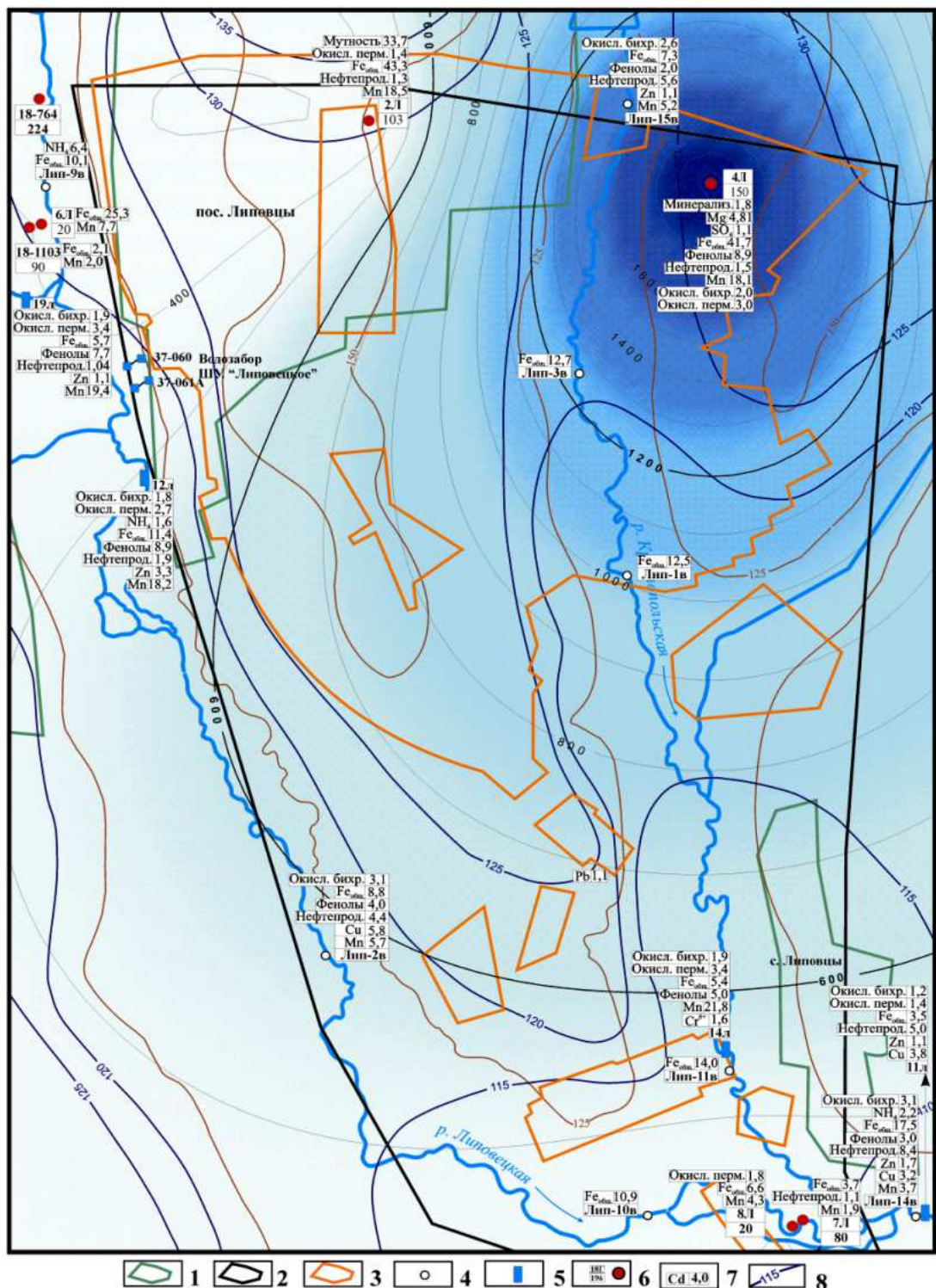
- Установившийся уровень подземных вод зоны трещиноватости находится на отметке 127–130 м.
- Подземные воды меловых и аллювиальных отложений имеют признаки загрязнения. Это отражается на качестве вод источников нецентрализованного водоснабжения.
- Наибольшая загрязненность подземных вод отмечается в пос. Казанка, где воды в колодцах и в скв. 10У по своему качеству близки к водам техногенного комплекса.
- Опасение вызывает тот факт, что признаки загрязнения отмечаются по скважинам 9С, 10С, 11С, находящимся в непосредственной близости от водозабора «Углекаменский». Учитывая, что региональное направление движения подземных вод ориентировано с севера на юг, можно предположить вероятность ухудшения качества воды на водозаборе.
- Излив техногенных вод на участке «Старая насосная» (абс. отм. +112 м) оказывает существенное влияние на воды р. Тигровая-1. Наблюдается не только изменение состава воды в реке, но и ее химического типа, возрастают минерализация, содержания сульфатов, натрия, железа, фенолов, марганца и некоторых других компонентов.
- Влияние излива из штольни № 25 на воды р. Мельники (абс. отм. +117,4 м) происходит в гораздо меньшей степени. Состав воды в реке, ее минерализация и жесткость остаются в основном без изменений. Из компонентов, превышающих ПДК, рост наблюдается по содержаниям железа, нефтепродуктов и марганца.

В районе Липовецкого месторождения (*шахта № 4*) воды техногенного комплекса (рис. 6.5, скв. 4л) характеризуются повышенными значениями минерализации (1,8–2,4 ПДК), содержания магния (4,8 ПДК), сульфатов (1,1–1,7 ПДК), марганца (8,0–18,0 ПДК), железа (6,6–43,3 ПДК), фенолов (1,8–23,5 ПДК), нефтепродуктов (1,5 ПДК), перманганатной и бихроматной окисляемости (2–3 ПДК) [Тарасенко, Зиньков, 2013].

Установившийся уровень подземных вод находится на отметке +120,6 м. Выходов вод техногенного комплекса на земную поверхность на рассматриваемой территории нет.

Качество вод *трещинного и трещинно-жильного водоносных комплексов* в районе шахты № 4 оценивалось по результатам гидрохимического опробования скважин 18-1103 (глубина 90 м), 7л (глубина 80 м) и 18-764 (глубина 224 м) (см. рис. 6.5). Влияния техногенного водоносного комплекса на воды трещинного горизонта не обнаружено

(табл. 6.7). Повышенные концентрации железа, нефтепродуктов, марганца и аммония в водах свидетельствуют о существующем хозяйственно-бытовом воздействии пос. Липовцы на трещинный водоносный комплекс (см. рис. 6.5).



**Рис. 6.5. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахты № 4: 1 – селитебная зона пос. Липовцы; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – точка наблюдения; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах; 8 – гидроизогипсы первого от поверхности водоносного горизонта**

**Таблица 6.7. Средний химический состав вод трещинного комплекса в районе шахты №4 (по результатам систематических наблюдений)**

Место отбора воды	Формула солевого состава
Скв. 7л	$M_{0,39} \frac{HCO_3^{92} Cl^7 SO_4^1}{Na^{65} Ca^{22} Mg^{12} Fe^1}$
Скв. 18-764	$M_{0,42} \frac{HCO_3^{89} Cl^8 SO_4^3}{Mg^{44} Ca^{38} Na^{15} K^1}$
Скв. 18-1103	$M_{0,38} \frac{HCO_3^{93} Cl^3 SO_4^2}{Ca^{34} Mg^{38} Na^7 Fe^1}$

Воды аллювиальных отложений (скважины бл и 8л) также не испытывают влияния вод техногенного комплекса шахты № 4. По химическому составу они гидрокарбонатные магниевые-кальциевые или натриево-кальциевые. В водах фиксировались превышения ПДК по железу (6,6–58,9 ПДК), марганцу (1,2–7,7 ПДК) и окисляемости (8,8 мг  $O_2/дм^3$  при норме 5 мг  $O_2/дм^3$ ), но характер загрязнения свидетельствует о наличии хозяйственно-бытового источника загрязнения.

Поверхностные водотоки района, представленные реками Липовецкая и Краснопольская (см. рис. 6.5) не имеют специфического загрязнения водами техногенного комплекса.

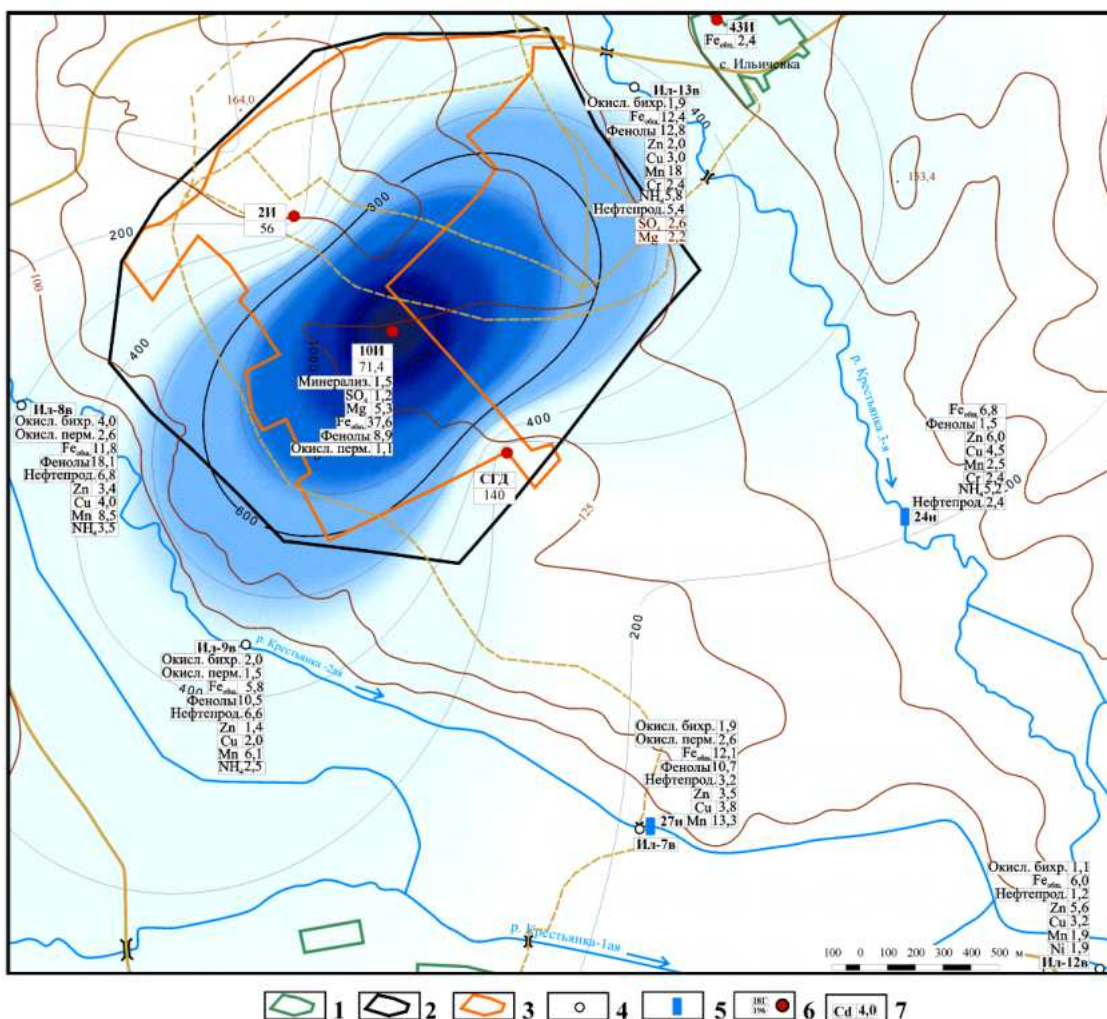
Таким образом, можно сделать вывод о том, что влияние техногенного комплекса шахты № 4 в районе проявлено локально (см. рис. 6.5).

В результате интерпретация данных, полученных при мониторинговых исследованиях на территории ликвидированной шахты «Ильичевская», установлено, что сформировавшиеся в нарушенном горном массиве воды по ряду показателей не соответствуют питьевым нормам. Предельно допустимые концентрации превышают сульфаты (1,2 ПДК), железо (6,6–37,6 ПДК), фенолы (3–8 ПДК) и магний (5,3 ПДК). Не соответствуют нормативам жесткость (18,65–18,75 при норме менее 7 мг-экв/ $дм^3$ ), окисляемость бихроматная (20 при норме 15 мг  $O_2/дм^3$ ), окисляемость перманганатная (5,6 при норме 5 мг  $O_2/дм^3$ ). Минерализация вод техногенного комплекса превышает предельно допустимые концентрации в 1,5 раза [Тарасенко и др., 2011].

Установившийся уровень подземных вод в районе находится на отметке +98,2 м. Влияния вод техногенного комплекса на качество подземных вод проявлено локально (рис. 6.6).

Влияния техногенного водоносного комплекса на воды р. Крестьянка-2 не установлено. Источниками загрязнения вод реки аммонием, цинком, медью, марганцем, фенолами, нефтепродуктами и другими компонентами (см. рис. 6.6) являются селитренная

территория, транспортная сеть и сельскохозяйственное использование рассматриваемого района.

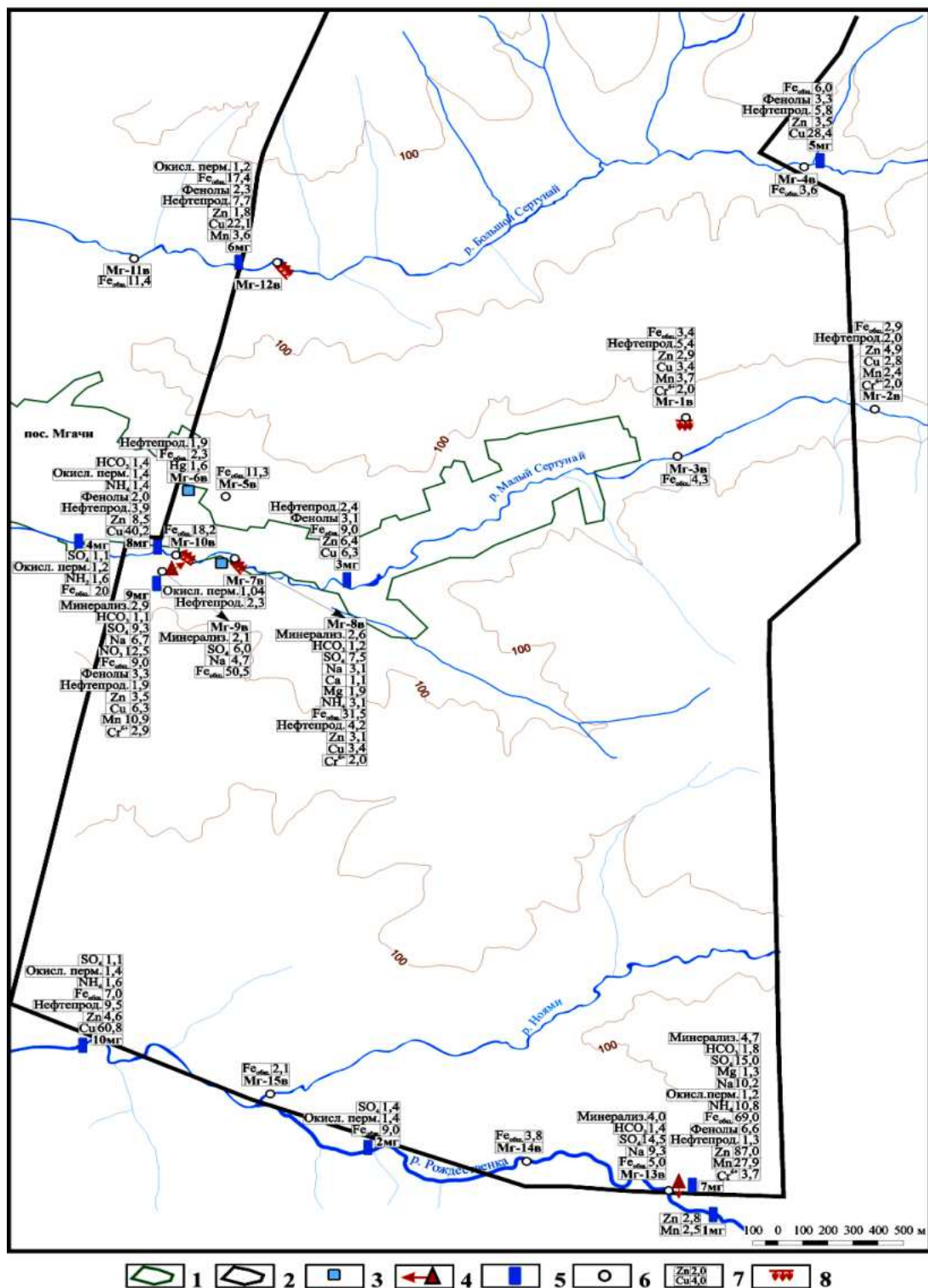


**Рис. 6.6. Цифровая модель гидрохимических полей значений минерализации подземных вод в районе шахты «Ильичевская»:** 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – точка наблюдения; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – наблюдательная скважина, в числителе ее номер, в знаменателе глубина, м; 7 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах

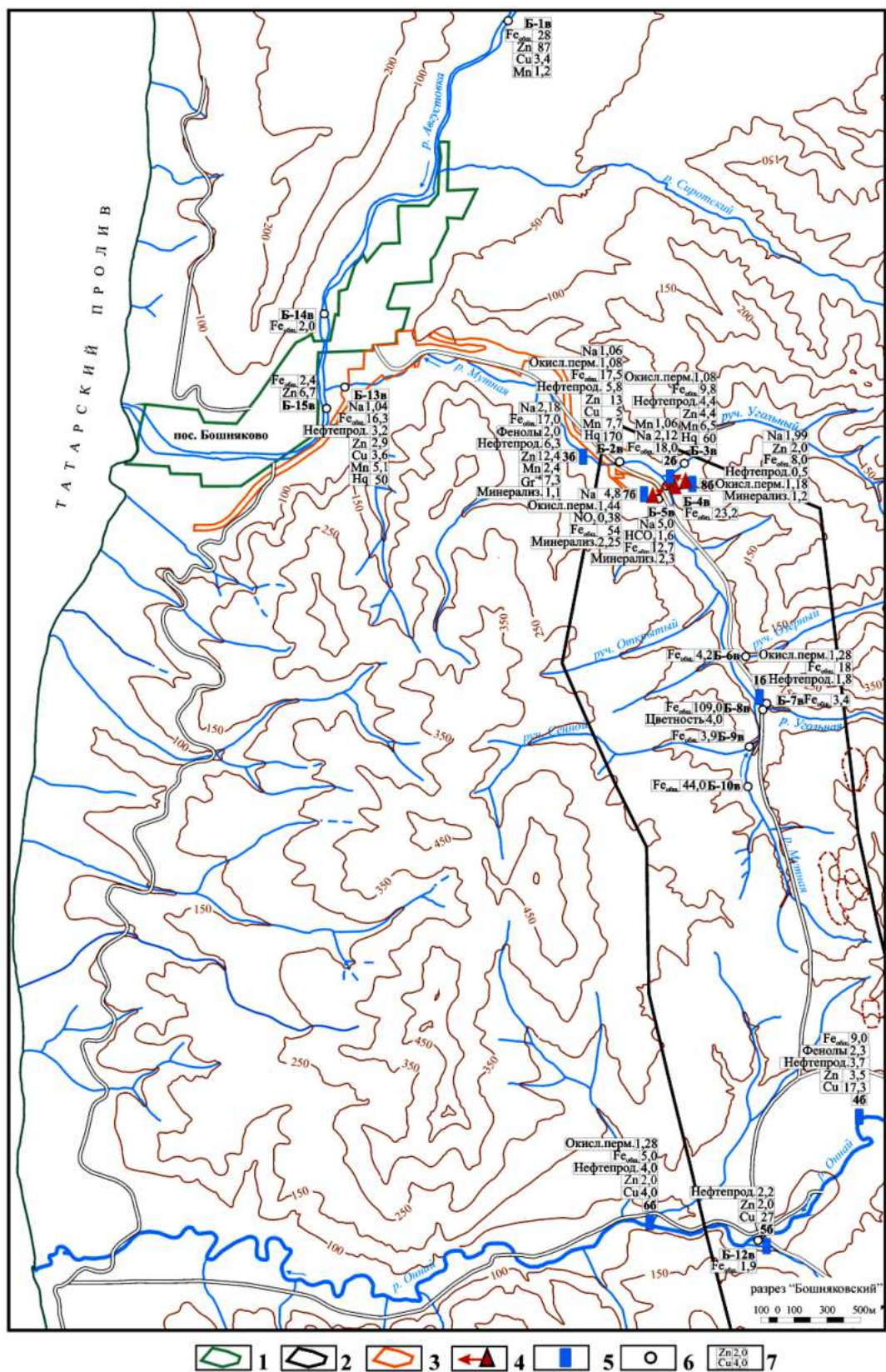
Река Крестьянка-3, протекающая восточнее горного отвода шахты, имеет весьма ограниченную зону влияния вод техногенного комплекса, связанную разгрузкой подземных вод, объем которой сравнительно небольшой, и поэтому влияние фиксируется преимущественно в меженный период. При минимальном поверхностном стоке в водах реки наблюдается увеличение показателя жесткости (4,48–11,07 мг-экв/дм<sup>3</sup>), а также концентраций сульфат-аниона – 261–217 мг/дм<sup>3</sup> (2,2–2,6 ПДК) и магния (2,2 ПДК). Зона влияния имеет протяженность не более 4 км и служит подтверждением тому, что объем разгрузки вод техногенного комплекса шахты «Ильичевская» незначителен [Тарасенко, Зиньков, 2013].



На примере шахт Сахалина («Мгачи» и «Бошняково») рассмотрено воздействие вод техногенных комплексов на поверхностные водотоки, имеющие важное рыбохозяйственное значение, построены карты антропогенной нагрузки рассматриваемых районов (рис. 6.7, 6.8).



**Рис. 6.7.** Инженерно-экологическая карта района шахты «Мгачи»: 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – колодец; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – точка наблюдения; 7 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах; 8 – рассредоточенный выход подземных вод



**Рис. 6.8. Инженерно-экологическая карта района шахты «Бошняково»:** 1 – селитебная зона; 2 – граница горного отвода; 3 – подработанные участки; 4 – излив вод техногенного комплекса на поверхность; 5 – пункт гидрохимического мониторинга; 6 – точка наблюдения; 7 – компоненты, превышающие ПДК, в разгах

Интерпретация результатов, полученных при ведении гидрохимического мониторинга в районе шахты «Мгачи», позволила утверждать, что воды, формирующиеся в природно-техногенной структуре шахты, характеризуются сверхдопустимыми содержаниями гидрокарбонатов, сульфатов, натрия, железа, нефтепродуктов, цинка, марганца и хрома (см. рис. 6.7).

Наиболее низкими качественными показателями характеризуется вода, изливающаяся из бремсберга № 499 (абс. отм. устья + 48,5 м) (см. рис. 6.7). Она является основным источником загрязнения вод в р. Рождественка и приводит к ухудшению химического состава водотока, изменению ионного типа и физико-химических свойств воды [Tarasenko et al., 2006; Тарасенко, 2011].

Значительное воздействие со стороны техногенного водоносного комплекса шахты «Мгачи» испытывает р. Малый Сертунай. Источником загрязнения воды в реке являются не только изливающиеся воды из штольни «Надежда» (абс. отм. устья + 43,0 м), но и в значительной степени участки рассредоточенной разгрузки техногенного комплекса в русле и по бортам реки (абс. отм. + 35,0 м). Река Ноями, впадающая в р. Рождественка негативного влияния со стороны шахты не испытывает (см. рис. 6.7).

Несмотря на разгрузку подземных вод в русло р. Большой Сертунай, существенного влияния на качество воды в реке не оказывается. Объясняется это, вероятно, незначительным объемом техногенных вод, поступающих в реку (см. рис. 6.7).

Негативного влияния шахты на источники нецентрализованного водоснабжения (колодцы) не установлено.

Исследования и анализ данных, полученных при ведении гидрохимического мониторинга в районе шахты «Бошняково», позволили утверждать, что в результате затопления шахты сформировался очаг загрязнения, представляющий собой подземные воды с повышенными концентрациями сульфатов, натрия, железа, цинка, марганца, меди, аммонийного азота, магния, хрома шестивалентного, бора, фенолов и нефтепродуктов. Наиболее низким качеством характеризуется вода, изливающаяся из устья штольни № 3 (абс. отм. + 60,0 м). Здесь фиксируются максимальные значения минерализации, гидрокарбонатов, натрия, железа и фенолов (см. рис. 6.8). Изливающиеся на земную поверхность воды техногенного комплекса оказывают непосредственное влияние на качество вод р. Мутная и руч. Угольный. На воды остальных водотоков техногенного воздействия не зафиксировано (см. рис. 6.8).

В главе на примере затопленных угольных шахт Дальневосточного региона выполнена оценка экологического влияния вод техногенного комплекса на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения, а также

на поверхностные водотоки, имеющие важное рыбохозяйственное назначение. С помощью программы Surfer 8 реализована интерполяция значений минерализации подземных вод для всех узлов регулярной двумерной сети и построены визуализированные цифровые модели гидрохимических полей для районов ликвидированных угольных шахт Приморья. Наглядно показано, следующее:

- В природно-техногенных структурах шахт формируются воды, которые своим химическим составом инициируют очаг загрязнения.
- Воды техногенных комплексов оказывают влияние на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения регионов.
- Изливающиеся на поверхность воды техногенного комплекса оказывают влияние на поверхностные водотоки, имеющие важное рыбохозяйственное значение.
- Наблюдаемые загрязнения природных водоносных комплексов и поверхностных водотоков носят локальный в пространстве характер (~ 5–7 км). Они определяются масштабами распространения зоны водопроницающих трещин (см. гл. 3, рис. 3.32–3.34) и установившимся уровнем вод техногенного комплекса.

Ухудшение химического состава подземных вод возможно в результате активизации геомеханических процессов, дополнительных сдвижений земной поверхности и, как следствие, увеличения площади взаимодействия воды с горной породой. Увеличение соотношений масс Т/Ж приведет к росту минерализации и ухудшению качества подземных вод. На основании выполненного физико-химического моделирования (см. гл. 4) можно утверждать, что при  $T/J > 0,08 > 0,128$  в районах ликвидированных шахт, надугольная толща которых сложена алюмосиликатными породами, минерализация воды составит  $> 7,95 > 11,76$  г/дм<sup>3</sup>. Это отразится, в первую очередь, на качестве воды в нецентрализованных источниках водоснабжения. Возможно формирование новых участков разгрузки вод техногенного комплекса в русла поверхностных водотоков, что приведет к ухудшению качества поверхностных вод.

На основании представленного материала сформулировано **четвертое защищаемое положение**:

**Влияние техногенного водоносного комплекса на бассейн подземных вод и поверхностные водотоки в районах ликвидированных угольных шахт носит локальный в пространстве характер. Особенности сформировавшейся гидрогеологической структуры определяют размеры гидрогеохимических полей техногенно-трансформированных вод и масштабы их экологического воздействия на окружающую природную среду.**

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлены принципы оценки и прогнозирования геохимических особенностей и эмпирических закономерностей состава подземных вод, формирующихся в природно-техногенных структурах районов ликвидированных угольных шахт. Выдвинут ряд принципиальных положений, касающихся механизма и геохимических последствий процессов, происходящих в природно-техногенных гидрогеологических структурах, направленных на решение сложной научно-практической проблемы рационального природопользования:

1. Режим затопления шахт определяется особенностями современной гидрогеологической стратификации надугольной и угольной толщ, условиями отработки угольных пластов, масштабами распространения над выработанным пространством зоны водопроницающих трещин, величиной водопритока и емкостными характеристиками сдренированного массива. Подземные водоносные горизонты при затоплении угольных шахт не восстанавливаются в прежних параметрах и координатах, а формируют гидравлически связанный техногенный водоносный комплекс, отличающийся от природного фильтрационными и уровневыми характеристиками.

2. Геохимическая специфика подземных вод техногенного комплекса природно-техногенных структур угольных бассейнов (месторождений) Приморья и Сахалина закладывается в области питания и трансформируется в направлении фильтрационного потока. Увеличение отношения реагирующих масс Т/Ж приводит к росту минерализации вод и последовательному продуцированию растворов, соответствующих  $\text{HCO}_3\text{-Ca} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na(Mg)} \rightarrow \text{SO}_4\text{-Na(Mg)}$  ряду. Ионообменная трансформация ограничена диапазоном рН значений от 5,8 до 9,4. Накопление  $\text{Na}^+$  или  $\text{Mg}^{2+}$  в ряду определяется типом пород. Появление сульфатных ионов обусловлено наличием сульфидов и определяется  $\text{PCO}_2$  ( $10^{-2,0}$ ) и  $\text{PO}_2$  ( $10^{-1,0}$ ). Увеличение равновесного парциального давления  $\text{CO}_2$  ( $10^{-1,0}$ ) и уменьшение  $\text{PO}_2$  ( $10^{-2,0}$ ) расширяет область существования в угольных бассейнах  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  типа вод.

3. Состояние неравновесности в растворах и преобразования химического состава подземных вод в природно-техногенных структурах угольных бассейнов (месторождений) поддерживают физико-химические особенности таких элементов и соединений, как  $\text{CO}_3^{-2}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{H}_3\text{O}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Cl}^-$ . рН диапазон геохимической трансформации подземных вод определяется карбонатным равновесием и устанавливает соотношение между концентрациями  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{Na}^+$  в подземных водах бассейнов.

4. Миграция компонентов в природных водах осуществляется преимущественно в виде собственных незакомплексованных ионов, с ростом минерализации доля комплексных соединений миграционных форм растет. Трансформация состава подземных вод с тенденцией возрастания концентраций компонентов ведет к усложнению состава аутигенных минеральных фаз. Процессы образования вторичных минералов контролируют содержания химических элементов в водах.

5. Состав вод техногенных комплексов находится в тесной зависимости от особенностей геологического строения осадочных бассейнов и строго коррелируется с наличием в угольной и надугольной толщах морских, соленосных и пресноводных групп геологических формаций, которые определяют направленность процессов растворения в системе «вода–порода».

6. Формирование I  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ , I  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ , IIa  $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ , IIa  $\text{HCO}_3\text{-Mg}$ , IIa  $\text{SO}_4\text{-Mg}$  типов вод свидетельствует об инконгруэнтном растворении минералов вулканогенно-терригенных водовмещающих пород пресноводных фаций; образование вод следующих типов: IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{HCO}_3\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$ , IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , I, IIa, IIб и IIIa  $\text{Cl-Na}$  – характеризует условия и процессы конгруэнтного растворения минералов гипсо-соленосных отложений, в парагенезисе которых участвуют известняки и доломиты, а формирование IIa  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Ca}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Na}$ , IIб  $\text{SO}_4\text{-Mg}$  и IIIa  $\text{SO}_4\text{-Ca}$  вод свидетельствует о растворении минералов гипсо-карбонатных, преимущественно несоленосных толщ. Установленная зависимость выделенных типов вод от формационной принадлежности водовмещающих пород может использоваться при разработке гидрохимических прогнозов, мероприятий по управлению качеством подземных вод и минимизации экологического воздействия на окружающую среду на стадиях проектирования, эксплуатации и ликвидации угледобывающих предприятий.

7. Воды техногенных комплексов природно-техногенных структур районов ликвидированных угольных шахт своим химическим составом инициируют очаг загрязнения и оказывают влияние на безопасность бассейна подземных вод и, как следствие, на основные источники водоснабжения, а также на поверхностные водотоки. Загрязнения носят локальный в пространстве характер, определяются масштабами распространения зоны водопрводящих трещин и установившимся уровнем вод техногенного комплекса. Ухудшение химического состава подземных вод возможно в результате активизации геомеханических процессов, дополнительных сдвижений земной поверхности и, как следствие, увеличения площади взаимодействия воды с горной породой.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Опубликованная

1. Абдрахманов Р.Ф., Попов В.Г. Геохимия и формирование подземных вод Южного Урала / отв. ред. чл.-корр. РАН В.Н. Пучков. Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. 420 с.
2. Абрамов С.К. Гидрогеологические расчеты вертикальных дренажей при осушении угольных месторождений. М.: Углетехиздат, 1955. 241 с.
3. Абрамов С.К., Скиргелло О.Б. Осушение шахтных и карьерных полей. М.: Недра, 1968. 251 с.
4. Абрамов С.К., Скиргелло О.Б. Способы системы и расчеты осушения шахтных и карьерных полей. М.: Недра, 1968. 264 с.
5. Абрамов С.К., Газизов М.С., Костенко В.И. Защита карьеров от воды. – М.: Недра, 1976. 229 с.
6. Авченко О.В., Челноков А.Н., Чудаев О.В. Физико-химическая модель системы вода–атмосфера–уголь // Геохимия. 1999. № 6. С. 637–645.
7. Авченко О.В., Чудненко К.В., Александров И.А. Основы физико-химического моделирования минеральных систем. М.: Наука, 2009. 229 с.
8. Агапов А.Е. О ходе реструктуризации угольной промышленности России // Горный жур. 2006. № 8. С. 6–8.
9. Агапов А.Е. Итоги работы Государственного учреждения «ГУРШ» по реализации программы ликвидации особо убыточных шахт и разрезов // Уголь. 2007. № 3. С. 3–7.
10. Агафонов В.В., Лопушанская О.Я., Сошников Д.В. Анализ процессов обоснования реструктуризации шахтного фонда // Горный информ.-аналит. бюл. М.: Изд-во МГТУ, 2006. № 5. С. 204–208.
11. Агеева Е.М. Минералогия и петрография меловых отложений Южного Приморья // Материалы по стратиграфии и литологии мезозойских отложений Дальнего Востока: труды. Серия геологическая. Т. 6. Магадан, 1960. С. 59–124.
12. Азимов Б.В., Балашов И.Б., Диколенко Е.Я., Навитный А.М., Худин Ю.Л., Носенко В.Д. Научно-техническое обеспечение реструктуризации. Результаты научных исследований // Уголь. 2001. № 3.
13. Айрапетян М.А. Способы защиты от подтопления и очистки изливающихся минерализованных шахтных вод Восточного Донбасса // Экологические проблемы при ликвидации шахт и разрезов: материалы науч.-практ. конф. Пермь: МНИИЭКОТЭК, 2001. С. 50–62.

14. Аксельруд Г.А., Молчанов А.Д. Растворение твердых веществ. М.: Химия, 1977. 268 с.
15. Алекин О.А. Основы гидрохимии. Л.: Гидрометеорол. изд-во, 1953. 296 с.
16. Алекин О.А., Бражникова Л.В. Сток растворенных веществ с территории СССР. М.: Наука, 1964. 144 с.
17. Алекин О.А. Основы гидрохимии. Л.: Гидрометеорол. изд-во, 1970. 443 с.
18. Алексеев В.С., Коммунар Г.М., Астрова Н.В. Гидрогеологические проблемы регулирования качества подземных вод // Итоги науки и техники. Сер. Гидрогеология. Инженерная геология. 1984. Т. 9. 88 с.
19. Алексеев В.С., Коммунар Г.М., Шержуков Б.С. Массоперенос в водонасыщенных горных породах // Итоги науки и техники. Сер. Гидрогеология. Инженерная геология. 1989. Т. 2. 142 с.
20. Алексеев В.А. Кинетика и механизмы реакций полевых шпатов с водными растворами. М.: ГЕОС, 2002. 256 с.
21. Альтовский М.Е. Состояние и дальнейшие задачи изучения режима подземных вод // Вопр. гидрогеологии и инженерной геологии. Сб. 13. М.: Госгеолгиздат, 1950. С. 43–56.
22. Бабушкин В.Д. Методы изучения фильтрационных свойств неоднородных пород. М.: Недра, 1974. 208 с.
23. Бачурин Б.А. Экологические проблемы горнопромышленных районов Пермского края // Экология и промышленность России. 2006. С. 32–35.
24. Блинов С.М., Максимович Н.Г., Меньшикова Е.А. Современное техногенное минералообразование в аллювии рек Кизеловского угольного бассейна // Минералогия техногенеза. Миасс, 2003. С. 20–38.
25. Боровский Б.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. – Киев: Выща школа, 1989. 407 с.
26. Борисов А.А. Климаты СССР в прошлом, настоящем и будущем. Л.: Изд-во ЛГУ, 1975. 432 с.
27. Бочевер Ф.М., Орадовская А.Е. Гидрогеологическое обоснование защиты подземных вод и водозаборов от загрязнения. М.: Недра, 1972. 129 с.
28. Бочевер Ф.М., Лапшин Н.Н., Орадовская А.Е. Защита подземных вод от загрязнения. М.: Недра, 1979. 255 с.
29. Бродский А. А. Гидрохимический метод поисков рудных месторождений. – М.: Госгеолтехиздат, 1957. 56 с.



30. Бугельский Ю.Ю. Рудоносные коры выветривания влажных тропиков. М.: Наука, 1979. 286 с.
31. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения в области нефтегазовой гидрогеологии // Разведка и охрана недр. 1997. № 2. С. 37–39.
32. Бунеев А.Н. Агрессивная углекислота в минеральных водах // Тр. Центр. ин-та курортологии. Т. 4. 1932. С. 120–135.
33. Буянова Л.Г., Елисафенко Т.Н., Тарасенко И.А. Результаты гидрохимических исследований на полях ликвидированных шахт Сахалинской области // Горный информ.-аналит. бюл. М.: Изд-во МГГУ, 2004. № 10. С. 166–171.
34. Валяшко М.Г., Борисенко В.И., Волкова Н.Н. Экспериментальное изучение взаимодействия хлоркальциевых рассолов с сульфатными солями галогенных отложений // Геохимия. 1973. № 8. С. 1220–1228.
35. Вернадский В.И. Очерки геохимии. Л.: Госиздат, 1927. 368 с.
36. Вернадский В.И. О классификации и химическом составе природных вод // Природа. 1929. № 9. – С. 735–758. [Избр. соч. Т. 4, кн. 2. М.: Изд-во АН СССР, 1960. – С. 591–606.]
37. Вернадский В.И. Водное равновесие земной коры и химические элементы // Природа. 1933. № 89. С. 22–27.
38. Вернадский В.И. Очерки геохимии. 7-е изд. (4-е рус.). М.: Наука, 1983. 422 с.
39. Вернадский В.И. История природных вод. М.: Наука, 2003. 751 с.
40. Ветошкина А.В., Буянова Л.Г., Тарасенко И.А. Комплексное почвенно-растительное обследование как этап рекультивационных мероприятий // Регионы нового освоения: экологические проблемы, пути решения: материалы межрегион. науч.-практ. конф.: в 2 кн. Хабаровск: ДВО РАН, 2008. Кн. 1. С. 26–30.
41. Ветошкина А.В., Садардинов И.В., Тарасенко И.А. Почвенно-растительный мониторинг на полях ликвидируемых шахт и разрезов Приморского края // Экологические системы: фундаментальные и прикладные исследования: сб. материалов II Всерос. науч.-практ. конф. Ч. 1. Нижний Тагил, 2008. С. 60–64.
42. Ветошкина А.В., Тарасенко И.А., Окулов А.К. Безреагентная очистка шахтных вод (на примере шахт «Углекаменская» Приморского края) // Проблемы экологии, геологии и рационального природопользования: материалы конференции, посвященной 10-летию Института инженерной и социальной экологии ДВГТУ (ДВПИ имени В.В. Куйбышева). Владивосток, 2009. С. 48–50.
43. Виноградов А.П. Химическая эволюция Земли. М.: Изд-во АН СССР, 1959. 44 с.

44. Виноградов А.П. Введение в геохимию океана. М.: Наука, 1967. 213 с.
45. Власов Г.М. Третичные отложения Сихотэ-Алиня: автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Л.: ВСЕГЕИ, 1949. 26 с.
46. Воронов Е.Г. Типизация шахт Кизеловского бассейна по степени влияния на подрабатываемые водоносные комплексы // Комплексные проблемы охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов в угольной промышленности. Пермь, 1986. С. 41–47.
47. Воронов Е.Г. Макросостав шахтных вод затопленных горных выработок шахт Кизеловского бассейна // Проблемы защиты окружающей среды от техногенных загрязнений в угольной промышленности: сб. науч. тр. / ВНИИСУГОЛЬ. 1992. С. 48–52.
48. Гавришин А.И. О генезисе маломинерализованных содовых вод Донбасса // Докл. АН. 2005. Т. 404, № 5. С. 668–670.
49. Гавришин А.И. Количественный анализ закономерностей формирования химического состава шахтных вод с помощью многомерного классификационного G-метода // Новые идеи в науках о Земле. М.: ВНИИгеосистем, 2006. С. 177.
50. Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. М.: Мир, 1968. 367 с.
51. Гварцман Б.Я., Кацнельсон Н.Н. Безопасность выемки угля под водными объектами. М.: Недра, 1977. 195 с.
52. Геодинамика, магматизм и металлогения Востока России: в 2 кн. / под ред. А.И. Ханчука. Владивосток: Дальнаука, 2006. Кн. 1. 572 с.
53. Геологическая эволюция и самоорганизация системы «вода–порода»: в 5 т. Т. 1. Система «вода–порода» в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев [и др.]; отв. ред. С.Л. Шварцев; ОИГТМ СО РАН [и др.]. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. 244 с.
54. Геологическая эволюция и самоорганизация системы «вода–порода»: в 5 т. Т. 2. Система «вода–порода» в условиях зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев [и др.]; отв. ред. Б.Н. Рыженко; ИНГТ СО РАН [и др.]. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 389 с.
55. Геологическое строение и условия осадконакопления на территории Сучанского каменноугольного бассейна / под ред. Л.И. Шпаковской. Новосибирск, 1964. 231 с.
56. Геологическое строение Северо-Восточной Кореи и Юга Приморья. М.: Наука, 1966. 306 с.
57. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 1. Запад России и Урал. Кн. 1. Запад России / ред. Б.Н. Петров, В.П. Кириков. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. 528 с.

58. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 1. Запад России и Урал. Кн. 2. Урал / ред. О.А. Кондайн; соредакторы А.А. Беляев, А.Н. Мельгунов, Н.А. Румянцева. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2011. 584 с.
59. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 9. Угольные бассейны и месторождения Забайкалья, Якутской АССР, Дальнего Востока, о. Сахалин и островов Ледовитого океана. Кн. 1. Месторождение и бассейны Забайкалья (Бурятская АССР, Читинская область), Дальнего Востока (Амурская область, Хабаровский край, Приморский край) и о. Сахалин. М.: Недра, 1973. 692 с.
60. Геология СССР. Т. 32. Приморский край. Полезные ископаемые. М.: Недра, 1974. 156 с.
61. Геология угольных месторождений СССР / под ред. А.К. Матвеева. М.: Изд-во МГУ, 1990. 352 с.
62. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты / С.Р. Крайнов, Б.Н. Рыженко, В.М. Швец; отв. ред. акад. Н.П. Лаверов. М.: Наука, 2004. 677 с.
63. Гидрогеология Азии / под ред. Н.А. Маринова. М.: Недра, 1974. 576 с.
64. Гидрогеология СССР. Т. 6. Донбасс. М.: Недра, 1971. 480 с.
65. Гидрогеология СССР. Т. 17. Кемеровская область и Алтайский край. М.: Недра, 1972. 399 с.
66. Гидрогеология СССР. Т. 24. Остров Сахалин / ред. Е.Г. Чаповский, О.В. Равдоникас. М., 1972. 344 с.
67. Гидрогеология СССР. Т. 25. Приморский край. М., 1968. 257 с.
68. Гидрогеология СССР. Сводный том в пяти выпусках. Вып. 1. Основные закономерности распространения подземных вод на территории СССР. М.: Недра, 1976. 656 с.
69. Гидрогеология СССР. Сводный том в пяти выпусках. Вып. 3. Ресурсы подземных вод СССР и перспективы их использования. М.: Недра, 1977. 279 с.
70. Гинзбург И.И., Кабанова Е.С. Содержание кремнезема в природных водах и формы его присутствия // Кора выветривания. 1960. Вып. 3. С. 20–27.
71. Гинзбург И.И., Росман Г.И., Муканов Н.М. Применение геохимических методов при металлогенетических исследованиях рудных районов. М.: Недра, 1966. 296 с.
72. Глотов В.Е. Гидрогеология осадочных бассейнов Северо-Востока России. Магадан: Кордис, 2009. 232 с.

73. Гольдберг В.М. Подземное захоронение промстоков химической промышленности (опыт и задачи гидрогеологических исследований). М.: ВСЕГИНГЕО, 1968. 79 с.
74. Гольдберг В.М. Гидрогеологические прогнозы качества подземных вод на водозаборах. М.: Недра, 1976. 152 с.
75. Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. М.: Недра, 1984. 261 с.
76. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.: Недра, 1986. 160 с.
77. Гольдберг В.М. Взаимосвязь загрязнения подземных вод и природной среды. М.: Гидрометеиздат, 1987. 248 с.
78. ГОСТ Р 51592-2000. Государственный стандарт Российской Федерации. Вода. Общие требования к отбору проб. М. 25 с.
79. ГОСТ Р 51593-2000. Государственный стандарт Российской Федерации. Вода питьевая. Отбор проб. М. 16 с.
80. Гресов А.И., Курьянов А.В. Геолого-промышленная оценка возможности добычи метана в пределах горных отводов полей шахт Угловского бассейна и Подгородненского месторождения. Владивосток: Дальгеоинформ, 2002. 198 с.
81. Гресов А.И. Геолого-промышленная оценка ресурсов метана угольных бассейнов Приморья: дис. ... канд. техн. наук. Владивосток: ДВГТУ, 2006. 120 с.
82. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Ресурсы и перспективы извлечения метана угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Вестн. ДВО РАН. 2008. № 4. С. 24–31.
83. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Т. 1. Углеметановые бассейны Приморья, Сахалина и Хабаровского края. Владивосток: Дальнаука, 2009. 247 с.
84. Гресов А.И., Обжиров А.И., Коровицкая Е.В. Метаноносность и перспективы освоения ресурсов метана угольных пластов угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Тихоокеан. геология. 2009. Т. 28, № 2. С. 106–119.
85. Демкин В.И., Навитный А.М., Свитцов А.А., Каплунов Ю.В. Комплексная переработка шахтных вод с использованием мембранно-сорбционных методов // Горный информ.-аналит. бюл. М.: Изд-во МГТУ, 2010. С. 290–295.
86. Драйвер Дж. Геохимия природных вод: пер с англ. М.: Мир, 1985. 440 с.

87. Дружинин И.Д., Кондратенко Г.П., Лазаренко Н.Ф. Бактериальное загрязнение шахтных вод и сохраняемость в них дизентерийных бактерий // Гигиена и санитария. 1959. № 9. С. 84–85.
88. Дутова Е. М. Гидрогеохимия зоны гипергенеза Алтае-Саянской складчатой области: автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Томск, 2005. 46 с.
89. Елисафенко Т.Н. Экологические проблемы ликвидации шахт в Приморье: прогнозы, факты и пути решения // Экологические проблемы при ликвидации шахт и разрезов: материалы научн.-практ. конф. Пермь, 2001. С. 182–193.
90. Елисафенко Т.Н. Экологические проблемы ликвидации шахт в Приморье: прогнозы, факты, пути решения // Экол. вестн. Приморья. 2002. № 1. С. 3–10.
91. Елисафенко Т.Н., Чепкая Н.А., Тарасенко И.А., Челноков Г.А. Геоэкологические последствия ликвидации шахт Партизанского угольного бассейна // Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии: Сергеевские чтения. Вып. 5. Молодежная сессия. М.: ГЕОС, 2003. С. 250–255.
92. Елисафенко Т.Н., Тарасенко И.А., Зиньков А.В., Катаева И.В. Пути ликвидации отрицательного воздействия шахтных вод // Геология угольных месторождений. Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геол. академии, 2003. Вып. 13. С. 270–274.
93. Елохина С.Н. Исследование геоэкологических последствий самозатопления шахтных полей // Геоэкология. 2004. № 5. С. 405–414.
94. Елохина С.Н. Гидрогеоэкологические последствия горного техногенеза на Урале. Екатеринбург: ООО «УИПЦ», 2013. 187 с.
95. Елпатьевский П.В., Чудаева В.А., Зазыкина Е.Ф., Аржанова В.С. Роль техногенного фактора в формировании ионного стока (на примере одной из рек Приморья) // Геохимия зоны гипергенеза и техническая деятельность человека. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1976. С. 17–27.
96. Елпатьевский П.В. Геохимия миграционных потоков в природных и природно-техногенных геосистемах. М.: Наука, 1993. 253 с.
97. Елпатьевский П.В. Металлоносность техногенных вод рудных месторождений Приморья // Геология в Приморье в прошлом, настоящем и будущем. Владивосток: Дальнаука, 2006. С. 26–29.
98. Ершов В.М., Щеглова А.И. Германий в шахтных водах Кизеловского угольного бассейна // Геохимия. 1958. № 4. С. 42–46.

99. Зайко А.М. Состояние выполнения и эффективность природоохранных мероприятий на ликвидируемых шахтах и разрезах Приморского края // Экологические проблемы при ликвидации шахт и разрезов. Пермь, 2001. С. 215–224.
100. Зайцев И.К., Толстихин Н.И. Основы структурно-гидрогеологического районирования СССР // Материалы по региональной и поисковой гидрологии. Нов. сер. Л., 1963. С. 5–35. (Тр. ВСЕГЕИ; т. 101).
101. Зайцев И.К., Толстихин Н.И. Закономерности распространения и формирования минеральных (промышленных и лечебных) подземных вод на территории СССР. М.: Недра, 1972. 280 с.
102. Зайцев И.К. Гидрогеохимия СССР. Л.: Недра, 1986. 239 с.
103. Зверев В.П. Энергетика гидрогеохимических процессов современного седиментогенеза // Миграция химических элементов в подземных водах СССР. М.: Наука, 1974. С. 212–218.
104. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов. М.: Недра, 1982. 182 с.
105. Зверев В.П. Массопотоки подземной гидросферы. М.: Наука, 1999. 97 с.
106. Зверев В.П. Подземные воды земной коры и геологические процессы. М.: Научный мир, 2006. 256 с.
107. Зверев В.П. Подземная гидросфера. Проблемы фундаментальной гидрогеологии. М.: Научный мир, 2011. 260 с.
108. Имайкин А.К. Оценка и прогноз гидрогеологических условий территории Кизеловского угольного бассейна после закрытия шахт: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. Пермь, 2012. 22 с.
109. Информационный бюллетень. О состоянии недр на территории Российской Федерации в 2006 г. М.: ООО «Геонформмарк», 2007. Вып. 30. 256 с.
110. История неогенового угленакпления на территории Сахалина // Тр. лаборатории геологии угля Государственного геологического комитета АН СССР. Вып. 19. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 141 с.
111. Казьмин Л.А., Халиуллина О.А., Карпов И.К. Расчет химических равновесий поликомпонентных гетерогенных систем, когда число фаз превышает число независимых компонентов в исходных условиях методом минимизации свободной энергии (Программа «Селектор») // Алгоритмы и программы. 1975. № 3. С. 18–19.
112. Казьмин Л.А. Расчет химических равновесий и уточнение термодинамических констант методом минимизации свободной энергии в системе  $H_2S-H_2O$  // Физико-химия эндогенных процессов. Новосибирск: Наука, 1979. С. 190–209.

113. Кальгин П.В. Химизм подземных и шахтных вод Центрального Донбасса // Тр. I Укр. гидрогеол. совещ. Т. 1. Киев: Изд-во АН УССР, 1961. С. 63–68.
114. Каменский Г.Н., Биндеман Н.Н., Вевиоровская М.А., Альтовский М.Е. Режим подземных вод. М.; Л.: ГОНТИ, 1938. 192 с.
115. Карпов И.К., Киселев А.И., Летников Ф.А. Химическая термодинамика в геохимии и петрологии. Иркутск: Изд-во СО АН СССР, 1971. 385 с.
116. Карпов И.К. Физико-химическое моделирование на ЭВМ в геохимии. Новосибирск: Наука, 1981. 247 с.
117. Карпов И.К., Чудненко К.В., Кулик Д.А., Авченко О.В., Быгинский В.А. Минимизация энергии Гиббса в геохимических системах методом выпуклого программирования // Геохимия. 2001. № 11. С. 1207–1219.
118. Кашик С.А., Карпов И.К. Основные проблемы физико-химической теории необратимых процессов минералообразования в коре выветривания // Кора выветривания и гипергенное рудообразование. М.: Наука, 1977. С. 87–99.
119. Кашик С.А., Карпов И.К. Формирование минеральной зональности при различных режимах протекания процессов выветривания // Физико-химические модели в геохимии. Новосибирск: Наука, 1988. С. 160–177.
120. Кашик С.А., Мазиллов В.Н. Карбонатные породы в зоне гипергенеза. Новосибирск: Наука, 1992. 61 с.
121. Кирюхин В.А., Сырвада Н.И. Гидрогеология Зее-Буреинской впадины // Материалы по региональной и поисковой гидрогеологии. Нов. сер. Л., 1961. (Тр. ВСЕГЕИ; вып. 46).
122. Кирюхин В.А., Альбинский Н.В. Гидрогеология среднеамурской впадины // Материалы по региональной и поисковой гидрогеологии. Нов. сер. Л., 1963. С. 36–49. (Тр. ВСЕГЕИ, т. 101).
123. Кирюхин В.А. Формирование подземных вод юга Дальнего Востока: автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Л., 1975. 66 с.
124. Кирюхин В.А., Толстихин Н.И. Региональная гидрогеология. М.: Недра, 1987. 382 с.
125. Кирюхин В.А., Коротков А.И., Павлов А.Н. Общая гидрогеология. Л.: Недра, 1988. 359 с.
126. Кирюхин В.А., Никитина Н.Б., Судариков С.М. Гидрогеохимия складчатых областей. Л.: Недра, 1989. 253 с.
127. Кирюхин В.А., Коротков А.И., Щварцев С.Л. Гидрогеохимия // Учеб. для вузов. М.: Недра, 1993. 384 с.

128. Кладовщиков В.Н. К вопросу о гидрохимической характеристике Приханкайского артезианского бассейна // Информационный сборник Прим. геол. управления. Владивосток, 1971. № 7.
129. Кононенко Н.И., Ощепкова А.П., Немковский Б.Б. О микроэлементном составе шахтных вод Западного Донбасса // Науч. тр. ВНИИОСуголь. Вып. 22. 1976. С. 101–106.
130. Кононенко Н.И. Особенности химического состава подземных вод, формирующих шахтные водопритоки Кизеловского угольного бассейна // Науч. тр. ВНИИОСуголь. Вып. 22. 1976. С. 95–101.
131. Кононова Р.С., Неизвестнов Я.В., Толстихин Н.И., Толстихин О.Н. Криопэги – отрицательнотемпературные воды Земли // Мерзлотные исследования. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1971. Вып. 11. С. 75–88.
132. Кононова Р.С. Криогенная метаморфизация подмерзлотных вод Восточно-Сибирской артезианской области // Сов. геология. 1974. № 3. С. 106–115.
133. Копейкин В.А. Моделирование на ЭВМ поведения марганца в гипергенном процессе // Геохимия. 1984. № 6. С. 913–928.
134. Копейкин В.А. Физико-химическая модель латеритного процесса // Физико-химические модели в геохимии. Новосибирск: Наука, 1988. С. 61–80.
135. Коровицкая Е.В. Экологические последствия выхода метана на ликвидированных шахтах угольных месторождений юга Приморского края // Тез. докл. конф. молодых ученых ТОИ им. В.И. Ильичёва ДВО РАН. – Владивосток, 2007. С. 103–104.
136. Коровицкая Е.В. Газогеохимические поля на буроугольных месторождениях Угловского бассейна и их экологическое значение // Материалы межвуз. науч. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле». М., 2008. С. 224.
137. Коровицкая Е.В. Газо-геохимические поля и их экологическое значение на угольных шахтах юга Приморья: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. Владивосток, 2009. 24 с.
138. Кравцов А.И. Зональность химизма подземных вод и газоносность угольной толщи Донбасса // Сов. Геология. 1948. № 28. С. 183–187.
139. Крайнов С.Р., Добровольский Е.В., Матвеева Л.И., Соломин Г.А. Геохимический анализ способности подземных вод седиментационных бассейнов к образованию доломита // Геохимия. 1986. № 9. С. 1285–1302.



140. Крайнов С.Р., Соломин Г.А. Активность воды в гидрогеохимических системах, ее влияние на образование кристаллогидратов (на примере системы гипс-ангидрид) // Геохимия. 1990. № 1. С. 13–25.
141. Крайнов С.Р., Закутин В.П. Геохимическая типизация загрязненных подземных вод // Сов. Геология. 1991. № 11. С. 78–87.
142. Крайнов С.Р., Швец В.М. Гидрогеохимия. М.: Недра, 1992. 464 с.
143. Крайнов С.Р. Анализ соответствия результатов термодинамического моделирования формирования химического состава подземных вод реальным геохимическим свойствам этих вод (Обзор возможностей, погрешностей и проблемы) // Геохимия. 1997. № 7. С. 730–749.
144. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н. Анализ разрешающих возможностей прогнозных моделей техногенных изменений химического состава подземных вод, их оптимальное геохимическое содержание // Геохимия. 2000. № 7. С. 691–703.
145. Крайнов С.Р., Белоусова А.П., Рыженко Б.Н. Геохимические системы формирования высококарбонатных щелочных подземных вод в верхних водоносных горизонтах // Геохимия. 2001. № 12. С. 1251–1262.
146. Красилов В.А. Раннемеловая флора Южного Приморья и ее значение для стратиграфии. М.: Наука, 1967. 364 с.
147. Краснянский Г.Л., Османян К.А. Реструктуризация угольной промышленности Германии (Аналитический обзор). М.: ГПК «Росуголь», 1995. 69 с.
148. Краснянский Г.Л., Османян К.А. Реструктуризация угольной промышленности Польши (Аналитический обзор). М.: ГПК «Росуголь», 1995. 44 с.
149. Критерии прогнозной оценки территорий на твердые полезные ископаемые / под ред. Д.В. Рундквиста. 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Недра, 1986. 751 с.
150. Кручинина Л.М. Влияние закрываемых шахт на экологическое состояние территории // Экологические проблемы угледобывающих районов при закрытии шахт. Кемерово, 2001. С. 35–43.
151. Кручинина Л.М. К методике оценки эколого-географической ситуации отдельных районов Южного Приморья // Экол. вестн. Приморья. 2002. № 1. С. 11–14.
152. Кулаков В.В. Геохимия подземных вод Приамурья. Хабаровск: ИВЭП ДВО РАН, 2004. 254 с.
153. Куликов Г.В., Ловчев Р.И., Рохлин Л.И., Рубейкин В.З. Вопросы комплексного использования шахтных вод // Изв. высших учебных заведений. Геология и разведка. 1984. № 3. С. 73–79.

154. Лебедев А.В. Методы изучения баланса грунтовых вод. М.: Недра, 1976. 233 с.
155. Лебедев А.В. Оценка баланса подземных вод. М.: Недра, 1989. 174 с.
156. Ломоносов И.С. Геохимия и формирование современных гидротерм Байкальской рифтовой зоны. Новосибирск: Наука, 1974. 166 с.
157. Майдуков Г.Л., Григорюк М.Е. Охрана окружающей среды. Шахтная вода как природный ресурс // Уголь Украины. 2006. № 12. С. 22–28.
158. Максимович Н.Г., Черемных Н.В., Хайрулина Е.А. Экологические последствия ликвидации Кизеловского угольного бассейна // Геогр. вестн., 2006. № 2. С. 128–134.
159. Матвеева Л.А. Экспериментальное и теоретическое обоснование механизма взаимодействия воды с породой при выветривании и гипергенное рудообразование // Кора выветривания и гипергенное рудообразование. М.: Наука, 1977. С. 123–133.
160. Меркулова М.А. Социально-экономические последствия реструктуризации российской угольной отрасли // Горный информ.-аналит. бюл. М.: Изд-во МГТУ, 2008. № 7. С. 265–268.
161. Метанопроявления и перспективы нефтегазоносности Приморского края / Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б., Агеев А.А., Верещагина О.Ф., Яновская О.С., Пестрикова Н.Л., Коровицкая Е.В., Дружинин В.В. Владивосток: Дальнаука, 2007. 167 с.
162. Методические основы гидрогеологического районирования СССР / Островский Л.А., Антыпко Б.Е., Конюхова Т.А. М.: Недра, 1990. 240 с.
163. Методические указания по оценке гидрогеологических условий ликвидации угольных шахт, обоснованию мероприятий по управлению режимом подземных вод и обеспечению экологической безопасности. ВНИИМИ, 1997.
164. Миненко О.А., Елифанцева М.В. Содержание микроэлементов в шахтных водах // Науч. тр. ВНИИОСуголь. 1973. Вып. 16. С. 28–36.
165. Мироненко В.А., Норватова О.А. и др. Руководство по дренированию карьерных полей. М.: Недра, 1977. 195 с.
166. Мироненко В.А., Румынин В.Г., Учаев В.К. Охрана подземных вод в горнодобывающих районах. Л.: Недра, 1980. 320 с.
167. Мироненко В.А., Румынин В.Г. О расчетных моделях миграции в стратифицированных комплексах водоносных пород // Зап. Ленингр. горн. ин-та. 1982. Вып. 91. С. 5–20.

168. Мироненко В.А., Румынии В.Г. Теоретические основы опытно-миграционных исследований в водоносных пластах. Ст. I // Изв. высш. учеб. заведений. Геология и разведка. 1985 а. № 7. С. 65–74.
169. Мироненко В.А., Румынии В.Г. Теоретические основы опытно-миграционных исследований в водоносных пластах. Ст. II // Изв. высш. учеб. заведений. Геология и разведка. 1985 б. № 9. С. 69–77.
170. Мироненко В.А., Румынии В.Г. Опытные-миграционные работы в водоносных пластах. М.: Недра, 1986. 240 с.
171. Морозов В.Б. Роль циклического строения сучанской серии и палеоструктурного плана Партизанского бассейна в формировании промышленной угленосности // Материалы 4-й Дальневост. геол. конф. углегеологов. Артем: ДВУР, 1982.
172. Мохов А.В. Факторы и тенденции формирования высокоминерализованных железистых вод в затопленной шахте «Комиссаровская» (Восточный Донбасс) // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. Екатеринбург: УГГА, 2003. С. 275–286.
173. Мухамеджанов С.М. Гидрогеология северо-восточной части Казахстана. – Алма-Ата: Наука, 1971. 329 с.
174. Навитный А.М., Каптунов Ю.В. О состоянии и задачах мониторинга окружающей среды в районах ликвидации шахт // Мониторинг, наука и технологии. 2011. № 3 (8). С. 6–13.
175. Назаренко Л.Ф., Бажанов В.А. Геология Приморского края: в 3 ч. / Препр. Ч. 1. Стратиграфия. Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. 68 с.
176. Назаренко Л.Ф., Бажанов В.А. Геология Приморского края: в 3 ч. / Препр. Ч. 2. Интрузивные образования. Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. 28 с.
177. Назаренко Л.Ф., Бажанов В.А. Геология Приморского края: в 3 ч. / Препр. Ч. 3. Основные черты тектоники и истории развития. Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. 60 с.
178. Назарова А.Н. Шахтные воды восточной части Донецкого бассейна и некоторые вопросы происхождения их химического состава // Гидрогеохим. материалы. 1968. Т. 47. С. 99–110.
179. Назарова А.Н. Гидрохимическая характеристика и условия формирования шахтных вод Восточного Донбасса: автореф. дис. ... канд. наук. Новочеркасск, 1969. 22 с.
180. Наумов Г.Б., Рыженко Б.Н., Ходаковский И.Л. Справочник термодинамических величин (для геологов). М.: Атомиздат, 1971. 240 с.

181. Никольская Ю.П. Процессы солеобразования в озерах и водах Кулундинской степи. Новосибирск, 1961. 181 с.
182. Норватов Ю.А., Петрова И.Б. Гидрогеологическая оценка условий затопления угольных шахт // Глюкауф: журн. по сырью, горной промышленности, энергетике. ЭССЕН ФРГ. 1999. № 2 (4).
183. Норватов Ю.А. Методическое руководство по прогнозу гидрогеологических условий ликвидации угольных шахт и обоснованию мероприятий, обеспечивающих предотвращение негативных экологических последствий. СПб.: ВНИМИ, 2007. 80 с.
184. Норватова О.И. Методика прогноза гидрогеологических условий затопления угольных шахт на базе численного моделирования геофильтрационных процессов (на примере Восточного Донбасса): автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб. 2005. 23 с.
185. Норватова О.И. Типизация гидрогеологических условий затопления шахт // Горный информ.-аналит. бюл. М.: Изд-во МГТУ, 2007. № 1. С. 117–120.
186. Нормативно-методическое обеспечение реструктуризации угольной промышленности: Сб. документов под общ. ред. А.Г. Саламатина, В.Е. Зайденварга, В.Н. Попова. М., 2000. 328 с.
187. Обжиров А.И. Геологические особенности распределения природных газов на угольных месторождениях Дальнего Востока. М.: Наука, 1979. 71 с.
188. Обжиров А.И., Гресов А.И. Метан угольных бассейнов и месторождений Дальнего Востока // Геология угольных месторождений: межвуз. науч.-темат. сб. Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. ун-та, 2006. Вып. 16. С. 199–202.
189. Объяснительная записка к атласу гидрогеологических и инженерно-геологических карт СССР. М.: Главное управление геодезии и картографии при Совете министров СССР, 1983. 21 с.
190. Обчинников А.М. Гидрогеохимия. М.: Недра, 1970. 200 с.
191. Озябкин В.Н., Озябкин С.В. Программные имитаторы для моделирования геохимической миграции неорганических загрязнений // Геоэкология. 1996. № 1. С. 104–120.
192. Олейников А.В., Коваленко С.В., Неволлина С.И., Вольнец Е.Б., Маркевич В.С. Новые данные по стратиграфии верхнемезозойских отложений северной части Партизанского каменноугольного бассейна // Континентальный мел СССР. Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. С. 114–126.
193. Оньонз К. Экологические последствия закрытия Британских угольных шахт // Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию. Кемерово: Кузбассвузиздат, 1999. Т. 1. С. 201–208.

194. Осадочные бассейны России / Басков Е.А., Петров В.В., Иванова Т.К. Вып. 2. Гидрогеология осадочных бассейнов. СПб. 1996. 51 с.
195. Османян К.А., Краснянский Г.Л. Реструктуризация угольной промышленности Франции (Аналитический обзор). М.: ГПК «Росуголь», 1995. 42 с.
196. Островский В.Н., Островский А.В. Гидрогеологическая секториальность территории России // Отечественная геология. 2000. № 6. С. 57–61.
197. Островский В.Н. Влияние взаимодействия в системе континент–океан на гидрогеологические условия России // Отечественная геология. 2009. № 6. С. 71–77.
198. Отраслевой стандарт: Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 12 с.
199. Павлюткин Б.И. Геология и условия формирования кайнозойских отложений континентального юга Дальнего Востока: дис. ... д-ра геол.-минер. наук. Владивосток, 2008. 322 с.
200. Панасенко Г.А., Секретова Л.В., Петропавловский В.Г. К методике прогнозирования изменения состава шахтных вод в угольных шахтах Донбасса. // Геологическое строение и разведка полезных ископаемых Нижнего Дона / Ростовский ун-т, 1974. С. 66–72.
201. Панов Б.С., Шевченко О.А., Дудик А.М., Седяков С.Ю. К геоэкологии Донецкого каменноугольного бассейна // Изв. высших учебных заведений. Геология и разведка. 1998. № 5. С. 138–145.
202. Патент на полезную модель 50218 Российская Федерация, МПК7 С 02 Р 1/66. Установка для нейтрализации кислых шахтных вод / Максимович Н.Г., Басов В.Н., Холостов С.Б.; заявитель и патентообладатель ФГНУ «Естественнонаучный институт». № 2005106661; заявл. 14.03.05; опубл. 27.12.05, Бюл. № 36 (Пч.). Изобретения. Полезные модели. 350 с.: ил.
203. Педро Ж. Науки о Земле: Экспериментальные исследования геохимического выветривания кристаллических пород. М.: Мир, 1971. 252 с.
204. Пек Ф., Сантер-Велигош Е. Оценка рисков в Донецком бассейне. Закрытие шахт и породные отвалы. Елвсес: ГРИД Арендал, 2008. 101 с.
205. Пек Ф. Оценка рисков в Донецком бассейне. Закрытие шахт и породные отвалы. Елвсес: ГРИД Арендал, 2009. 171 с.
206. Перельман А.И. Геохимия эпигенетических процессов. 3-е изд. М.: Недра, 1968. 331 с.
207. Перельман А.И. Геохимия элементов в зоне гипергенеза. М.: Недра, 1972. 287 с.

208. Перельман А.И. Геохимия биосферы. М.: Наука, 1973. 166 с.
209. Перельман А.И. Геохимия. М.: Высш. школа, 1989. 528 с.
210. Пересунько Д.Н. Изучение режима шахтных (рудничных) и подземных вод на месторождениях полезных ископаемых: методические указания. М.: Недра, 1968. 80 с.
211. Перечень ПДК и ОБУВ вредных веществ для воды рыбохозяйственных водоемов. М.: Изд-во ВНИРО, 1997. 251 с.
212. Перспективы освоения угольных месторождений Дальнего Востока: в 2 т. Т. 1. Горно-экологические условия / колл. авторов, под общ. ред. И.В. Садардинова. Владивосток: Изд-во Дальневост. ун-та, 2004. 451 с.
213. Пиннекер Е.В. Проблемы региональной гидрогеологии (Закономерности распространения и формирования подземных вод). М.: Наука, 1977. 196 с.
214. Пиннекер Е.В., Писарский Б.И., Шварцев С.Л. и др. Основы гидрогеологии. Геологическая деятельность и история воды в земных недрах. Новосибирск: Наука, 1982. 240 с.
215. Пиннекер Е.В. Экологические проблемы гидрогеологии. Новосибирск: Наука, 1999. 128 с.
216. Писарский Б.И., Писарская В.А. Гидрогенное минералообразование в малоглубинных условиях (на примере Монголо-Байкальского орогена) // Подземные воды и эволюция литосферы: материалы Всесоюз. конф. Т. 2. М.: Наука, 1985. С. 209–212.
217. Писарский Б.И. Закономерности формирования подземного стока бассейна озера Байкал. Новосибирск: Наука, 1987. 154 с.
218. Питьева К.Е. Подземные воды палеозоя Северного Прикаспия. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1971. 354 с.
219. Питьева К.Е. Гидрогеохимия. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1978. 325 с.
220. Питьева К.Е. Гидрогеохимические аспекты охраны окружающей среды. М.: Наука, 1984. 218 с.
221. Плескачевская А.А. Химический состав шахтных вод Кузбасса // Науч. тр. Новочеркас. гидрохим. и-та. 1974. Т. 10. С. 42–48.
222. Плотников Н. И. Водоснабжение горнорудных предприятий. М.; Л.: Госгортехиздат, 1959. 528 с.
223. Полевщиков Г.Я., Козьрева Е.Н. Проявление процессов разгрузки и сдвижений вмещающих пород в метанообильности длинного очистного забоя // Фундаментальные проблемы формирования техногенной среды: тр. конф. Новосибирск, 2007. Т. 1. С. 237–241.

224. Польшов Б.Б. Избранные труды / под ред. И.В. Тюрина, А.А. Саукова, со вступ. ст. А.И. Перельмана. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 751 с.
225. Пономарев Е.А. Цветные и редкие металлы в природных водах Восточного Донбасса и Приазовья // Науч. тр. Том. политехн. ин-та. 1974. С. 110–116.
226. Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф. Ионнообменная концепция в генетической гидрогеохимии. Уфа: Гилем, Башкирская энциклопедия. 2013. 356 с.
227. Попов В.К., Плевако Г.А. Химический состав подземных вод и поровых растворов центральной части Кузбасса // Влияние поровых вод на физико-механические свойства пород. Киев: Наукова думка, 1974. С. 145–149.
228. Посохов Е.В. Очерки по гидрохимии подземных вод центральных районов Казахстана. М.: Изд-во АН СССР, 1960. 159 с.
229. Посохов Е.В. Формирование химического состава подземных вод. Л.: Гидрометеониздат, 1969. 334 с.
230. Посохов Е.В. Сульфатные воды в природе. Л.: Гидрометеониздат. 1972. 166 с. (Гидрохимические материалы, т. 58).
231. Посохов Е.В. Общая гидрогеохимия. М.: Недра, 1975. 208 с.
232. Посохов Е.В. Химическая эволюция гидросферы. Л.: Гидрометеониздат, 1981. 286 с.
233. Посохов Е.В. Ионный состав природных вод. Генезис и эволюция. – Л.: Гидрометеониздат, 1985. 256 с.
234. Потапенко В.А. Изменение гидродинамического режима и качественного состава подземных вод на закрывающихся шахтах Подмосковского региона // Экологические проблемы при ликвидации шахт и разрезов: материалы науч.-практ. конф. Пермь: МНИИЭКО-ТЭК, 2001. С. 43–62.
235. Природоохранный нормативный документ Федеральный (ПНД Ф) 14.1:2.5-95 «Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом ИК-спектрометрии». ЦКЕР, 1995. 16 с.
236. Природоохранный нормативный документ Федеральный (ПНД Ф) 14.1:2.4.128-98 «Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных, питьевых, сточных вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости ФЛЮОРАТ-02 ЗМ». ЦКЕР, 1998. 20 с.
237. Проскурня Ю.А., Тарасова Е.А. Химический состав шахтных вод Донецко-Макеевского района Донбасса // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Гірнично-геологічна». Донецьк: ДонНТУ. 2007. Т. 1, вып. 112. С. 193–198.

238. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, 1982. 591 с.
239. Рожин Л.И., Рубейкин В.З. Изучение шахтных (рудничных) вод как возможного источника гидроминерального сырья // Изучение гидрогеологических и инженерно-геологических условий месторождений полезных ископаемых. М.: Недра, 1986.
240. Рыженко Б.Н., Брызгалин О.В., Шапкин А.И. Электролитическая диссоциация солей и оснований в водном растворе // Геохимия. 1990. № 10. С. 1461–1466.
241. Рыженко Б.Н., Барсуков ВЛ., Князева С.Н. Химические характеристики (состав, рН, Eh) систем "порода–вода". I. Система "гранитоиды–вода" // Геохимия. 1996. № 5. С. 436–454.
242. Рыженко Б.Н., Барсуков ВЛ., Князева С.Н. Химические характеристики (состав, рН, Eh) систем «порода–вода». II. Системы «диорит(андезит)–вода» и «габбро(базальт)–вода» // Геохимия. 1997. № 12. С. 1227–1254.
243. Рыженко Б.Н., Барсуков ВЛ., Князева С.Н. Химические характеристики (состав, рН, Eh) систем "порода–вода". III. Системы "Пироксенит–вода" и "дунит–вода" // Геохимия. 2000. № 6. С. 618–642.
244. Рыженко Б.Н., Крайнов С.Р. Взаимодействия в термодинамически закрытой системе «порода–вода» – ключ к формированию хлоридных подземных вод // Геохимия. 2001. № 10. С. 1052–1082.
245. Рыженко Б.Н., Крайнов С.Р. Физико-химические факторы формирования химического состава вод зоны гипергенеза // Геохимия. 2002. № 8. С. 1–28.
246. Рыженко Б.Н., Крайнов С.Р., Шваров Ю.В. Физико-химические факторы формирования состава природных вод (верификация модели «порода–вода») // Геохимия. 2003. № 6. С. 630–640.
247. Рыженко Б.Н., Барсуков ВЛ., Крайнев С.Р., Шваров Ю.В. Флюиды земной коры: химические свойства (состав, рН, Eh) и определяющие их факторы // Петрология. 2006. Т. 8, № 6. С. 620–633.
248. Рынков В. С. Подземные воды Дальнего Востока. Владивосток, 1988. 78 с.
249. Саваренский Ф.П. Гидрогеология. Новосибирск: Гос. науч.-техн. гор.-геол.-нефт. изд., 1933. 320 с.
250. Саваренский Ф.П., Афанасьев Т.П. Водные ресурсы Среднего Поволжья и их использование. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1946. 52 с.
251. Саваренский Ф.П. О принципах гидрогеологического районирования // Сов. геология. 1947. № 19. С. 19–23.



252. Саваренский Ф.П. Избранные сочинения / отв. ред. Н.Н. Славянов. М.; Л.: АН СССР, 1950. 412 с.
253. Савенко А.В. Экспериментальное моделирование выветривания алюмосиликатов в условиях периодических фазовых переходов вода-лед / Вестн. Отделения наук о Земле РАН. 2009. № 1 (27). [http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h\\_dgggms/1-2009/informbul-1\\_2009/geocol-12.pdf](http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2009/informbul-1_2009/geocol-12.pdf)
254. Садардинов И.В., Елисафенко Т.Н., Тарасенко И.А., Зиньков А.В., Чепкая Н.А. Экспериментальное моделирование очистки загрязненных шахтных вод (Южное Приморье) // Тр. Междунар. форума по проблемам науки, техники и образования. М., 2002. Т. 3. С. 131–133.
255. Садардинов И.В., Тарасенко И.А., Буянова Л.Г. Оценка влияния шахты «Авангард» на санитарное состояние подземных и поверхностных вод // Экол. вестн. Приморья. Владивосток, 2004. Вып. 5. С. 11–15.
256. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». М.: Федерал. центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2001. 90 с.
257. Севрикова С.Д. Солевые воды северной окраины Донбасса // Изв. высших учебных заведений. Геология и разведка. 1972. № 8. С. 51–56.
258. Севрикова С.Д. О некоторых условиях формирования кислых шахтных вод Донбасса // Уголь Украины. 1978. № 1. С. 47–49.
259. Седых А.К. О структурно-генетической принадлежности Партизанского (Сучанского) каменноугольного бассейна // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. / редкол.: Алексеев В.П. (отв. ред.) и др. Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. горного университета, 2005. Вып. 15. С. 145–153.
260. Седых А.К. Кайнозойские рифтогенные впадины Приморья (геологическое строение, минерализация и геодинамика углегенеза). Владивосток: Дальнаука, 2008. 248 с.
261. Середа Ю.А., Гавришин А.И. Химический состав шахтных вод Белокалитвинского участка Восточного Донбасса // Проблемы геологии полезных ископаемых и рационального недропользования. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2005.
262. Соболева И.М., Пельтихин С.В. Некоторые закономерности изменения и формирования химического состава шахтных вод Северо-Восточной части Донбасса. Сов. геология. 1965. № 6. С. 160–165.
263. Соболева И.М. Шахтные воды Северо-Восточной части Донбасса, их очистка и использование в народном хозяйстве: автореф. дис. докт. наук. 1966. 46 с.

264. Солнцева А.П., Никифорова Е.М. Влияние техногенных потоков на геохимию лесных почв (в связи с угледобычей). М.: Наука, 1982. С. 82–119.
265. Соломин Г.А. Расчеты равновесий на основе констант устойчивости комплексных соединений, методы вычисления коэффициентов активности ионов // Методы геохимического моделирования и прогнозирования в гидрогеологии. М.: Недра, 1988. С. 86–109.
266. Сорокина А.Т. Гидрогеологические системы Верхнего Приамурья. Владивосток: Дальнаука, 2005. 167 с.
267. Сорокина А.Т., Попов А.А. Геохимическая зональность южной части Зейско-Буреинского артезианского бассейна как отражение его структурно-тектонической неоднородности // Геохимия осадочных бассейнов: тр. Рос. науч. конф. Томск: Изд-во НТЛ, 2007. С. 141–147.
268. Сорокина А.Т., Попов А.А. Природный геохимический фон питьевых подземных вод южных районов Амурской области // Бюл. физиологии и патологии дыхания. 2007. Вып. 25. С. 97–98.
269. Стацук М.Ф. Термодинамика и ее применение в литологии. М.: Наука, 1985. 221 с.
270. Стратиграфический кодекс России. 3-е изд. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 2006. 96 с.
271. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений в системе природных вод. М.: Гостоптезиздат, 1946. 96 с.
272. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод. М.: Изд-во АН СССР, 1948. 106 с.
273. Суярко В.Г. Геохимические особенности подземных вод Донбасса // Геохимия. 1988. № 5. С. 738–747.
274. Суярко В.Г., Краснопольский Н.А., Шевченко О.А. О техногенных изменениях химического состава подземных вод в Донбассе // Изв. высших учебных заведений. Геология и разведка. 1995. № 1. С. 85–90.
275. Сыроватко М.В. Гидрогеология и инженерная геология при освоении угольных месторождений. М.: Госгортехиздат, 1960. 488 с.
276. Тарасенко И.А., Зиньков А.В., Садардинов И.В. Прогнозирование изменений химического состава вод шахты «Ургал» // Геология угольных месторождений. Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геол. академии, 2004. Вып. 14. С. 253–258.
277. Тарасенко И.А., Челпая Н.А., Елисафенко Т.Н., Зиньков А.В., Катаева И.В., Садардинов И.В. Экологические последствия закрытия угольных шахт и меры по

предотвращению их отрицательного воздействия на регион // Вестн. ДВО РАН. 2004. № 1. С. 87–93.

278. Тарасенко И.А., Буянова Л.Г. Гидрохимические исследования на полях ликвидированных шахт Сахалинской области // Геология угольных месторождений. Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геол. академии, 2005. Вып. 15. С. 248–257.

279. Тарасенко И.А., Буянова Л.Г. Состояние природных и техногенных вод в зоне влияния ликвидированной шахты «Ильичевская» (Приморский край) // Геология угольных месторождений. Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геол. академии, 2006. Вып. 16. С. 219–227.

280. Тарасенко И.А. Типизация природно-техногенных преобразований гидролитосистем при ликвидации угольных шахт // Проблемы экологии, безопасности жизнедеятельности и рационального природопользования Дальнего Востока и стран АТР: материалы II Междунар. конф. Владивосток, 2006. С. 203–208.

281. Тарасенко И.А., Тарасова Т.В., Зиньков А.В. Гидрогеологические особенности Ургальского каменноугольного месторождения // Литология и геология горючих ископаемых. Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. горного университета, 2008. Вып. 2 (18). С. 331–337.

282. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Опыт прикладных геохимических исследований техногенных ландшафтов // Минералогия и геохимия ландшафта горнорудных территорий. Современное минералообразование: тр. II Всерос. симпоз. с международным участием и VIII Всерос. чтений памяти академика А.Е. Ферсмана. Чита, 2008. С. 124–126.

283. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Природно-техногенные преобразования гидролитосистем при ликвидации угольных шахт // Экология и безопасность жизнедеятельности, охрана окружающей среды, экономика: материалы науч.-техн. конф. «Вологдинские чтения». Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2009. С. 58–61.

284. Тарасенко И.А., Буянова Л.Г., Зиньков А.В. Состояние гидросистем при ликвидации угольных шахт // Материалы III Междунар. экол. форума «Природа без границ». Владивосток, 2009. С. 306–309.

285. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. К вопросу о природно-техногенных преобразованиях гидролитосистем при ликвидации угольных шахт // Экология и безопасность жизнедеятельности, охрана окружающей среды, экономика: материалы науч.-техн. конф. «Вологдинские чтения». Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2010. С. 194–198.

286. Тарасенко И.А. О состоянии окружающей природной среды в районах ликвидированных угольных шахт (на примере Партизанского района Приморского края) // Вестн. ДВО РАН. 2010. № 3. С. 113–118.

287. Тарасенко И.А. Гидрогеохимические особенности подземных вод ликвидированной шахты «Мгачи» в Сахалинской области и оценка их экологического влияния на поверхностные водотоки // Геориск. 2011. № 2. С. 48–56.
288. Тарасенко И.А., Зиньков А.В., Буянова Л.Г. Инженерно-экологические изыскания на стадии ликвидации шахты «Ильичевская» (Приморский край) // Инженерные изыскания. 2011. № 7. С. 60–67.
289. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Современное состояние подземной гидросферы угленосных районов о. Сахалин // Материалы XX Совец. по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. Иркутск, 2012. С. 134–137.
290. Тарасенко И.А., Зиньков А.В., Оводова Е.В. Инженерно-экологические изыскания при оценке последствий ликвидации шахт в Раздольненском каменноугольном бассейне Приморского края // Инженерные изыскания. 2013. № 3. С. 28–37.
291. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Особенности современного химического состава подземных вод угленосных районов о. Сахалин // Тихоокеан. геология. 2013. Т. 32, № 4. С. 100–110.
292. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Оценка техногенного загрязнения подземного водного бассейна в районе ликвидированной шахты (Липовецкое каменноугольное месторождение, Приморский край) // Вестн. ДВО РАН. 2013. № 2. С. 106–115.
293. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Оценка экологической безопасности подземного водного бассейна при закрытии шахт Приморского края (на примере шахты «Липовецкая») // Горный информ.-аналит. бюл. 2013. № 2. С. 362–373.
294. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Природно-техногенные преобразования гидrolитосферы в районах ликвидированных угольных шахт // Вестн. Инженерной школы ДВФУ. 2013. № 3 (16). С. 52–59.
295. Тарасенко И.А., Зиньков А.В. Современное состояние подземных и поверхностных вод в районе ликвидированной шахты Мгачи (о. Сахалин, Россия) // Вестн. Инженерной школы ДВФУ. 2014. № 1. С. 47–59.
296. Техногенные последствия закрытия угольных шахт Украины / под ред. Ю.Н. Гавриленко, В.Н. Ермаков. Донецк, 2004. 631 с.
297. Техногенный регрессивный литогенез / Ф.И. Тютюнова, И.А. Сафокина, П.Ф. Швецов. М.: Наука, 1988. 239 с.
298. Толстихин Н.И., Каменицкий Г.Н., Толстихина М.М. Гидрогеология СССР. М.: Госкомте хиздат, 1959. 367 с.
299. Троянский С.В., Белицкий А.С., Чекин А.И. Общая и горнорудничная гидрогеология. 2-е изд. М., 1960. 391 с.

300. Тютюнова Ф.И. Гидрогеохимия техногенеза. М.: Наука, 1987. 335 с.
301. Угольная база России. Том 5. Кн. 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Хабаровский край, Амурская область, Приморский край, Еврейская АО). М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. – 371 с.
302. Угольная база России. Том 5. Книга 2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Республика Саха, Северо-Восток, о. Сахалин, п-ов Камчатка). М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1999. 638 с.
303. Уолф К.Х., Истон А.Дж., Уорн С. Методы исследования карбонатных скелетов, минералов и горных пород // Карбонатные породы. М.: Мир, 1971. Т. 2. С. 189–261.
304. Ферсман А.Е. Геохимия. Т. 1–4. 1933–1939.
305. Холодов В.Н. Типы катагенеза и осадочно-гидротермальное рудообразование // Подземные воды и эволюция литосферы: материалы Всесоюз. конф. Т. 1. М.: Наука, 1985. С. 226–253.
306. Холостова О.С., Максимович Н.Г. Оценка возможности применения способа очистки кислых шахтных вод отходами содового производства для изливов различных шахтных полей на территории Кизеловского угольного бассейна // Эколого-экономические проблемы освоения минерально-сырьевых ресурсов: тез. докл. междунар. науч. конф. Пермь, 2005. С. 102–103.
307. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России: справочник. М.: Недра, 1996. 238 с.
308. Челноков Г.А., Харитонова Н.А., Зыкин Н.Н., Верещагина О.Ф. Генезис подземных минеральных вод Раздольненского проявления (Приморский край) // Тихоокеан. геология. 2008. Т. 27, № 6. С. 65–72.
309. Челноков Г.А., Харитонова Н.А. Углекислые минеральные воды юга Дальнего Востока России. Владивосток: Дальнаука, 2008. 165 с.
310. Чудаева В.А., Чудаев О.В., Челноков А.Н., Эдмундс М., Шанд П. Минеральные воды Приморья (химический аспект). Владивосток: Дальнаука, 1999. 160 с.
311. Чудаева В.А. Миграция химических элементов в водах Дальнего Востока. Владивосток: Дальнаука, 2002. 392 с.
312. Чудаев О.В., Чудаева В.А., Челноков А.Н. Химический состав минеральных вод Приморья // Геодинамика и металлогения. Владивосток: Дальнаука, 1999. С. 179–189.
313. Чудаев О.В., Чудаева В.А., Карпов Г.А., Эдмундс М., Шанд П. Геохимия вод основных геотермальных районов Камчатки. Владивосток: Дальнаука, 2000. 157 с.

314. Чудаев О.В. Геохимия и условия формирования современных гидротерм зоны перехода от Азиатского континента к Тихому океану: автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. 2001. 59 с.
315. Чудаев О.В. Состав и условия образования современных гидротермальных систем Дальнего Востока России. Владивосток: Дальнаука, 2003. 203 с.
316. Чудаев О.В., Чудаева В.А., Брагин И.В. Геохимия термальных вод Сихотэ-Алиня // Тихоокеан. геология. 2008. Т. 27, № 6. С. 73–81.
317. Чудненко К.В., Карпов И.К. Краткая инструкция «Селектор – Windows – программное средство расчета химических равновесий минимизаций термодинамических потенциалов». Иркутск, 2003. 90 с.
318. Чухров Ф.В. Коллоиды в земной коре: Опыт приложения коллоидной химии к вопросам минералогии, геохимии и петрологии. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1936. 139 с.
319. Шарудо И.И. Состав и условия накопления меловых угленосных отложений Суйфунского бассейна. Новосибирск: Наука, 1965. 71 с.
320. Шахтные воды угольной промышленности / Всесоюз. науч.-исслед. и проектно-конструкт. ин-т охраны окружающей природной среды в угольной промышленности (ВНИИОСуголь). Пермь, 1989. Ч. 1. 134 с.
321. Шахтные воды угольной промышленности / Всесоюз. науч.-исслед. и проектно-конструкт. ин-т охраны окружающей природной среды в угольной промышленности (ВНИИОСуголь). Пермь, 1989. Ч. 2. 109 с.
322. Шахтные воды угольной промышленности / Всесоюз. науч.-исслед. и проектно-конструкт. ин-т охраны окружающей природной среды в угольной промышленности (ВНИИОСуголь). Пермь, 1989. Ч. 3. Разделы 7.2, 7.3. 111 с.
323. Шваров Ю.В. Расчет равновесного состояния в многокомпонентной гетерогенной системе // Докл. АН СССР. 1976. Т. 229, № 5. С. 1224–1226.
324. Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. 1999. № 6. С. 646–652.
325. Шварцев С.Л. Химический состав грунтовых вод тропических стран (на примере Гвинеи) // Геохимия. 1972. № 1. С. 100–109.
326. Шварцев С.Л. Латериты Гвинеи и геохимические условия их образования // Кора выветривания. М.: Наука, 1976. Вып. 15. С. 51–70.
327. Шварцев С.Л., Баженов В.А. Геохимические условия образования иллита в продуктах коры выветривания // Геохимия. 1978. № 3. С. 398–407.
328. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М.: Недра, 1978. 287 с.

329. Шварцев С.Л. Физико-химическая и геологическая эволюция системы вода–порода // Подземные воды и эволюция литосферы: материалы Всесоюз. конф. Т. 1. М.: Наука, 1985. С. 253–265.
330. Шварцев С.Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор // Геология и геофизика. 1991. № 12. С. 16–50.
331. Шварцев С.Л. Водород как результат эволюционного развития системы вода–порода–газ–органическое вещество в нефтегазоносных бассейнах // Докл. АН. 1994. Т. 336, № 5. С. 677–679.
332. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд., испр. и доп. М.: Недра, 1998. 366 с.
333. Шварцев С.Л. Прогрессивная самоорганизация в системе вода–порода // Изв. РАЕН. Секция наук о Земле. 2005. Вып. 13. С. 139–152.
334. Шварцев С.Л. Прогрессивно самоорганизующиеся абиогенные диссипативные структуры в геологической истории земли // Литосфера. 2007. № 1. С. 65–89.
335. Шварцев С.Л. Фундаментальные механизмы взаимодействия в системе вода–горная порода и ее внутренняя геологическая эволюция // Литосфера. 2008. № 6. С. 3–24.
336. Щербина В.В. Основы геохимии. М.: Недра, 1972. 296 с.
337. Экологический мониторинг при ликвидации шахт и разрезов / под общ. ред. А.П. Красавина, А.М. Навитного, Ю.В. Каплунова. Пермь: ОАО «МНИИЭКО ТЭК», 2010. 315 с.
338. Aagaard P., Helgeson H.C. Thermodynamic and kinetic constants on reaction rates among minerals and aqueous solution I. Theoretical consideration // Amer. J. Sci. 1982. P. 237–285.
339. AquaChem V. 5.1. User's Manual. Water Quality Data Analysis, Plotting and Modeling / Waterloo Hydrogeol., Inc. Canada, 2006. 365 p.
340. Appelo C.A.J., Postma D. Geochemistry, groundwater and pollution. Rotterdam [etc]: Balkema. III. 1994. 535 p.
341. Berner R.A., Morse I.W. Dissolution kinetic of calcium carbonate in sea water. IV. Theory of calcite dissolution // Amer. J. Sci. 1974. Vol. 274. P. 108–134.
342. Bigham J.M., Schwertmann U., Carlson L., Murad E. A poorly crystallized oxyhydroxysulfate of iron formed by bacterial oxidation of Fe(II) in acid mine waters // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1990. Vol. 54. P. 2743–2758.
343. Chemical modelling in aqueous systems: Speciation, sorption, solubility and kinetics / ed. E.A. Jenne. Wash. (D.C.). 1979. 914 p. (Amer. Chem. Soc. Symp. Ser.; vol. 93).

344. Clark F. W. Data of Geochemistry // U. S. Geol. Bull. 1924. Vol. 770. P. 1–841.
345. Garrels R. Mineral Equilibria at low temperature and pressure. N.Y.: Harper, 1960. 306 p.
346. Haas J.L., Robinson G.R., Hemingway B.S. Thermodynamic tabulations for selected phases in the system CaO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-SiO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O at 101.325 kPa (1 atm) between 273.15 and 1800 K // J. Phys. and Chem. Ref. Data. 1981. Vol. 10, N 3. P. 575–669.
347. Helgeson H.C. Evaluation of irreversible reactions in geochemical processes involving minerals and aqueous solutions // Geochim. et Cosmochim. Acta. 1968. Vol. 32, N 8. P. 853–877.
348. Helgeson H.C. Kinetics of mass transfer among silicates and aqueous solutions // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1971. Vol. 35. P. 421–469.
349. Karpov I.K., Chudnenko K.V., Kulik D.A. Modeling chemical mass transfer in geochemical processes: Thermodynamic relations, conditions of equilibria, and numerical algorithms // Amer. J. Sci. 1997. Vol. 297. P. 767–806.
350. Karpov I.K., Chudnenko K.V., Kulik D.A., Bychinskii V.A. The convex programming minimization of five thermodynamic potential other than Gibbs energy in geochemical modeling // Amer. J. Sci. 2002. Vol. 302. P. 281–311.
351. Lasaga A.C. Chemical kinetics of water-rock interactions // J. Geophys. Res. 1984. Vol. 89. P. 4009–4025.
352. Mironenko M.V., Akinfiev N.N., Melikhva T.Yu. GEOCHEM – the complex for thermodynamic modelling of geochemical systems // Herald DGGGMS RAS, 2000. Vol. 2, N 5 (15). P. 96–97.
353. Morse J.W., Arvidson R.S., Luttge A. Calcium Carbonate Formation and Dissolution // Chemical Reviews. 2007. Vol. 107, N 2. P. 342–381.
354. Nordstrom D.K. The effect of sulfate on aluminum concentrations in natural waters: some stability relations in the system Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-SO<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>O at 298 K // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1982. Vol. 46. P. 681–692.
355. Nordstrom D.K., Olsson N. Fluid inclusions as a source of dissolved salts in deep granite groundwaters // Saline water and gases in crystalline rocks / Geol Assoc. Canada Spec. Pap. Ed. P. Fritz and S. Frappe. Ottawa, 1987. Vol. 33. P. 111–119.
356. Nordstrom D.K., Plummer L.N. et al. A comparison of computerized chemical models for equilibrium calculations in aqueous system // Chemical modelling in aqueous systems: Speciation, sorption, solubility and kinetics / Amer. Chem. Soc. Symp. Ser. Ed. E.A. Jenne. Wash. (D.C.). 1979. Vol. 93. P. 857–892.



357. Nordstrom D.K., Parkhurst D.L., Thorslenson D.C. Development of reaction models for groundwater systems // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1983. Vol. 47. P. 665–685.
358. Nordstrom D.K., Ball J.W. Chemical models, computer programs and metal complexation in natural waters // *Complexation of trace metals in natural waters*. Boston, 1984. P. 149–164.
359. Nordstrom D.K., May H.M. Aqueous equilibrium data for mononuclear aluminium species // *The environment chemistry of aluminium*. Boca Raton: CRC press, 1989. P. 29–53.
360. Nordstrom D.K., Ball J.W., Djanahoe R.J., Whittemore D. Groundwater chemistry and water-rock interaction at Stripa // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1989. Vol. 53, N 8. P. 1727–1740.
361. Nordstrom D.K., Plummer L., Langmuir D. et al. Revised chemical equilibrium data for major water-mineral reactions and their limitations // *Amer. Chem. Soc. Symp. Ser.*, 1990. Vol. 416. P. 398–413.
362. Paces T. Steady state kinetics and equilibrium between ground water and granitic rock // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1973. Vol. 37. P. 2641–2663.
363. Pitzer K. Thermodynamics of electrolytes: Theoretical basis and general equations // *J. Phys. Chem.* 1973. Vol. 77, N 2. P. 268–277.
364. Pitzer K., Mayorga J. Thermodynamics of electrolytes. II. Activity and osmotic coefficients for strong electrolytes with one or both ions univalent // *J. Phys. Chem.* 1973. Vol. 77, N 19. P. 2300–2308.
365. Pitzer K. Thermodynamics of electrolytes: Effects of high-order electrostatic terms // *J. Solut. Chem.* 1975. Vol. 4, N 3. P. 249–265.
366. Pitzer K. Thermodynamics of aqueous electrolytes at various temperatures, pressures and compositions // *Amer. Chem. Soc. Symp. Ser.* 1980. Vol. 133. P. 451–466.
367. Plummer L.N. Geochemical modelling: A comparison of forward and reverse methods. Wash. (D.C.): USGS, 1984. 28 p.
368. Plummer L.N., Parkhurst D.L., Fleming G.W., Dunkle S.A. A computer program incorporating Pitzer's equations for calculation of geochemical reactions in brines // *USGS Water Resources Investigation Rep.* Reston: USGS, 1988. P. 88–4153.
369. Robie R.A., Hemingway B.S. Thermodynamic properties of minerals and related substances at 298.15 K and 1 bar (105 Pascals) pressure and at higher temperatures // *US Geol. Surv. Bull.* Wash. (D.C.). 1995. N 2131. 461 p.
370. Schott J. et al. Dissolution kinetics of strained calcite // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1989. Vol. 53. P. 373–382.

371. Shock E.L., Helgeson H.C. Calculation of the thermodynamic and transport properties of aqueous species at high pressures and temperatures: Correlation algorithms for ionic species and equation of state predictions to 5 Kb and 1000° C // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1988. Vol. 52. P. 2009–2036.
372. Shock E.L., Oelkers E.H., Johnson J.W. et al. Calculation of thermodynamic and transport properties of aqueous species at high pressures and temperatures: Effective electrostatic radius to 1000° C and 5 Kbar // *J. Chem. Soc. Faraday Trans.* 1992. Vol. 88. P. 803–826.
373. Shock E.L., Koretsky C.M. Metal-organic complexes in geochemical processes: Estimation of standard partial molal thermodynamic properties of aqueous complexes between metal cations and monovalent organic acid ligands at high pressure and temperatures // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1995. Vol. 59. P. 1497–1532.
374. Shock E.L. Organic acids in hydrothermal solutions: Standard molal thermodynamic properties of carboxylic acids and estimates of dissociation constants at high temperatures and pressures // *Amer. J. Sci.* 1995. Vol. 295. P. 496–580.
375. Shock E.L., Sassani D.C., Willis M., Sverjensky D.A. Inorganic species in geologic fluids: Correlation among standard molal thermodynamic properties of aqueous ions and hydroxide complexes // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 1997. Vol. 61. P. 907–950.
376. Singer P.S., Stamm W. Kinetics of the oxidation of ferrous iron. In *Second Symp. Coal. Mine Drainage Res.* Pittsburgh, 1968. P. 12–34.
377. Sugimori K., Takano B., Matsuo M., Suzuki K., Fazlullin S.M. Activity of sulfur-oxidizing bacteria in the acidic crater lake // *Water-Rock Interaction*. Balkema; Rotterdam, 1995. P. 327–329.
378. Sverdrup H.U. *The kinetic of base cation release due to chemical weathering*. Lund: Lund University Press, 1990. 246 p.
379. Tarasenko I.A., Tchepkaia N.A., Sadardinov I.V., Bragin I.V. Abandoned mines drainage at a coal mine in Sakhaline island, Far East of Russia // *Proceeding of the 5th European Congress on Regional Geoscientific Cartography and information system*. Barcelona, Espana, 2006. P. 621–623.
380. Truesdall A.H., Jones B.F. WATEQ: A computer program for calculating chemical equilibrium of natural waters // *J. Res. USG*. 1974. Vol. 2, N 2. P. 233–248.
381. Xuekun L. The application study of remote sensing and geographical information assessment in the coal mines // *Xth international congress of the international society for mine surveying*. Fremantle, Western Australia, 2–6 november 1997. P. 371–376.

382. Yokokawa H. Tables of thermodynamic properties of inorganic compounds // J. Nat. Chem. Lab. Industry. 1988. Vol. 83. P. 27–121.

#### **Фондовая**

383. Геологический отчет по доразведке глубоких горизонтов поля шахты «Авангард» Партизанского каменноугольного бассейна за 1975–1978, 1982–1983 годы: в 4 т. Т. 1: Текст отчета. Партизанск, 1985. 382 с.

384. Геологический отчет по доразведке поля шахты «Бошняково» Бошняковского каменноугольного месторождения на о. Сахалин за 1973–1976 гг. (в 8 томах) / Д.П. Жижин, Г.Р. Яненц, М.А. Коломиец и др. Т. 1. Южно-Сахалинск, 1977. 291 с.

385. Геологический отчет по доразведке южной части площади открытых работ Липовецкого каменноугольного месторождения за 1973–1979 гг. Т. 1 / Подольн В.И. и др. Артем: Дальвостуглеразведка, 1979.

386. Информация из отчета ПримЦЭМ по результатам проведения горно-экологического мониторинга за 2002 год на горных отводах ликвидируемых шахт и разрезов Приморского края / Зайко А.М., Стихин А.Н., Николаев А.А. и др. Владивосток, 2002. 168 с.

387. История развития мезокайнозойских впадин Южного Приморья / Мирошников Л.Д., Архипова Л.А., Бакланова Л.С., Бурый И.В., Медведев В.В. и др. Ленинград, Владивосток: ВНИГРИ, 1965.

388. Корректировка проекта строительства разреза ООО «Сахалинуголь-2» с увеличением мощности до 3 млн. т угля в год. Т. 1, кн. 5. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2007.

389. Корректировка проекта строительства шахты «Северная» производственной мощностью 4500 тыс. тонн на геологическом участке «Северный Ургал» ОАО «Ургалуголь». Т. 5. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2007.

390. Корректировка рабочего проекта «Экологический мониторинг по ликвидируемым шахтам и разрезам Приморского края и Сахалинской области». Владивосток, 2007.

391. Кузнецов Ю.В. и др. Отчет по теме «Результаты геолого-геофизических работ на нефть и газ в Суйфунской синклиналиальной зоне Приморского края за 1958–1962 гг.». Т. 2. Л.: ВНИГРИ. 1962.

392. Отчет о научно-исследовательской работе «Комплексная оценка и прогноз экологических последствий закрытия шахт ШУ «Тавричанское» и разработка схемы

инженерной защиты пос. Тавричанка». Владивосток: ОАО «ДальвостНИИпроектуголь», 2000.

393. Отчет о научно-исследовательской работе «Оценка и прогноз влияния закрытия шахт на источники водоснабжения городов Владивосток, Партизанск, Артем, поселков Углекаменский и Авангард и рекомендации по защите водозаборов от загрязнения их шахтными водами». Владивосток: ОАО «ДальвостНИИпроектуголь», 2000.

394. Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка рекомендаций по технологии очистки загрязненных вод, выходящих на поверхность при закрытии шахт ШУ «Авангард» в Приморском крае». Владивосток: ОАО «ДальвостНИИпроектуголь», 2002. 161 с.

395. Отчет о научно-исследовательской работе «Обоснование оптимальных условий эксплуатации системы водоотлива из ликвидированной шахты «Нагорная» / В.П. Кругликов, Ю.А. Норватов и др. СПб.: ОАО «ВНИИМИ», 2008. 28 с.

396. Отчет о НИР «Разработка типового руководства по созданию систем мониторинга территорий закрываемых угольных предприятий» / А.Н. Шабаров, Ю.А. Норватов, Ю.И. Кутепов и др. СПб., 1999. 32 с.

397. Отчет о результатах экологического обследования полей ликвидируемых шахт г. Партизанска Приморского края («Авангард», «Углекаменская», «Северная», «Нагорная», «Глубокая»). В 4-х книгах. Владивосток, 2003.

398. Отчет о результатах экологического обследования полей шахт «Мгачи», «Бошняково», «Макаровская», «Горнозаводская», «Шебунино» Сахалинской области. В 3-х книгах. Владивосток, 2003.

399. Отчет о результатах биологического мониторинга на полях ликвидируемых шахт и разрезов Приморского края: шахта «Хасан», разрез «Реттиховский», разрез «Павловский – 1». Владивосток, 2004.

400. Отчет о результатах экологического обследования полей ликвидируемых шахт Партизанского района Приморского края. В 2-х книгах. Владивосток, 2005.

401. Отчет о результатах экологического обследования полей ликвидируемых шахт Сахалинской области («Мгачи» и «Бошняково»). Владивосток, 2005.

402. Отчет о результатах экологического обследования полей ликвидируемых шахт и разрезов Липовецкого района Приморского края. Владивосток, 2005.

403. Отчет по доразведке с целью изучения гидрогеологических условий на поле шахты «Северная» в пойме реки Б. Тигровая на 1985–1987 гг. / Мьзина И.А., Комяков И.К. 1987.

404. Оценка воздействия на окружающую природную среду отвала «Юго-Западный» разреза «Лучегорский-2» ЗАО «ЛУТЭК». Владивосток, 2003.
405. Оценка воздействия на окружающую среду строительства участка «Долина» Шкотовского бурогоугольного месторождения. Владивосток, 2005.
406. Перспективы нефтегазоносности Сучано-Дадяншаньской и Даубихинской синклиналильных зон Южного Приморья: Совместный отчет Тематической нефтяной партии ПГУ и Приморской партии ДВЭ МГУ за 1967–1968 гг. / Смигла И.П., Размышляев А.А., Рыжук Б.М. и др. Москва; Владивосток, 1969.
407. Проект по расширению и техническому перевооружению разреза «Лучегорский-2» с увеличением мощности до 2,5 млн. т угля в год. Т. 2, кн. 8. Горно-экологический мониторинг. Владивосток, 2002. 35 с.
408. Проект строительства шахты «Северная» ООО «Северный Ургал». Т. 6. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2003. 175 с.
409. Проект реконструкции шахты Нагорная ОАО «Шахта Нагорная». Т. 6. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2004.
410. Проект строительства разреза «Ерковецкий» ООО «Амурский уголь» (корректировка). Т. 3, кн. 1. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2004.
411. Проект отработки части запасов пласта В-26 на участке «Северный Ургал» шахты «Ургал» ОАО «Ургалуголь». Т. VI Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2005.
412. Проект ликвидации шахты ООО «Правобережное». Владивосток, 2007.
413. Проект отработки участка открытых работ «Буреинский» ОАО «Ургалуголь». Том VI. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2007.
414. Проект строительства и отработки угольного разреза «Солнцевский-2». Т. 1, кн. 5. Оценка воздействия на окружающую среду. Владивосток, 2007.
415. Рабочий проект «Инженерные мероприятия по предотвращению подтопления зданий и сооружений». Владивосток: ОАО «ДальвостНИИпроектуголь», 2002.
416. Рабочий проект «Инженерные мероприятия по защите от подтопления зданий и сооружений, расположенных на горных отводах» – объекта, предусмотренного проектом ликвидации ДОО ШУ «Нагорное» ОАО «Приморскуголь» (шахта «Авангард»). Владивосток, 2003.
417. Рабочий проект «Предотвращение подтопления и заболачивания поверхности ликвидируемой шахты (водоотлив)», предусмотренный проектом ликвидации шах. Красная Горнячка ОАО «Челябинскуголь» «Охрана окружающей среды». 2006. 126 с.

418. Рабочий проект «Экологический мониторинг по ликвидируемым шахтам и разрезам Приморского края и Сахалинской области». Т. 1, кн. 1 К. Пояснительная записка. Владивосток, 2007 г. 101 с.

419. Результаты изучения битумов в Приморье / Гольберг И.С. Л.: ВНИГРИ, 1971.

420. Сводный геологический отчет по полю шахты «Северная» Партизанского каменноугольного бассейна по состоянию разведочных и эксплуатационных работ на 01.01.1975 г. Т. 1, кн. 2: Пояснительная записка. Партизанск, 1976. 398 с.

421. Сводный геологический отчет по полю шахты «Северная» Партизанского каменноугольного бассейна по состоянию разведочных и эксплуатационных работ на 01.01.1975 г. Т. 1, кн. 1: Пояснительная записка. Партизанск, 1976.

422. Сводный геологический отчет по доразведке поля шахты «Глубокая» и поисковой разведки участка «Глубокий-V» Партизанского каменноугольного бассейна / Т. 4, кн. 2. Текстовые и табличные приложения. Партизанск, 1977.

423. Сводный геологический отчет по доразведке поля шахты «Глубокая» и поисковой разведки участка «Глубокий-V» Партизанского каменноугольного бассейна по состоянию разведочных и эксплуатационных работ на 01.01.1977 г. по полю шахты «Глубокая» и 01.06.1977 г. по участку «Глубокий-V»: в 4 т. / Подолян В.И., Рослая З.Ф., Комяков Н.К. и др. Т. 1. Партизанск, 1977. 298 с.

424. Сводный геологический отчет по детальной разведке участков «Каменский-I» и «Глубокий-V» с пересчетом запасов по полю шахты «Глубокая» по состоянию на 1 июля 1987 г. / Морозов В.Б., Ломидзе В.С., Комяков Н.К. и др. 1987.

425. Торгонова В.Б. Отчет по теме «Перспективы нефтегазоносности южной части Дальнего Востока по гидрогеологическим показателям». Л.: ВНИГРИ, 1968. 205 с.

426. Устиновский Б.Ю., Шехоркин И.А. и др. Промежуточный отчет «О перспективах нефтегазоносности меловых отложений Суйфунской впадины» по теме «Условия формирования впадин южной части Дальнего Востока и закономерности распределения в них полезных ископаемых». Владивосток: Филиал им. В.Л. Комарова ДВГИ СО АН СССР, 1961. 178 с.

### **Электронная**

427. Домрочева Е.В. Гидрогеохимические особенности угольных районов юга Кузбасса // [Электронный ресурс]: Дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.07. М.: РГБ, 2005. 181 с. (Из фондов Российской государственной библиотеки).

428. Имайкин К.К., Баньковская В.М., Бурковская А.В. Изменение гидродинамического режима подземных вод при ликвидации шахт Кизеловского угольного бассейна // [Электронный ресурс]: URL: [http://geo.web.ru/conf/geolog\\_2/gl\\_5/5\\_16.rtf](http://geo.web.ru/conf/geolog_2/gl_5/5_16.rtf)

429. Лудзиш В.С. Гидрогеологические проблемы ликвидации шахт Кузбасса и пути их решения // [Электронный ресурс]: URL: <http://www.inesa.ru/?dr=bulletin/arhiv/0137/&pg=020>.

430. Панов Б.С., Лантух М.А. О галените и сфалерите в известняках из окрестностей села Раздольного Каракуба в Донецком бассейне // [Электронный ресурс]: URL: <http://ua.coolreferat.com>.

431. Полтавец В.И., Кабаков А.С. Альтернативные источники питьевой воды – подземные воды закрытых шахт // [Электронный ресурс]: URL: <http://www.lgh.com.ua/files/minewater.pdf>.

432. Пояснительная записка на заседание коллегии Администрации Ростовской области 14 февраля 2011 года: «Исполнение решения коллегии от 23.03.2009 г. № 10 «Об экологических последствиях выполнения комплекса мероприятий по завершении реструктуризации угольной промышленности Восточного Донбасса на 2006–2010 годы» по состоянию на 01.01.2011 г.» // [Электронный ресурс]: URL: <http://www.donland.ru/Default.aspx?pageid=96633>.

433. Середа Ю.А. Особенности химического состава хлоридных шахтных вод в Шолоховском угольном районе Восточного Донбасса // [Электронный ресурс]: URL: <http://portal.tpu.ru/science/konf/pgon/trud-11/section5-07.pdf>.

434. Ягунова О.А. Исследование гидро-, газо-, геомеханических процессов в техногенном массиве и выработанном пространстве ликвидируемых шахт Кузбасса // [Электронный ресурс]: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.20. М.: РГБ, 2010. 176 с. (Из фондов Российской государственной библиотеки).