

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский государственный национальный исследовательский университет»

На правах рукописи

Хотяновская Юлия Владимировна

**ИЗМЕНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ В КАРСТОВОМ РАЙОНЕ ПРИ
ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

Специальность 1.6.21 Геоэкология (географические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата географических наук

Научный руководитель:
Бузмаков Сергей Алексеевич
доктор географических наук, профессор

Пермь, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ТЕХНОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ В РАЙОНАХ НЕФТЕДОБЫЧИ.....	10
1.1. Механогенез на территории нефтяных месторождений.....	10
1.2. Битумизация на территории нефтяных месторождений.....	15
1.3. Галогенез на территории нефтяных месторождений.....	19
1.4. Загрязнение атмосферы при добыче нефти.....	28
1.5. Техногенез в карстовых районах.....	32
1.5.1. Карст и его распространение.....	32
1.5.2. Особенности развития карста в карбонатно-сульфатной толще.....	35
1.5.3. Нефтепромысловые загрязнения в карстовых районах.....	37
1.5.4. Причины нефтяного загрязнения в карстовых районах.....	41
ГЛАВА 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	47
2.1. Географическая характеристика района исследования.....	47
2.2. Методы исследования.....	54
2.2.1. Изучение особенностей карста и буровые работы.....	54
2.2.2. Методы изучения механогенеза.....	56
2.2.3. Методы изучения битумизации.....	58
2.2.4. Методы исследования галогенеза.....	61
2.2.5. Методы изучения атмогеохимической ситуации.....	63
ГЛАВА 3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ БАССЕЙНА РЕКИ ЯСЫЛ.....	71
3.1. Карст в районе исследования.....	71
3.2. Механогенез в водосборном бассейне.....	78
3.3. Битумизация в карстовом районе.....	85
3.3.1. Углеводородное загрязнение водной среды.....	85
3.3.2. Углеводородное загрязнение донных осадков.....	89
3.3.4. Углеводороды в почвенном покрове и грунтах.....	94
3.3.5. Дешифрирование последствий битумизации на основе данных аэрофотосъемки.....	98
3.3.6. Углеводородоокисляющие микроорганизмы в карстовом районе.....	101
3.4. Проявление техногенного галогенеза.....	111
3.4.1. Галогенез подземных и поверхностных вод бассейна р. Ясыл.....	111
3.4.2. Галофильные микроорганизмы в бассейне р. Ясыл.....	126
3.4.3. Дешифрирование последствий галогенеза на основе данных аэрофотосъемки.....	130
3.5. Загрязнение воздушной среды.....	133
3.5.1. Состояние атмосферного воздуха.....	133
3.5.2. Газогеохимические исследования.....	138
3.6. Геоэкологическая ситуация на территории исследования.....	159

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	162
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	165
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПРОБАХ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	182
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ДОННЫХ ОСАДКАХ	183
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СОДЕРЖАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПРОБАХ ПОЧВ ..	184
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ СТАНДАРТНОГО ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВОДЫ, 2016 Г.....	185
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ СТАНДАРТНОГО ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВОДЫ, 2017 Г.....	187
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ СТАНДАРТНОГО ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВОДЫ, 2018 Г.....	189

ВВЕДЕНИЕ

Техногенез заключается в преобразовании геосистем различного иерархического уровня, вызываемом совокупностью геохимических процессов, связанных с технической и технологической деятельностью по извлечению из окружающей среды, концентрации и перегруппировке минеральных и органических соединений (*Глазовская, 1988*).

Основными загрязняющими веществами на эксплуатируемых нефтяных месторождениях являются нефть, пластовые воды, попутные газы и продукты сгорания попутного газа. Изменения природной среды выражаются в техногенезе и подразделяются соответственно на механогенез, битумизацию, галогенез и загрязнение атмосферы (*Солнцева, 1998*).

Экологические ответы природных систем на техногенные воздействия, очень разнообразны по формам и степени опасности. При этом измененная природная среда часто становится более «агрессивной» к встроенным в нее техническим объектам (*Реймерс, 1990*).

Нефтедобыча в условиях карста часто приводит к отрицательным последствиям для природной среды, поскольку карст создает благоприятные условия для миграции нефтепромысловых загрязнений (*Катаев и др., 2003; Максимович, 2009*). Карстовые массивы и, особенно, такой их элемент, как подземные воды, наиболее уязвимы в условиях техногенного воздействия на территориях недропользования. Причиной является высокая природная проницаемость карстовых массивов и, как правило, низкая естественная защищенность подземных трещинно-карстовых вод, как с поверхности массива, так и с нижней части разреза (*Костарев, 2015; Мещерякова, 2011*).

На сегодняшний день существует достаточно много исследований, посвященных проблеме изменений природной среды в районах нефтедобычи, но большинство их касается незакарстованных территорий. Наличие

водорастворимых пород, полостей, особенных форм рельефа предполагает существенные экологические проблемы при добыче нефти.

Цель исследования – выявить пространственные изменения природных компонентов (подземных и поверхностных вод, донных осадков, почв, воздуха) в Иренском карстовом районе при добыче нефти.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Проанализировать современные представления об изменении природной среды в период эксплуатации месторождения углеводородов.
2. Разработать методический комплекс для изучения техногенных изменений компонентов природной среды в карстовом районе. Создать репрезентативную базу данных.
3. Рассмотреть карст Иренского района как специфические условия при добыче нефти.
4. Выявить пространственное распределение процессов механогенеза.
5. Определить распространение битумизации в карстовом районе.
6. Изучить галогенез по данным о концентрациях хлоридов, гидрокарбонатов и сульфатов.
7. Установить источники загрязнения атмосферы на территории эксплуатируемого месторождения.
8. Дать характеристику геоэкологической ситуации в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл.

Объект исследования – карстовый район в условиях нефтедобычи.

Предмет исследования – изменение природных компонентов под влиянием техногенных потоков при эксплуатации нефтяного месторождения в условиях карста.

Фактический материал и методы исследования. Материалами исследования послужили результаты комплексных экологических обследований территории нефтяного месторождения в бассейне реки Ясыл (Пермский край) в 2016-2018 гг. В работе использованы методы литературного обзора,

инструментальных измерений, картографирования, визуального дешифрирования, геоэкологического анализа данных.

Полевые исследования включали разносезонную сплошную аэрофотосъемку с помощью беспилотного летательного аппарата (БПЛА), бурение исследовательских скважин, отбор подземных и поверхностных вод, донных осадков, определение состава атмосферного воздуха, газогеохимическую съёмку, отбор водных и почвенных проб для биоиндикационного исследования. Подготовка картографических материалов осуществлялась в среде ArcGIS 10.5, картографической основой послужили ортофотопланы масштаба 1:2000, разрешения 10 см/пикс, плановая точность 2 м.

Научная новизна работы. Изучены пространственные изменения природных компонентов в Иренском карстовом районе (на примере водосборного бассейна р. Ясыл) в условиях нефтедобычи, получены данные об аккумуляции углеводородов, формировании и размещении первичных и вторичных источников загрязнения. Впервые проведено сплошное обследование с помощью БПЛА для выявления техногенных проявлений, что помогло определить количество и площадь участков, подверженных процессам механогенеза, битумизации, галогенеза в пределах водосборного бассейна. Для Иренского карстового района впервые в качестве биоиндикаторов битумизации и галогенеза использованы трофические группы углеводородокисляющих и галофильных микроорганизмов.

Теоретическая и практическая значимость работы. Получила развитие теория техногенных изменений природной среды. Выявлены закономерности миграции, аккумуляции углеводородов и солей в условиях карста при добыче нефти. Рассчитана потенциальная емкость карстового массива к аккумуляции углеводородов. Предложенный методический комплекс и полученные результаты имеют перспективы использования при изучении техногенеза и обеспечения экологической безопасности в сульфатных и карбонатно-сульфатных карстовых районах. Изученные последствия могут учитываться при использовании карстовых полостей в качестве хранилищ углеводородов.

Результаты исследования переданы нефтедобывающему предприятию при выполнении научных услуг, включены в базу данных «Техногенная трансформация природной среды в карстовом районе» (RU 2021621102 от 21.04.2021). Часть результатов исследования получена при финансовой поддержке РФФИ и Пермского края в рамках научного проекта №20-45-596018. Материалы диссертации используются автором в учебных курсах дисциплин «Основы экологии», «Ресурсоведение», «Введение в специальность», а также при написании курсовых и выпускных квалификационных работ бакалаврами направления «Экология и природопользование».

Положения, выносимые на защиту:

1. Наличие полостей в карстовом массиве определяет потенциальную возможность длительного депонирования значительных объемов углеводородов.

2. Битумизация в карстовом районе носит хронический характер, вызвана поступлением и миграцией углеводородов в водных объектах, донных осадках, почвах, а также подтверждается наличием углеводородокисляющих микроорганизмов.

3. Проявление природного и техногенного галогенеза находит выражение в увеличении содержания хлоридов и гидрокарбонатов в пробах воды и обуславливает формирование сообществ галофильных микроорганизмов.

4. Выявленные пространственные закономерности механогенеза, битумизации и галогенеза подтверждаются результатами газогеохимической съемки и формируют геоэкологическую ситуацию в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл.

Степень достоверности полученных результатов. Обоснованность научных результатов обеспечивается достаточным количеством репрезентативных данных, применением общепринятых инструментальных методов, сплошным обследованием при помощи аэрофотосъемки, проведением анализов в аккредитованных и специализированных лабораториях, использованием общепризнанных геоинформационных систем.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Тема диссертационного исследования и его содержание соответствуют требованиям паспорта специальности ВАК 1.6.21. (25.00.36) – Геоэкология (географические науки) по следующим пунктам: 5. Природная среда и индикаторы ее изменения под влиянием естественных природных процессов и хозяйственной деятельности человека (химическое и радиоактивное загрязнение биоты, почв, пород, поверхностных и подземных вод), наведенных физических полей, изменения состояния криолитозоны. 14. Научные основы организации геоэкологического мониторинга природно-технических систем и обеспечение их экологической безопасности, разработка средств контроля состояния окружающей среды.

Личный вклад автора. Автор принимала личное участие в планировании исследования, полевых обследованиях, производила отбор проб, сбор, обобщение, анализ данных, картографическую обработку материала, созданию базы данных «Техногенная трансформация природной среды в карстовом районе». Подготовка к печати статей, отражающих результаты исследований, осуществлялась как самостоятельно, так и при участии соавторов.

Апробация работы. Основные положения были изложены на конференциях различного уровня: Международная школа-семинар молодых ученых памяти Н.Ф. Реймерса и Ф.Р. Штильмарка «Антропогенная трансформация природной среды» (Пермь, 2017 г., 2018 г., 2023 г.), Всероссийская научно-практическая конференция «Актуальные проблемы освоения месторождений нефти и газа приарктических территорий России» (Архангельск, 27-28 сентября 2018 г.), VII Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Современные проблемы водохранилищ и их водосборов» (Пермь, 30 мая-2 июня 2019 г.), Всероссийская школа-семинар «Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды» (Пермь, 2021 г., 2023 г.), EGU General Assembly 2022 (Vienna, Austria & Online, 23-27 мая 2022 г.).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 18 работ, 2 из них – в изданиях, рекомендованных ВАК, 3 – в изданиях, входящих в международную

реферативную базу данных Scopus (2 из них в журналах Q1-Q2), зарегистрирована база данных «Техногенная трансформация природной среды в карстовом районе» (RU 2021621102 от 21.04.2021).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы и приложений. Список литературы состоит из 155 источников. Работа изложена на 190 страницах, включая 6 приложений, 28 таблиц и 73 рисунка.

Во **введении** обозначена актуальность исследования, цель, задачи, объект и предмет исследования, методы исследования, теоретическая и практическая значимость, личный вклад автора, апробация. В **главе 1** приводится литературный обзор по основным видам воздействия на природную среду в районах нефтедобычи. В **главе 2** содержится информация о собранном материале и применяемых в работе методах, а также географическая характеристика района исследования. В **главе 3** рассматриваются изменения природной среды в бассейне р. Ясыл через процессы механогенеза, битумизации, галогенеза, загрязнения воздуха, также приведены результаты исследований карста, данные по биоиндикации состояния природной среды, карта геоэкологической ситуации. Основные выводы представлены в **заключении**.

Благодарности. Автор выражает признательность научному руководителю д.г.н., профессору **Сергею Алексеевичу Бузмакову**. Неоценимую помощь в полевых работах, сборе материала, консультации оказали сотрудники кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, заместитель директора по научной работе ИЭГМ УрО РАН, д.б.н. **Д.О. Егорова**.

ГЛАВА 1. ТЕХНОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ В РАЙОНАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Поступление в природную среду нефти, нефтепродуктов (НП), углеводородных газов из скважин, трубопроводов, мест хранения и перерабатывающих предприятий дает начало техногенным потокам углеводородов. Их масштабы и влияние на биосферу определяются географическим положением, характером источников загрязнения, технологией производства (*Пиковский, 2019*).

Большое количество работ посвящено изучению загрязнения Мирового океана нефтью и НП, в меньшей степени изучено загрязнение наземных ландшафтов, изменения же природной среды в карстовых районах при добыче нефти изучены еще слабее.

Влиянию нефтедобычи на компоненты природной среды посвящены работы Н.П. Солнцевой, М.А. Глазовской, Ю.И. Пиковского, С.А. Бузмакова, А.В. Соромотина, А.П. Хаустова, У.Т. Гайрабекова, Б.А. Бачурина, С.М. Костарева и др. В работах перечисленных авторов показано, что нагрузки на природную среду обусловлены физическими (механогенез) и геохимическими воздействиями (битумизация, галогенез, атмосферное загрязнение), которые возникают с момента обустройства месторождения, при авариях на технических объектах, технологических выбросах и могут продолжаться длительное время.

1.1. Механогенез на территории нефтяных месторождений

Под механогенезом можно понимать миграцию и дифференциацию вещества в ландшафтах вследствие перемещения твердых масс (*Глазовская, 1988*).

Нарушение целостности почв и грунтов – механогенез – начинается уже на этапе обустройства месторождений, когда прокладываются дороги и

трубопроводы, оборудуются буровые площадки, строятся другие технические объекты. Происходит механическая трансформация природных систем на значительных территориях и одновременно «вклинивание» технических сооружений в природную среду (*Молдаванов, 1988*).

Механические воздействия на почвы и грунты приводят к нарушению равновесия в природных системах и появлению разнообразных вторичных техногенных процессов в ландшафтах (*Пиковский, 2019*).

Вместе с трансформацией рельефа могут происходить изменения условий стока, подтопления или осушения территорий, активизация эрозионных процессов, образование промоин, просадок, оползней, оврагов. Механические воздействия нарушают целостность почв, происходит их погребение под слоем техногенных наносов. Возникающие изменения ландшафтов могут быть обратимыми и необратимыми – все зависит от интенсивности механического нарушения и глубины перестройки почвенно-геохимических процессов. Количество и опасность вторичных процессов – следствий механогенеза могут существенно превышать первичные изменения ландшафта, а площадь поврежденных территорий – площадь земельного отвода.

Механические нарушения почвенного покрова и растительности, помимо сокращения природных ресурсов и нарушения естественных связей в экосистемах, естественного речного стока, вызывают усиление природных процессов, увеличивающих скорость дальнейшей деградации окружающей среды – криогенеза, эрозии и дефляции (*Пиковский, Основы ..., 2019*).

Изменение природных процессов в результате механического нарушения почв имеет свою специфику в разных ландшафтных условиях (*Пиковский, 2019*).

Наиболее интенсивный поверхностный и подземный механогенез можно наблюдать на этапе строительства и обустройства промыслов, однако, заметные механические нарушения ландшафтов возникают еще при поисках и разведке месторождений и продолжают позднее, при их эксплуатации (*Солнцева, 1998*).

В процессе механогенеза формируются новые техногенные формы рельефа:
1) положительные, представленные разнообразными валами, насыпями, отвалами

разнообразных грунтов; 2) отрицательные, связанные с земляными амбарами, карьерами, траншеями и т.д. (Солнцева, 1998).

Поврежденные территории, как правило, значительно превышают площади земельного отвода. Так, в тундрах Западной Сибири ширина нарушенных земель с каждой стороны трубопровода составляет 30-100 м. В этих условиях возникают значительные вторичные разрушения при строительстве полимагистралей. Несколько более благоприятные экологические условия строительства трубопроводов характерны для предтундровых лесов и редколесий.

При строительстве буровых площадок в тундровой зоне интенсивные повреждения ландшафтов превышают 3 га, что значительно превышает нормы отвода земель. Вскрытие рыхлых субстратов при работе тяжелой техники или в результате вторичной эрозии приводит к развитию дефляционных процессов (Шилова, 1978). Их первичным пусковым механизмом может быть уничтожение или повреждение только растительного покрова или органогенных горизонтов почвы. В результате минеральные горизонты почв иссушаются, а в северных районах России, где развита мерзлота, также и протаивают. Вследствие дефляционного развевания формируются обширные песчаные техногенные «арены» (Шилова, 1977; Васильевская и др., 1986). Песчаные раздувы не зарастают длительное время вследствие значительного уменьшения запасов влаги в верхней части отложений (Москаленко, 1983).

Негативные экологические следствия возникают не только при разрушении целостности почв, но и при их погребении под техногенными субстратами (Солнцева, 1998; Ермакова, 2013). Такие изменения наглядны при строительстве буровых площадок, линейных сооружений, при засыпании нефтезагрязненных почв – их «песковании». Наиболее тяжелые экологические следствия при этом характерны для северных регионов России (тундры, лесотундры). В подобных ландшафтах при засыпании почв минеральным субстратом мощностью более 20 см восстановление растительности практически не происходит (Васильевская и др., 1986).

Важнейшими экологическими следствиями изменения рельефа и «встраивания» технических сооружений в природные комплексы являются изменения гидрологических, гидрохимических и теплофизических процессов. Например, нефтепромысловые сооружения, в особенности линейные, протягиваясь на десятки километров, могут играть роль практически непроницаемого барьера, разрушающего естественные пути миграции внутрипочвенных потоков, создавая в гумидных ландшафтах очаги переувлажнения со стороны движения почвенно-грунтовых вод (*Полкошникова, 1981; Стихарев, 1991*), что ведет к активизации процессов глеегенеза и формированию болотных ландшафтов.

Вторичный гидроморфизм часто сопровождается увеличением минерализации почвенно-грунтовых вод, в частности, в районе Самотлора в очагах придорожного затопления минерализация вод составляет 442 мг/л, а в водах фоновых почв 26-30 мг/л (*Полкошникова, 1981*). Усиление гидроморфизма и возрастание минерализации почвенно-грунтовых вод увеличивает как агрессивность среды к техническим сооружениям, так и потенциальную опасность аварийных ситуаций и выбросов агрессивных жидкостей. В очагах переувлажнения отмечается также неустойчивость насыпей, оголение труб и их всплывание, разрушение крепёжных сооружений, бетона, смещение оси трубопроводов, что также увеличивает вероятность аварий (*Баглай, Хренов, 1985*).

В соответствии с интенсивностью вторичных преобразований (заболачивание, динамические нарушения почв и грунтов, изменения минерализации вод) вдоль линейных сооружений возникает специфическая зональность растительного покрова: от зоны его коренной перестройки (максимальное количество «пришельцев») до постепенного восстановления растительности коренного фона (*Полкошникова, 1981*).

Интенсивные изменения в ландшафтах возникают из-за подземного механогенеза при бурении, эксплуатации и ремонте скважин, закачивании жидкостей для поддержания пластового давления и интенсификации воздействия на продуктивные горизонты. Экологические ответы многообразны и проявляются

как в изменениях геологической среды, так и в характере ландшафтообразующих процессов (*Солнцева, 1998*).

Падение внутрипластового давления приводит к осадке и уплотнению вмещающих пород и как следствие – проседанию земной поверхности (*Уоллворк, 1979*), что проявляется в виде мульд оседания, охватывающих площади в сотни гектаров, разрывов.

Формирование депрессионных воронок может сопровождаться понижением уровня грунтовых вод, истощением водоносных горизонтов, иссушением ландшафтов, активизацией или возникновением карста, суффозионных воронок диаметром до 10-400 м (*Горшков, 1982*). Но наиболее тяжёлые экологические следствия просадочных явлений отмечаются при угрозе затопления и заболачивания территорий (*Стихарев, 1991*). По мере освоения месторождений интенсивность просадочных явлений на земной поверхности может увеличиваться.

Опубликованные в научной литературе материалы свидетельствуют, что каждой группе технических объектов или технических процессов соответствуют определённые сочетания первичных – собственно техногенных экологических нарушений ландшафтов и отсроченные (отдаленные) во времени – вторичные экологические следствия. Соотношения первичных и вторичных экологических изменений, возникающих как следствие механогенеза при нефтедобыче, говорят о том, что количество и опасность вторичных процессов может значительно превосходить первичные изменения компонентов ландшафтов.

Суммируя все формы нарушений в связи с подземным и поверхностным механогенезом, следует выделить основные группы экологических нарушений:

1) изменение рельефа и рельефообразующих процессов; 2) трансформацию растительного покрова вплоть до его полного уничтожения; 3) физическое и морфологическое преобразование почв; 4) изменение термического, гидрологического и гидрохимического режимов и других процессов в ландшафтах (*Солнцева, 1998*).

На наш взгляд, в настоящее время исследованию процессов механогенеза уделяется недостаточно внимания, встречаются единичные работы. Оценивать результаты механогенеза во времени и пространстве удобно с помощью спутниковых данных, а также на основе данных аэрофотосъемки. Так, с помощью комбинации спутниковых данных в степях Восточной Монголии произведен мониторинг пространственных изменений земель в результате нефтедобычи. Оказалось, что площади, занятые грунтовыми дорогами и нефтяной инфраструктурой, за исследуемый период (13 лет) увеличились на 75%, площадь пахотных земель – на 3%, размер селитебной территории остался прежний. Пространственно-временной анализ показал, что увеличение деградируемых земель идет за счет активной эксплуатации и разведки нефти (*Dashpurev et al., 2020*). Так же результаты аэрофотосъемки служат высокоточной основой для обнаружения и численной оценки ущерба, нанесенного лесам в результате рубок при строительстве нефтепромысловых объектов (*Getzin et al., 2014; Paneque-Gálvez et al., 2014*).

1.2. Битумизация на территории нефтяных месторождений

Битумизация – это один из основных видов геохимического воздействия на территории нефтепромысла (*Пиковский, 1981; Бузмаков, 2003; Соромотин, 2010*). Под битумизацией понимается загрязнение почвенного покрова и грунтов, воды, донных осадков веществами органического происхождения.

Накопленные данные показывают, что своеобразие поведения загрязнителей в ландшафтах связано и с особенностями техногенных воздействий, и со спецификой исходных свойств почв – «стартовых эталонов». Разнообразие «ответов», характерных для основных типов почвенных тел, составляющих структуру почвенного покрова на территориях промыслов, обусловлено биоклиматическими и ландшафтно-геохимическими условиями – экзогенным потенциалом среды (*Таргульян, 1986*).

Нефтепродукты (НП), попадая в почву с определенными кислотными условиями и свойствами, нарушают течение естественных природных процессов, что приводит к радикальным изменениям системы почвенных показателей и характеристик (*Середина и др., 2006*).

По современным представлениям, почвы и грунты считаются загрязненными, если концентрации нефтепродуктов достигают величин, при которых в природных комплексах возникают негативные экологические сдвиги, и они не могут вообще (или достаточно длительное время) сами справиться с загрязнением.

Уровни содержания нефти, принимаемые в качестве пороговых у разных авторов, чрезвычайно разнятся. Утверждается, что 5-10% содержания нефти в почвах не оказывают существенного влияния на их физические и химические свойства, а также развитие растений. В то же время А.Х. Мукатанов и П.Р. Ривкин (1980) показали, что такие концентрации нефти приводят к ухудшению воздушного режима почв и изменению их свойств. По данным Т.И. Артемьевой (1980), концентрации нефти 0,15% заметно снижают урожай ячменя (*Солнцева, 1998*).

Р.Л. Раймонд и др. в полевых опытах показали отсутствие потерь почвой нефтепродуктов за счет вымывания дождевой водой. Однако в экспериментах Fried (1979) выявлено, что имеет место выборочное уменьшение отдельных компонентов внесенных нефтепродуктов в соответствии с их растворимостью. Легкую растворимость некоторых компонентов нефти отмечают Хаббард (1975), Краснощекова и др. (1977), в результате чего растворенные битуминозные вещества (включая полиароматические углеводороды) попадают в природные воды. Данные по растворимости основных групп углеводородов, входящих в состав нефти, однозначно свидетельствуют о высокой вероятности миграции нефтяных компонентов в водных растворах, а, следовательно, в почвах и почвенно-грунтовых водах. Экспериментальное подтверждение подвижности нефти в почвах разных природных зон России, в том числе и за счет смыва нефтепродуктов, получено М.А. Глазовской, Ю.И. Пиковским (1980, 1986).

Многочисленные эмпирические исследования показали значительную вариабельность возможной проницаемости нефти и нефтепродуктов. Варьируют сведения и о размерах площадей загрязнения. По данным М.З. Гайнутдинова и др. (1982), величина пятен нефти, обнаруженных в почвах Татарстана, укладывается в интервал от нескольких десятков квадратных метров до 5 га и более. Усинские катастрофические разливы нефти охватили площадь около 62 км². При этом практически не известна ни радиальная, ни латеральная структура техногенных битуминозных ореолов, особенности вторичного (посттехногенного) перераспределения загрязнителей в пространстве и времени.

Количественные закономерности изменений в почвах концентраций битуминозных веществ через разные сроки после аварий также изучены недостаточно. Известно только, что химическая деградация и биodeградация отдельных групп битуминозных веществ происходит с разной скоростью (*Глазовская, 1980*).

Имеющиеся материалы свидетельствуют, что поведение нефти и нефтепродуктов (битуминозных веществ) в почвах и ландшафтах достаточно сложное. Выявлено, что в незагрязненных почвах на территориях месторождений нефти в любых физико-географических и ландшафтно-геохимических условиях содержится то или иное количество битуминозных веществ. По данным Ю.И. Пиковского (1981), на территории промыслов в фоновых почвах присутствуют как почвенные, так и собственно нефтяные битумоиды. Эти смешанные битумоиды создают общий региональный фон, на котором проявляют себя локальные потоки загрязнителей от определенных источников загрязнения (*Пиковский, 1981, 1993*).

Сравнение уровней содержания битуминозных веществ в почвах аналогичных природных позиций на действующих промыслах и на еще не освоенных месторождениях свидетельствуют о том, что в процессе работы промыслов формируются не только локальные очаги загрязнения, но увеличивается и уровень регионального фона.

Содержание нефтяных компонентов в «фоновых» почвах нефтепромыслов составляет десятые-тысячные доли грамма на 1 кг почвы. Но, если почвы находятся вблизи технических систем, то содержание углеводов в них увеличивается и может достигать 0,5-1,5 г/кг почвы, а в редких случаях до 2,0 г/кг даже вне морфологически видимых техногенных потоков (*Солнцева, 1998*).

Как показали исследования, для каждого нефтедобывающего района (даже в однотипных биоклиматических условиях) существует свой фон содержаний нефтепродуктов (*Пиковский, 1981*).

Сравнение концентрации углеводов в импактных зонах с местным природным фоном свидетельствует, что концентрации битуминозных веществ в загрязненных почвах могут превышать фоновые уровни на 2-5 порядков и в ряде случаев достигают 400-600 г/кг почвы. Высокие концентрации нефти обнаруживаются в загрязненных почвах любых природных зон. При этом разброс содержаний битуминозных веществ в почвах даже в пределах одного и того же месторождения весьма значителен. Глубина просачивания нефти может ограничиваться только верхними горизонтами в пределах 10-15 см или достигать 1-2 м (*Маковский, 1988*). Наиболее глубоко нефть и нефтепродукты продвигаются в субстратах легкого механического состава – гравелистых отложениях, песках, супесях, а также трещиноватых породах (*Солнцева, 1998*). Радиальная миграция нефти и нефтепродуктов зависит также от насыщенности почв водой, в результате чего при прочих равных условиях наиболее глубоко они просачиваются в сухие почвы (*Андреева, 1981*).

При сбросе в почвы других групп нефтесодержащих загрязнителей, например, сточных вод или буровых растворов, уровни накопления битуминозных веществ, как правило, ниже, чем при сбросе нефти, но в зависимости от состава техногенных потоков уровни содержания битуминозных веществ также достаточно высоки (*Солнцева, 1998*).

Особенности поведения и превращения углеводов техногенного происхождения в почвенной толще весьма разнообразны и специфичны для тех или иных условий среды, поэтому их характеристика обладает высоким

информативным потенциалом с точки зрения понимания и оценки происходящих в почве процессов (*Середина, 2017*).

Органическое загрязнение гидросферы – явление довольно распространенное в районах нефтедобычи и связано как с аварийными утечками из поверхностных нефтепромысловых объектов, так и с глубинными источниками (перетоки пластовых флюидов из продуктивной части разреза по затрубному пространству дефектных скважин или зонам повышенной проницаемости осадочного чехла) (*Бачурин и др., 2009*).

В качестве основного показателя уровня органического загрязнения гидросферы регламентировано определение водорастворенных «нефтепродуктов». Под этим термином понимают сумму неполярных и малополярных соединений, растворимых в неполярных растворителях (*Бродский, 1998; Другов, 2000*). По своей сущности, НП – это интегральный показатель, отражающий суммарное содержание экстрагируемых из воды углеводородов вне зависимости от их генезиса («углеводородный индекс»).

Разработка показателей (геохимических маркеров) для контроля процессов техногенеза нефтедобывающего профиля является одной из актуальных задач органической гидрогеохимии (*Бачурин, 2005; Бачурин и др., 2009; Одинцова и др., 2015*).

1.3. Галогенез на территории нефтяных месторождений

Галогенез – это направленный ландшафтно-геохимический процесс, в результате которого идет миграция и аккумуляция в ландшафтах легкорастворимых солей.

В галогенезе участвуют химические элементы преимущественно с большими радиусами ионов, с низкой валентностью: из катиогенных элементов –

Na, K, H, Ca, Mg, из аниогенных – Cl, S, C, O, N. Они образуют простые и сложные соли: хлориды, сульфаты, карбонаты, реже нитраты (*Глазовская, 1988*).

Одним из геоэкологических факторов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду при добыче нефти, является техногенное засоление почв (*Фоминых, 2013*).

Техногенный галогенез – засоление почв, грунтов, поверхностных, внутрипочвенных и подземных вод – наиболее характерный геохимический процесс преобразования природных систем в районах добычи нефти (*Солнцева, 1998*).

Пусковые механизмы техногенного галогенеза – высокоминерализованные потоки, в составе которых значительную роль играют водорастворимые хлориды, в меньшей степени – сульфаты и карбонаты. Источники солей – сырая нефть (пластовые жидкости), сточные промышленные воды, содержимое амбаров, промывочные жидкости и другие геохимически активные вещества, применяемые для извлечения и обессоливания нефти (*Солнцева, 1998*).

При работе систем поддержания пластового давления (ППД) достаточно часто происходят аварии и инциденты, связанные с разгерметизацией трубопроводов и технологического оборудования, которые вызывают разливы рабочего агента (высокоминерализованной воды) на поверхность земли. Наиболее уязвимыми элементами этих систем являются водоводы высокого давления (ВВД). Причины аварийности — высокое давление в трубопроводах в сочетании с агрессивностью рабочего агента по отношению к внутренним металлическим поверхностям труб и запорной арматуры. Они обусловлены развитием активной коррозии за счет наличия растворенных солей, высокой температуры и давления, а также значительной протяженности трубопроводов (*Щербак, 2012*).

В результате коррозионного разрушения коллекторов системы ППД происходит солевое загрязнение значительных территорий. На территории Суторминского месторождения наблюдался разлив минерализованных вод площадью около 3 км², образовавшийся в результате многомесячной утечки из водовода системы ППД. О масштабах солевого загрязнения можно судить по

материалам наземного картирования нарушенных территорий ряда месторождений Нижневартовского района. Солевое загрязнение в чистом виде встречается в среднем в 7–10 раз реже по сравнению с нефтесолевым и нефтяным (*Соромотин и др., 1996; Гашев и др., 1996*).

Анализ пластовых и подтоварных вод Самотлорского месторождения показал, что это среднеминерализованные, солоноватые и соленые очень жесткие воды. Общая минерализация подтоварных вод составляет в среднем 1,5 г/л (от 9 до 15 г/л). Солевой состав в основном представлен хлоридами натрия и калия. Содержание кальция и магния намного меньше. При этом наблюдается очень малое содержание карбонатов и полное отсутствие сульфатов. Высокая жесткость обусловлена содержанием ионов кальция и магния, превышающим 8 мг-экв/л. Своеобразный солевой и микроэлементный состав пластовых вод, резко нарушает состояние экосистем, часто приводя к их полной деградации. Интенсивность воздействия минерализованных вод на состояние природных комплексов часто более значительна по сравнению с нарушениями, вызванными только нефтяным загрязнением (*Соромотин, 2010*).

Масштаб и интенсивность воздействия минерализованных вод на почвы часто более значительны, чем воздействия собственно нефти (ее битуминозных компонентов) и нефтепродуктов. Высокие концентрации водорастворимых солей, поступающих в почвы с техногенными потоками, делает проблему техногенного галогенеза актуальной для любых природных условий, включая гумидные ландшафты (*Солнцева, 1998*).

Устойчивость техногенного засоления почв зависит как от интенсивности техногенного воздействия, так и от природных условий. Уменьшение обводненности территории и количество выпадающих осадков, нарастающие к югу, приводят к более устойчивому существованию техногенных солевых аккумуляций.

Аварии на нефтепромыслах приводят к заметному засолению почв при любых даже относительно невысоких концентрациях солей в пластовых жидкостях и соответственно в сточных водах. Предельным выражением

процессов засоления служит формирование техногенных солончаков (более 1% солей в верхних горизонтах) и солончаковых разностей почв (более 1% солей в нижних горизонтах при несколько меньшем засолении верхних горизонтов). На участках максимальных солевых нагрузок – при многократных выбросах загрязнителей или при затрудненности и невозможности их естественного оттока из ландшафтов – и в этих регионах возникают сильно и очень сильно засоленные модификации почв, вплоть до формирования техногенных солончаков (Солнцева, 1998).

Для всех природных условий одной из наиболее характерных особенностей техногенного галогенеза является большая изменчивость форм и уровней засоления. Это зависит от ряда причин. Во-первых, состав и содержание солей в вертикальном профиле загрязненных почв обусловлены составом и объемами сбрасываемых в природные системы техногенных потоков. Во-вторых, количество солей, поступающих в почвы с сырой нефтью, определяется обводненностью продуктивного пласта, что находится в прямой связи с длительностью эксплуатации месторождений. Соответственно меняется и характер сточных вод. Поэтому общее количество солей, которое может поступать в почвы, и их индивидуальный состав изменчивы во времени даже в пределах одного промысла. В-третьих, при наложении нескольких, часто разных по свойствам потоков загрязнителей на почвы одной и той же территории, происходит как усложнение солевых профилей, так и увеличение солевых концентраций. В-четвертых, очень велика роль первичных свойств почв и ландшафтов, принимающих техногенные потоки. Существенную роль играет исходный состав почвенных растворов и миграционная структура ландшафтов. Большое значение имеет интенсивность миграционного обмена ландшафта с окружающими природными комплексами. Наихудшие ситуации отмечаются в случаях, если происходит перегораживания (например, линейными сооружениями) стока загрязненных вод из ландшафтов с плохим естественным дренажом. В процессе миграции техногенных потоков в почвах и их взаимодействии с почвенной массой происходит как трансформация состава

солей, так и изменение под их воздействием свойств почв, что в значительной степени определяется структурой почвенно-геохимических барьеров (*Боровский, 1978*).

Согласно выводам Н.П. Солнцевой (1998), различная скорость освобождения и миграции техногенных солей в почвенных слоях, а также разнонаправленность этих процессов, когда происходит рассоление одних горизонтов и одновременное засоление других, является общей закономерностью техногенного галогенеза в любых природно-климатических зонах.

В.П. Серединой и др. (2015) были установлены определенные закономерности в распределении солей в зависимости от зон нефтяного разлива. По мере приближения к эпицентру загрязнения в составе водных вытяжек наблюдается увеличение количества ионов хлора в составе легкорастворимых солей, что связано с увеличением концентрации нефтепродуктов в этом направлении.

Максимальное содержание ионов хлора наблюдается в верхней 20-см толще почв. Определенные отличия отмечены и в характере распределения данных ионов в профиле почв различных зон загрязнения. В частности, в образцах почв, подверженных максимальному загрязнению нефтепродуктами (эпицентр разлива), отмечается накопление хлорид-ионов не только в верхних горизонтах, но и в нижележащих слоях (20–40, 40–60 см). Характер латерального распределения сульфат-ионов сходен с таковым для хлорид-ионов, однако по абсолютному содержанию сульфат-ионы значительно уступают хлорид-ионам. В профильном распределении сульфат-ионов наблюдается тенденция резкого их уменьшения с глубиной (*Серединая и др., 2015*).

При определении хлоридов и сульфатов в изучаемых нефтезагрязненных почвах была выявлена прямая зависимость их содержания от концентрации нефтепродуктов в профиле почв. Следовательно, характер засоления напрямую зависит от количества и свойств нефти, поступившей в ландшафт при разливе (*Серединая и др., 2015*).

Установлено, что максимальное воздействие процессов техногенного засоления на наземные экосистемы реализуется в теплый период года, при выпадении дождевых осадков. При этом наблюдается интенсивная миграция водорастворимых солей в почве. В холодное время года, при промерзании почвы, геохимическая миграция солей останавливается (*Фоминых, 2013*).

По мнению А.М. Никанорова с соавторами (2002), для нефтедобывающей промышленности основными загрязняющими веществами гидросферы являются нефтепродукты и минеральные макрокомпоненты (сульфаты, хлориды, магний и др.), которые в больших количествах содержатся в попутно извлекаемых высокоминерализованных пластовых водах (*Соромотин, 2010*).

Хлориды относятся к наиболее подвижным компонентам техногенных потоков в районах нефтедобычи (*Солнцева, 1998*). Они интенсивно мигрируют с грунтовым стоком, что при интенсивном загрязнении может приводить к гидрохимическим аномалиям (*Московченко и др., 2008*). Иногда соленые подземные воды попадают прямо в реки и озера, в частности выявлены многочисленные случаи фонтанирования старых геологоразведочных скважин, расположенных на приречных террасах (*Сванидзе и др., 2012, Сванидзе и др., 2014*). Выявлена зависимость между показателями солевого состава речных вод и уровнем техногенной нагрузки в пределах месторождения (*Бабушкин и др., 2007*).

Засоление связано с извлечением на поверхность хлоридно-натриевых вод нефтеносных пластов, минерализация которых, согласно данным, составляет 8–21 г/дм³, а содержание хлоридов – в среднем 9,4 г/дм³ (*Московченко и др., 2017*), что на три математических порядка выше их содержания в пресных поверхностных водах. Прорывы водоводов, утечки из скважин, разливы «подтоварных» вод (извлеченной из недр нефтеводяной неразделенной жидкости) приводят к резкому возрастанию содержания хлоридов в почвах, что может приводить к формированию техногенных солончаков (*Солнцева, 2004*).

Таким образом, анализ содержания хлоридов в поверхностных водах может быть использован для оценки экологической ситуации на нефтяных

месторождениях, следовательно – и для принятия управленческих решений, регулирующих природопользование (*Московченко и др., 2017*).

Солевое загрязнение от высокоминерализованных вод агрессивно и быстро поражает ткани растений, что приводит к их гибели в течение одного вегетационного периода. Количество Cl в верхних горизонтах почв в эпицентрах техногенных ореолов может достигать 25,0-35,0 мг-экв/100 г почвы, т.е. величин, крайне токсичных для биоты. На месте разливов возникают техногенные солончаки, которые надолго остаются без растительных и животных организмов. Растительность начинает постепенно появляться (через 5–7 лет) только по мере естественного промывания засоленных участков (*Солнцева, 1998; Леднев, 2008; Лымарь, 2007*).

Воздействие токсичных пластовых вод приводит к морфологическим изменениям и трансформации структуры фитоценозов. Происходит обеднение видового разнообразия, снижение количества поглощенных элементов растениями (*Ронжина, 2011*).

При сильном засолении в растительном покрове появляются галофитные виды растений, в том числе несвойственные для природных условий района исследований, которые при доминировании формируют новые растительные сообщества взамен исходных (*Казанцева, 2014*).

По данным Хмурчика и др. (2010) исследования нефтезагрязненных карстующихся пород в пределах Полазненского месторождения нефти (*Максимович и др., 2009*) показали наличие в них активного нефтеокисляющего бактериального сообщества, а исследования подземных вод выявили наличие сульфатовосстанавливающих бактерий. Присутствие аэробного и анаэробного бактериальных сообществ в одном месте не является чем-то необычным. Наличие нефтяной линзы на поверхности подземных вод ухудшает их кислородный режим, препятствуя прямому поступлению кислорода из атмосферы. Исчерпание в подземных водах водорастворенного кислорода, который был в них до появления нефтяной линзы, а также кислорода, поступающего из зоны питания подземных вод, в процессах бактериального (и химического) окисления как

водорастворенного органического вещества, так и углеводородов нефти вызвало появление восстановительной обстановки в подземных водах, что привело к развитию в них анаэробных бактериальных процессов. В существующих условиях преимущественное развитие получили сульфатвосстанавливающие бактерии, использующие в метаболических процессах в качестве окислителя водорастворенные сульфат-ионы:



В качестве восстановителя эти бактерии могут использовать не только водорастворенное органическое вещество, но и углеводороды самой нефтяной линзы (Розанова, 1974). Одним из продуктов процесса бактериальной сульфатредукции является сероводород. В процессе образования сероводорода по мере использования растворенных сульфат-ионов в раствор должны переходить новые их порции из сульфатсодержащих водовмещающих пород, при этом сульфатсодержащие минералы будут растворяться. Другим продуктом процесса бактериальной сульфатредукции является углекислый газ. Поступление его в подземные воды способствует осаждению вторичного кальцита:



что снижает насыщенность подземных вод ионами кальция и также способствует дополнительному растворению пород. Бактериальное восстановление сульфатов за счет нефтяных углеводородов сопровождается обогащением карстовых вод органическими кислотами (Кузнецов, 1962; Максимович, 1978; Розанова, 1974), содержание которых, например, может достигать 7 г/л в условиях пластовых вод нефтяных месторождений (Быков, 2002). Бактериальное окисление углеводородов нефти в аэробных условиях также ведет к росту в воде содержания органических кислот, растворяющих карбонатные породы. В результате все вышперечисленное ведет к усилению карстообразовательного процесса в нефтезагрязненных водовмещающих гипсоносных породах как в аэробной, так и анаэробной геохимических обстановках одновременно (Хмурчик и др., 2010).

Характер негативных проявлений техногенеза недр при нефтедобыче будет определяться расположением нефтепромысла на рельефе местности

(водораздельное пространство или долина реки). Определяющим фактором проявлений нефтепромыслового техногенеза является направленность локальной разгрузки восходящего потока флюидов: в водоносный горизонт с высокими и однородными фильтрационными свойствами (руслевая фация аллювия) или в водоносный комплекс с резкой фильтрационной неоднородностью (трещинные и карстовые среды), в котором обычно имеются локальные флюидоупоры. В зависимости от данных условий в первом случае проявление техногенеза недр будет наблюдаться в виде засоления горизонта пресных вод с постепенным снижением концентраций загрязняющих веществ по мере удаления от источника. Во втором случае произойдет осолонение или загрязнение нефтью родников или точечный выход загрязнителей в русло водотока. При наличии локального флюидоупора в приповерхностной части геологической среды, даже в карстовых массивах могут концентрироваться линзы рассолов и жидких углеводородов, а при значительной зоне аэрации с наличием местного водоупора – скопления углеводородных газов выше эрозионных врезов.

Техногенные скопления в приповерхностных массивах горных пород в районах интенсивной нефтедобычи могут быть различными по типу флюида, заполняющего ловушку или резервуар (газ, нефть, рассолы). В Пермском крае наиболее известными примерами проявления техногенеза в приповерхностной части разрабатываемых нефтяных месторождений являются: выходы рассолов, углеводородных газов и нефти на Кокуйском газонефтяном месторождении; плавающие на поверхности карстовых вод линзы нефти на Полазненском месторождении.

В юго-восточной части Пермского края, в полосе выхода на земную поверхность сульфатных пород нижнепермского флюидоупора, на территории Кокуйского газонефтяного месторождения в узлах пересечения линейных элементов наблюдаются точечные выходы минерализованных вод в виде восходящих родников. Содержание хлоридов и сульфатов в этих родниках в верховьях р. Каменка в конце XX столетия значительно превышало естественные фоновые концентрации. Но если высокие содержания сульфатов в карстовых водах

обусловлены литологическим фактором, то повышенные значения хлоридов формируются в результате вертикальной восходящей миграции компонентов и концентрации подземного стока в узлах пересечения линеаментов (зонах максимальной трещиноватости пород). В центральной, практически не трещиноватой части блоков, концентрации хлоридов в подземных водах лишь незначительно превышают фоновые значения. Гидрогеохимическая информация свидетельствует о сложном характере органического загрязнения приповерхностной гидросферы в верховьях р. Каменка от источников главным образом глубинного происхождения. О глубоком преобразовании нефти в условиях длительного нахождения ее в зоне гипергенеза в массивах палеозойских отложений бассейна реки Каменки свидетельствует: отсутствие геохимических маркеров, характерных для «свежего» нефтяного загрязнения вод; стабильно высокая (на протяжении нескольких десятков лет) концентрация хлоридов в родниках (*Костарев, 2015*).

Экологическая роль минерализованных потоков очень существенна. Она выражается в изменении солевого состава и физико-химических свойств основных компонентов экосистем: почв, грунтов, природных вод, как при непосредственном сбросе в них техногенных потоков, так и опосредованно. Загрязненные почвы и грунты оказывают длительное неблагоприятное воздействие на поверхностные и грунтовые воды в местах разгрузки загрязненных внутрипочвенных потоков и поверхностного смыва с почв (*Бузмаков, 2012*).

1.4. Загрязнение атмосферы при добыче нефти

Самые многочисленные источники загрязнения на промыслах – это факельные установки по сжиганию попутного нефтяного газа. Особенно остро эта проблема стоит на промыслах, не имеющих развитой инфраструктуры по

транспортировке и утилизации попутного газа. Кроме того, выбросы продуктов сжигания углеводородов происходят из амбаров, через выхлопные и дымовые трубы. Углеводороды поступают в атмосферу при продувках скважин, стравливании из трубопроводов, при утечках из негерметичных технологических установок, испарении из очистных сооружений и резервуаров товарных парков (Пиковский, 2019).

Мощные техногенные потоки связаны с добывающими, нагнетательными и поглощающими скважинами, компрессорными станциями и другими техническими объектами. При работе компрессорных станций магистральных газопроводов в атмосферу выбрасывается бутан, одорант, оксиды азота, углерода, сернистый ангидрид. Большие объемы нефти и нефтепродуктов, сернистых соединений, оксидов углерода и других веществ выделяются в окружающую среду через неплотности оборудования и с открытых поверхностей амбаров и очистных сооружений.

Еще одна группа веществ-загрязнителей, типичных для промыслов, связана с газами и аэрозолями пиролизических процессов, источниками которых являются факелы, запальные свечи, продувки скважин и т.п. Контрольный список веществ-загрязнителей, поступающих в природную среду при горении углеводородного сырья, должен включать: C_nH_m , в том числе и 3,4-бензпирен, сажу, H_2S , SO_2 , SO_3 , NO_x , CO , NH_3 , CO_2 . Следует также иметь в виду, что в воздух поступают и исходные вещества, в частности, на факелах недожог составляет не менее 2%. Кроме того, в составе выбросов может быть аммиак и меркаптаны (Солнцева, 1998).

Надежным показателем состояния атмосферы в зимний период являются атмосферные выпадения, которые фиксируются в снежном покрове. При растоплении снега эти выпадения переходят в снеговую воду, состав которой отражает состав аэрозолей атмосферы (Пиковский, 2019).

По данным Д.В. Московченко (2013) под факельными установками в воздухе происходит увеличение содержания диоксида азота и сажи в 2 раза, оксида углерода и метана – в 1,3 раза. На участках влияния разведочных и

добывающих скважин количество сажи по сравнению с фоном увеличивается в 2 раза, диоксида азота – в 1,5 раза, диоксида серы и азота – в 1,3 раза.

Чайкиным С.А. был проведен анализ показателей загрязнения воздуха за 1999-2013 гг. на территории месторождений с длительным сроком эксплуатации. Проведены замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, результаты сравнивались с фоновыми значениями и нормируемыми показателями (ПДК). Замеры разовых концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе при условии безаварийной работы проводились в зоне влияния нефтепромысловых объектов (скважин, групповых замерных установок, дожимных насосных станций, сепарационных насосных установок, установок первичной переработки и др.), а также в населенных пунктах и на выбранных фоновых участках. Этот анализ показал, что уровень концентраций исследуемых химических компонентов (сероводород, двуокиси серы и азота, фенол, предельные и ароматические углеводороды) в большинстве случаев ниже пределов обнаружения, что затрудняет получение средних значений. Значащие концентрации выделяются лишь для предельных и ароматических углеводородов, фенола и диоксида серы. В большинстве случаев показатели не превышают ПДК, наблюдались разовые превышения. Основными загрязняющими воздушную среду компонентами, по которым в разовых пробах наблюдаются превышение ПДК для населенных мест, являются ароматические углеводороды (бензол и толуол). Систематические превышения ПДК по бензолу и толуолу в 2000 г. наблюдались на Кокуйском месторождении, по фенолам в 2006 г. на Озерном месторождении (Чайкин, 2012; Чайкин, 2014).

Анализ показал, что основные источники загрязнения атмосферного воздуха расположены на площадках крупных технологических объектов – установка первичной подготовки нефти (УППН), пункт сбора и сепарации нефти (НГСП).

В итоге, Чайкиным С.А. был сделан вывод, что исследования загрязнения атмосферного воздуха применимы для оперативной оценки состояния контролируемых показателей, но не информативны для общего анализа

техногенной трансформации территории месторождений. Средние значения показателей загрязнения воздуха за исследуемый период на территории месторождений Пермского края практически не различаются. Уровень концентраций исследуемых химических компонентов в целом не зависит от географического расположения нефтяного месторождения, длительности эксплуатации и количества источников загрязнения. За весь период наблюдения фиксировались лишь единичные превышения нормативов качества воздушной среды, свидетельствующие о разовых аварийных выбросах. Из проанализированных в воздухе загрязняющих веществ для оценки трансформации природно-техногенных участков нефтяных месторождений наиболее целесообразны регулярные наблюдения за концентрациями ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилол) и фенолов (Чайкин, 2012; Чайкин, 2014).

По результатам рассмотрения основных положений техногенеза при нефтедобыче составлена схема основных процессов (рисунок 1).

На территории эксплуатируемого месторождения нефти техногенные потоки, состоящие из нефтяных углеводородов, соленых вод, попутных газов запускают процессы механогенеза, битумизации, галогенеза и загрязнения атмосферы, происходит изменение природной среды.



Рисунок 1. Техногенез нефтяных месторождений (Бузмаков и др., 2021)

1.5. Техногенез в карстовых районах

За теоретическую основу взяты положения научного карстоведения и нефтедобычи в условиях карста по В.Н. Дублянскому, Г.А. Максимовичу, К.А. Горбуновой, В.Н. Катаеву и др.

1.5.1. Карст и его распространение

Верхняя твердая оболочка Земли мощностью от 5 до 80 км называется земной корой. Более чем на 90% она состоит породами глубинного происхождения, но на земной поверхности преобладают осадочные породы. Они занимают 75% площади суши. Осадочные породы образуются путем накопления обломочных и химических продуктов разрушения глубинных пород или органического вещества – отмерших растительных и животных организмов. Среди осадочных пород выделяются породы, которые относительно легко растворяются природными водами. Они называются карстующимися. Это известняк, мел, мрамор, доломит, гипс, ангидрит, каменная и другие соли (Горбунова, 1991).

По данным (Wang, 2007; Wang et al., 2004; Yue et al., 2012) карстовые регионы занимают около 12% площади суши и в настоящее время характеризуются широко распространенной экологической деградацией вследствие антропогенного давления

Для появления карстовых процессов необходимы три основных условия: растворимые в воде горные породы; движущаяся вода, способная растворять породы; пути движения воды в этих породах: трещины и другие пустоты.

На развитие карстового процесса оказывают влияние химический состав растворимых в воде горных пород, степень их трещиноватости, условия залегания (горизонтальные или наклонные слои; складчатые или разорванные многочисленными разломами). Большую роль играют также и движения земной

коры в прошлом, в результате которых происходили медленные поднятия и опускания отдельных участков суши. Сказывается и климат района, особенно количество атмосферных осадков, и распределение их по временам года. Таким образом, карст развивается при сложном взаимодействии многих факторов, сочетание которых и определяет тип карста (*Максимович, 1960*).

Различают несколько типов карста: голый, или средиземноморский; задернованный, или кавказский; покрытый, или среднеевропейский; закрытый, или русский; перекрытый, или камский.

Голый карст отличается тем, что карстующиеся породы выходят непосредственно на земную поверхность. Этот тип свойственен районам, где большое количество осадков выпадает преимущественно в виде ливней. Нерастворимые части известняков в виде глинистых и более крупных частиц быстро смываются атмосферными осадками в трещины и другие понижения. Поверхность карстующейся толщи остается открытой. К этому типу относится карст Горного Крыма, некоторых районов Кавказа и Средней Азии, Балканского полуострова и ряда зарубежных стран (*Максимович, 1960*).

Значительную роль в появлении голого карста играет и неразумная деятельность человека, который за многие столетия уничтожил в этих районах леса и кустарники. Неумеренный выпас скота на безлесных пространствах привел к уничтожению не только трав, но и их корней. Почвы, не скрепленные корнями растений, стали размываться дождевыми и снеговыми водами.

Задернованный, или кавказский, тип карста характеризуется тем, что на известняках, доломитах или мраморах развит немогущий почвенный покров, поросший травой; поэтому такой карст и называют задернованным. Развит он на Кавказе и в других карстовых районах. Иногда можно наблюдать переход от задернованного карста к голому. Наряду с участками, где карстующиеся горные породы уже обнажены, имеются и задернованные пространства.

Покрытый карст характеризуется тем, что карстующиеся горные породы перекрыты скоплением нерастворенного остатка и более крупными обломками этих же пород, оставшимися на месте или немного переместившимися. Этот тип

карста развит в областях с умеренно влажным климатом и равномерным распределением осадков. Такой карст встречается на Урале и в некоторых районах Европейской части СССР, Сибири, Западной Европы (*Максимович, 1960*).

Закрытый, или русский, тип карста отличается тем, что карстующиеся горные породы перекрыты песчаниками, глинами и другими некарстующимися породами. Карстовый процесс первоначально развивается скрыто, на глубине, под толщей некарстующихся пород. Карстующаяся толща выходит на поверхность в местах, где вышележащие отложения смыты, или вскрывается при провалах. Закрытый тип карста характерен для нашей страны и потому часто называется русским. Он широко развит в Европейской части СССР, в некоторых районах Урала и Сибири.

Г.А. Максимовичем выделен перекрытый, или камский, тип карста. Он характерен для бассейна реки Камы. Карстующиеся породы в долинах рек перекрыты речными отложениями, под покровом которых и развивается карст этого типа. Он широко развит в долинах рек Чусовой, Сылвы, Ирени, а также за пределами Пермской области (*Максимович, 1960*).

Значительно реже встречается еще один тип карста – подвулканический, или среднеатласский. В Марокко, вблизи города Азру, на карстовых плато Среднего Атласа на площади 300 км² известняки перекрыты вулканическими излияниями – базальтами. Атмосферные осадки просачиваются через разбитые трещинами базальты и растворяют подстилающие известняки. Образуются круглые воронки глубиной от 15 до 20 м и до 100 м в поперечнике, на дне которых можно наблюдать обрушившиеся базальтовые колонки. Среднеатласский тип карста имеется в Сибири, Чехословакии и в других местах.

Карстовые области имеют различный облик и характер хозяйственного использования. Голые каменистые пространства яйл Крыма и Малой Азии, Динарских гор на Балканах с их бедной растительностью могут служить только как скудные пастбища. В тех же районах, где карстующиеся породы залегают под

мощным покровом некарстующихся, зеленеют луга, пашни и растут леса (Максимович, 1960).

1.5.2. Особенности развития карста в карбонатно-сульфатной толще

Одной из основных особенностей развития карстовых явлений в слоистой карбонатно-сульфатной толще является стадийное в течение определенного геологического времени изменение гидрогеологической функции карбонатных и сульфатных пачек. На ранних стадиях развития карста подземный сток сосредоточен в карбонатных слоях, тогда как сульфатные играют роль водоупоров. На более поздних стадиях, что соответствует современной ситуации, сульфатные пачки за счет формирования в них трещинно-карстовой дренажной системы, становятся более проницаемыми и, фактически водовмещающими, а карбонатные становятся водоупорами вследствие заполнения порово-трещинного пространства вторичным гипсом и глинистыми отложениями. Такая ситуация является характерной для приповерхностной части карстовых карбонатно-сульфатных массивов, находящейся в зоне активного водообмена, где относительно плотные ангидритовые пачки в результате процесса гидратации были замещены гипсом практически на 100%.

В данных геолого-гидрогеологических обстановках наиболее оптимальные условия для развития форм подземного карста возникают в гидродинамической зоне изменений уровня подземных вод на литологических контактах:

- сульфатных пачек и перекрывающих относительно водонепроницаемых отложений (локальных водоупоров);
- на контакте с подстилающими пачками карбонатных пород.

По вертикальному разрезу и по простиранию карбонатно-сульфатная толща закарстована не равномерно, что связано с особенностями стока подземных вод, имеющего локализованный вид. Результатом особенностей распределения стока является наличие в карстующейся толще между зонами локализованного стока

относительно безводных целиков, центральная часть которых практически не поражена формами подземного растворения (*Минерально-сырьевые...*, 2006).

Гидрогеологическая дифференциация верхней части разреза и водообильность трещинных зон усиливаются в районах неотектонической активности и особенно ярко проявляются в пределах локальных тектонических структур на фоне специфической блоково-дизъюнктивной структуры карстовых массивов (*Михайлов и др.*, 1968; *Михайлов*, 2006).

Практика геолого-карстологических исследований в пределах карбонатно-сульфатных массивов свидетельствует о том, что в районах, характеризующихся блоково-дизъюнктивным строением карстового массива, существуют особенности распространения форм подземного карста: в локальном плане единого, выдержанного в высотных отметках, горизонта подземной закарстованности не существует; высотное положение подземных полостей в условиях относительного литологического однообразия карстующейся толщи контролируется положением подошвы перекрывающих пород, распределением и глубиной заложения трещинных зон локализации подземного стока, величиной относительного вертикального перемещения тектонических блоков, нижние границы дифференцированных горизонтов подземной закарстованности стремятся к положению локального базиса эрозии, а точнее высотному положению поверхности локализованных подземных вод в отложениях основного эрозионного вреза; распределение подземных полостей контролируется трещинными зонами и зонами дробления, локализуя подземный сток; мощность зон подземной закарстованности, как правило, уменьшается от блока к блоку от устьевых частей карстово-эрозионных логов к их верховьям (*Гаев и др.*, 1997; *Гаев и др.*, 1999; *Катаев и др.*, 2003).

1.5.3. Нефтепромысловые загрязнения в карстовых районах

Изменения, происходящие в процессе эволюции участков земной коры, сложенных карстующимися породами, на современном этапе приобрели социально-экономические аспекты в связи с использованием карстовых вод, добычей минеральных ресурсов, в том числе и углеводородов (*Максимович, 2001*), а также созданием на закарстованных участках технической инфраструктуры обеспечения добычи полезных ископаемых, что часто сопровождается неблагоприятным влиянием на природную среду и требует выполнения особых мероприятий в части минимизации техногенного воздействия на природные экосистемы. Каждый элемент нефтепромысловой инфраструктуры и особенно те, что расположены в пределах карстовых массивов, являются элементами повышенной опасности для геологической среды.

В Пермском крае русловые процессы и карст относятся к числу наиболее распространенных экзогенных геодинамических процессов (*Назаров, 1996*).

На территории Пермского края геологические процессы, обуславливающие карстовые явления, контролируются литологическими комплексами, которые участвуют в строении наиболее крупных тектонических структур региона: Восточно-Европейской платформы, Предуральского краевого прогиба и Уральской складчатой системы. Сочетание литологических комплексов и глобальных тектонических структур определяет меридиональную зональность обстановок развития карстового процесса (*Мещерякова, 2013*).

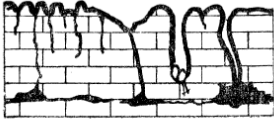
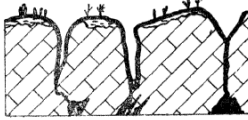
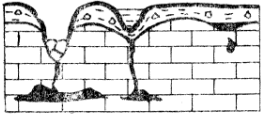
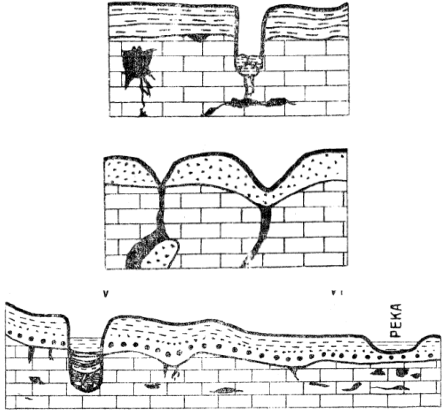
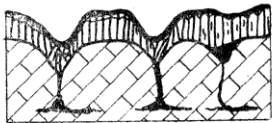
Установлено, что районы развития карстовых образований и присущая им гидросфера обладают спецификой, способствующей более интенсивному распространению загрязнения. Доказано, что в случае нефтяного загрязнения ситуация усложняется меняющимся в ходе миграции составом компонентов нефти, растворимостью и адгезией к породам (*Соколов и др., 2015*).

Опыт разработки нефтяных месторождений Пермского края показал, что проблемы стойкого, трудно устранимого загрязнения окружающей среды наиболее остро стоят в районах развития карста (*Быков, 2002; Бузмаков, 2003; Максимович, 2005*). В Пермском крае насчитывается около 320 месторождений нефти, площадью около 4300 км². Почти треть площади всех месторождений расположена в карстовых районах. Занимаемая ими площадь составляет около 1300 км² (*Максимович, Мещерякова, 2009*).

Районы развития карста отличаются существенным снижением степени защищенности подземной гидросферы и имеют ряд особенностей, которые создают особые условия для распространения нефтяного загрязнения (*Мещерякова, 2015*). В районах распространения карстующихся пород, где трещиноватость и водопроницаемость пород существенны, риск загрязнения подземных вод увеличивается. При отсутствии покровных отложений, роль которых в предотвращении загрязнения подземных вод весьма высока, атмосферные осадки, а также проливы, разливы, в том числе нефти практически беспрепятственно поглощаются поверхностными карстовыми формами (*Мещерякова и др., 2011*).

По наличию или отсутствию покровных отложений и их составу К.А. Горбуновой (1992) было выделено пять типов карста, для которых проведена качественная оценка степени защиты от поверхностного загрязнения (таблица 1). Состав покровных отложений, а также их мощность играют существенную роль в защите от поверхностного загрязнения карстового массива в целом и зоны аэрации в частности. На слабо расчлененных возвышенных участках с равнинным рельефом мощность зоны составляет 30-50-100 м и более, а в горных районах, в зависимости от мощности карстующейся толщи – от сотни метров до 1-2 км (*Максимович, 1963*).

Типы карста по наличию или отсутствию покровных отложений и степень его защиты от поверхностного загрязнения (Горбунова, 1992)

Тип карста	Покровные отложения	Степень защиты от загрязнения	Рисунок
Голый (средиземноморский)	Отсутствуют	Очень низкая	
Задернованный (кавказский)	Почвенный покров	Низкая	
Покрытый (подэлювиальный) (среднеевропейский)	Рыхлые продукты или элювий	Низкая	
Перекрытый подаллювиальный (камский) подфлювиогляциальный	Речные отложения Водноледниковые отложения	Средняя	
Закрытый (русский)	Коренные некарстующие породы	Высокая	

Мощность и литология покровных отложений влияют на проницаемость и сорбционную способность нефти, которая по-разному проявляется, например, в известняках (практически отсутствует) и покровных дисперсных породах (достаточно высокая). Еще одной особенностью карстового массива, обуславливающей широкое распространение загрязнения, является интенсивность водообмена (Мещерякова и др., 2011).

В карстующихся массивах вследствие затухания трещиноватости с глубиной наблюдается вертикальная зональность интенсивности водообмена, который имеет наибольшую интенсивность при расчлененном рельефе. При наличии долин магистральных транзитных рек в карстовых районах выделяют следующие гидродинамические зоны (таблица 2).

Таблица 2

Гидродинамические зоны карстового массива (Горбунова, 1981; Максимович, 1963) и виды нефтяного загрязнения (Мещерякова и др., 2011)

Номер зоны	Зона	Тип разгрузки подземных вод	Вид нефтяного загрязнения
I	Зона поверхностной циркуляции		Загрязнение поверхностных карстовых форм
II	Зона вертикальной циркуляции	Наземная (А)	Загрязнение поверхностных трещин и подземной атмосферы за счет испарения (образование газовой шапки), формирование подвешенных линз нефтепродуктов, загрязнение поверхностных вод
IIa	Подзона подвешенных карстовых вод	Наземная (Б)	Загрязнение карстовых и поверхностных вод
III	Зона колебания уровня карстовых вод	Наземная (Г)	Загрязнение пород нефтепродуктами, первичное и вторичное загрязнение карстовых вод, загрязнение поверхностных вод
IV	Зона горизонтальной циркуляции	Субаквальная. наземная (Е)	Формирование линз на поверхности карстовых вод, распространение растворенных нефтепродуктов, загрязнение поверхностных вод
V	Зона сифонной циркуляции	Наземная, субаквальная (В, Д)	Загрязнение родников и поверхностных вод
VI	Зона поддолинной или подрусловой циркуляции	Субаквальная	Загрязнение рек, распространение загрязнения на значительные расстояния
VII	Зона глубинной циркуляции	Субаквальная	Загрязнение глубоких горизонтов и поверхностных вод на участках разгрузки

Наибольшей уязвимостью к нефтяному загрязнению характеризуются первые три-четыре зоны. Это обусловлено, в том числе, и тем, что нефть и нефтепродукты способны к трансформации и изменению своих физико-химических характеристик (*Пиковский, 2019; Солнцева, 1998*), поэтому проникновение данного загрязнителя в массив возможно на достаточно значительные глубины.

Литология самих карстующихся пород имеет опосредованное влияние на нефтяное загрязнение. Состав пород во многом определяет тип и минерализацию подземных вод, которая влияет на миграционные способности нефтепродуктов и определяет условия распространения и масштабы загрязнения. При росте минерализации растворимость нефти снижается (*Мещерякова и др., 2011*).

1.5.4. Причины нефтяного загрязнения в карстовых районах

Нефтяные загрязнения по причинам возникновения подразделяются на природные глубинные и техногенные глубинные и поверхностные (*Быков, 2002; Оборин и др., 2008; Костарев, 2015*):

Техногенные поверхностные связаны с нарушением правил добычи и транспортировки нефти (разлив нефти при порывах нефтепроводов, неисправности оборудования устьев скважин, подземном ремонте скважин, технологических установок сбора и подготовки нефти); сброс нефти и нефтепродуктов на закарстованную поверхность (в карстовые лога, воронки) при производстве ремонтных и ликвидационных работ на эксплуатационных скважинах, переводе эксплуатационных скважин с нефти на газ.

Техногенные глубинные связаны с созданием высоких давлений при закачке воды в продуктивные пласты, с нарушением герметичности скважин – некачественной цементацией в нагнетательных скважинах (прорывы колонн и нарушения цементного кольца) и, как следствие миграция нефти за счет

выдавливания из недр по трещинным приразломным зонам, заколонным пространствам скважин через перекрывающие породы.

Природные глубинные факторы обусловлены гидродинамическими эффектами в земной коре и сводятся к прямой восходящей фильтрации флюидов из продуктивных горизонтов по зонам субвертикальной дизъюнктивной нарушенности, активизированной в неоген-четвертичное время, в основном за счет разницы в давлении на глубинах и в приповерхностной части. Вертикальная проницаемость толщи, перекрывающей продуктивные горизонты, обеспечивает гравитационное всплывание нефти до уровня верхних водоносных горизонтов и накапливания её в трещинно-карстовых коллекторах.

Загрязнение карстовых массивов с поверхности. Карстовые массивы и особенно такой элемент массивов, как подземные воды среди геологических объектов наиболее уязвимы (*Heinz et al., 2009*) в условиях техногенного воздействия на территориях недропользования. Причиной тому является высокая природная проницаемость карстовых массивов и, как правило, низкая естественная защищенность подземных трещинно-каверновых (трещинно-карстовых) вод, как с поверхности массива, так и с нижней части разреза особенно в зонах дизъюнктивов, обеспечивающих вертикальные локализованные перетоки вод относительно глубоких водоносных горизонтов через нарушенные флюидоупоры.

Естественная защищенность с поверхности зоны активного водообмена в пределах карстовых массивов определяется литологическим составом покровных отложений, их мощностью и характером распространения. Слабая естественная защищенность характерна для районов покрытого карста, где покровы представлены относительно высокопроницаемыми дисперсными отложениями, как правило, аллювиального генезиса и для районов обнаженного (открытого) карста, где покровы отсутствуют или представлены почвенно-дерновыми, элювиально-почвенно-дерновыми отложениями.

При наличии в качестве сплошного покрова некарстующихся стратифицированных отложений большой мощности (перекрытый, покрыто-

перекрытый типы карста) степень естественной защищенности повышается, но становится низкой при островном распространении этих покровов.

Характерной чертой районов распространения карбонатно-сульфатного и сульфатно-карбонатного карста в Пермском крае является наличие на ограниченных территориях разных типов карста и, естественно, разной степени естественной защищенности вод эпикарстовой зоны. Очень часто на ограниченных по площади территориях кровля карстующихся пород иренского горизонта покрыта аллювиально-делювиальными отложениями четвертичного возраста, карстово-обвальными отложениями или соликамскими терригенно-карбонатными породами с прослоями гипса и селенита.

Подземные воды массивов карстующихся пород не защищены от загрязнения и по причине широкого развития многочисленных поверхностных форм карста, по сути, в гидрогеологическом плане выполняющих функции локализации и перевода поверхностного водного стока в подземный. Как правило, на поверхности развиты воронки различных генетических типов, в том числе и провальные, карстово-эрозионные лога, рвы и слепые мешкообразные долины. Поверхностный сток поглощается через трещинные и каналобразные поноры на дне воронок и логов, отдельные карстовые каналы, расширенные растворением трещины и карры (*Костарев, 2005*).

Практически при любом варианте строения покровов карстующиеся породы не защищены с поверхности от любого типа загрязнения, включая и поступления в них углеводородов при авариях на продуктонефтепроводах, при производстве ремонтных, ликвидационных и иных работ.

Ситуация с нефтяным загрязнением усугубляется отсутствием технологий предупреждения, а не ликвидации нефтепроявлений в пресных подземных водах. В основном, в местах выхода подземных вод, загрязненных нефтью, используется технология сбора нефтесодержащих вод уже вышедших на поверхность в сооружениях ловушечного типа. Нефть с поверхности ловушки собирается во временные резервуары и транспортируется для дальнейшего использования в технологических целях. Несомненно, используемый комплекс геоэкологических

работ, направленных на поиск, геометризацию и ликвидацию проявлений нефтепромыслового техногенеза в приповерхностной части ГС, совершенствуется и его эффективность повышается за счет современных информационных технологий, но этого в современной экологической ситуации на «старых» месторождениях уже недостаточно (*Костарев, 2005*).

Особенности миграции компонентов глубинных пластовых флюидов. Теория естественной вертикальной миграции глубинных пластовых флюидов на сегодняшний день поддерживается многими исследователями флюидодинамики. Более того, если раньше считалось, что вертикальная (внерезервуарная, межформационная) миграция нефти в основном совершается по крупным разломам и нарушениям, то впоследствии экспериментальным путем была доказана возможность перемещения углеводородов и через слабопроницаемые покрышки перпендикулярно к напластованию пород без разрыва их сплошности (*Ботиева, 1987*).

Как правило, в толще отложений в пределах нефтегазовых месторождений имеются трещинные зоны, приуроченные к тектоническим дизъюнктивам субвертикальной ориентировки, по которым теоретически возможна естественная вертикальная восходящая миграция компонентов глубинных пластовых флюидов из нижних продуктивных горизонтов в приповерхностную гидросферу. Данное предположение, например, косвенно подтверждается анализом нефтепромысловых данных о пятнах нефти в артинских известняках на глубинах 159.8-164.75 м, по структурно-поисковой скважине в долине р. Тураевки (*Костарев, 2015*). Некоторыми исследователями отмечается и то, что основная геолого-структурная особенность территории расположения долины р. Тураевки заключается в том, что она находится в пределах «тектонического узла» – на стыке двух подземных валов, что, как правило, обуславливает высокую степень раздробленности пород дизъюнктивными (разрывными) нарушениями в первую очередь тектонического происхождения. Нарушение флюидоупоров на всю наднефтяную толщу горных пород в зонах разломов, несомненно, затрагивает и карбонатно-сульфатную толщу пород иренского горизонта, её приповерхностную

эпикарстовую зону (зону «активного водообмена» в гидрогеологической терминологии) с гидрогеологически активными карстовыми полостями и расширенными растворением трещинами (Быков, 2002).

Проницаемость трещинных зон, приуроченных к тектоническим дизъюнктивам, повышается, если они активизированы в неоген-четвертичный период на участках воздымающих неотектонических и современных движений. В 70% отмечается унаследованный характер неотектонических движений от более древних.

Попадая в зону влияния гидродинамического режима карстового массива (зону активного водообмена), компоненты пластовых флюидов могут быть захвачены потоками гидродинамической зоны горизонтальной циркуляции, развивающейся на уровне локального базиса эрозии, а при смене урвненного режима в различные сезоны года пластовые флюиды могут проникать и в переходную зону (зону сезонного изменения уровня подземных вод). Воды обеих зон разгружаются в эрозионных врезях (карстово-эрозионных логах, долинах рек) в виде родников или высачивания на разных высотных отметках приподошвенной части врезов в зависимости от положения уровня подземных вод.

Скважинная нефтедобыча на месторождениях с длительной эксплуатационной историей часто сопровождается определенными экологическими проблемами. Предполагается, что одной из причин восходящего движения глубинных трещинно-карстовых вод к поверхности, например, в пределах Кокуйского месторождения с глубин 1200-1600 м (от каменноугольных карбонатов через нижнепермские карбонаты до сульфатно-карбонатной толщи кунгурского яруса) могла быть закачка вод в продуктивные горизонты при разработке месторождения.

Одной из проблем, связанных как с вертикальной миграцией флюидов, так и с загрязнением с поверхности является формирование углеводородных газов, рассолов и жидких углеводородов в виде техногенных залежей в приповерхностной зоне массива горных пород. Углеводородные газы при определенных условиях – наличии в перекрывающих отложениях

слабопроницаемых слоев, могут проявляться в массиве выше эрозионных врезов. Жидкие углеводороды и рассолы могут скапливаться в трещинах и карстовых полостях, являясь источником длительного проявления нефтепродуктов в пресных подземных водах. Находясь длительное время в зоне гипергенеза (зона выветривания преимущественно аэробные условия в зоне активного водообмена и частично в анаэробной обстановке в зоне замедленного водообмена) нефть преобразуется и теряет геохимические маркеры, характерные для «свежего» нефтяного загрязнения. При этом в подземных водах при низкой концентрации нефтепродуктов высокая концентрация хлоридов может сохраняться в течение нескольких десятков лет (*Костарев, 2004, 2015*).

Подобные явления в виде линз углеводородов были зафиксированы в районе «суходола» р. Тураевка (Кокуйское месторождение) на глубинах 50-60 м, на уровне залегания трещинно-карстовых вод (*Колесников и др., 2005*). С 70-х годов XX в. фиксируется разгрузка нефтепродуктов в Камское водохранилище на Полазненском месторождении. Исследованиями установлено, что линза нефти мощностью до 3 м залегает на поверхности трещинно-карстовых вод. По составу нефть близка к нефти разрабатываемой Яснополянской залежи, но окисленная и утратившая бензиновые фракции, и высокомолекулярные парафиновые углеводороды (*Максимович, 2009*).

По современным представлениям изменение природной среды происходит под воздействием механогенеза, битумизации, галогенеза и загрязнения атмосферы поллютантами. Поддержание экологической безопасности при добыче нефти в карстовом районе осложнено растворением горных пород и образованием в них пустот, формированием своеобразных форм рельефа.

ГЛАВА 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Изучение нефтепромыслового техногенеза на территории Иренского карстового района включало в себя выяснение особенностей карста, механогенеза, битумизации в воде, донных осадках и почвах, галогенеза, распространения атмосферных загрязнителей. Для определения выраженности этих процессов в пространстве использованы методы дистанционного зондирования.

2.1. Географическая характеристика района исследования

Бассейн р. Ясыл расположен в Ординском районе Пермского края, в районе села Красный Ясыл (рисунок 2). Ординский район находится на юго-востоке Пермского края, в большей своей части находясь в долине р. Ирень. Район расположен в нефтеносной зоне Западного Урала. Климат района континентальный, с холодной продолжительной зимой, но со сравнительно жарким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками (*Новиков, 2005*).

Ясыл является правобережным притоком реки Ирень, впадая в нее напротив Малого Ашапа. Вытекая из омута р. Ясыл течет 850 м по поверхности, затем исчезает в поглощающем поноре и через 1100 м выходит на поверхность снова (*Новиков, 2005*). Площадь водосбора р. Ясыл составляет 49,14 км², длина – 11,6 км. Постоянных гидрометрических постов Росгидромета в исследуемом бассейне нет. Ближайшие гидрометрические посты р. Ирень – д. Ивановка, р. Ирень – с. Чайка, р. Кунгур – с. Голухино, р. Иргина – с. Шестаково (рисунок 2).

Река Ясыл относится к Иренскому карстовому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста. Для него типичны карстовые реки, которые имеют мешкообразные долины. Их истоки представляют собой карстовые родники, вытекающие у подножья гипсовых скал, ограничивающих,

как правило, верховье долины. Река Ясыл начинается небольшим родником, несколько раз исчезает с поверхности и появляется вновь. Кроме более или менее крупных карстовых рек имеются мелкие карстовые ручьи. Эти ручьи вытекают из пещеры, неоднократно теряются и появляются вновь до впадения в р. Ирень (Горбунова и др., 1992).

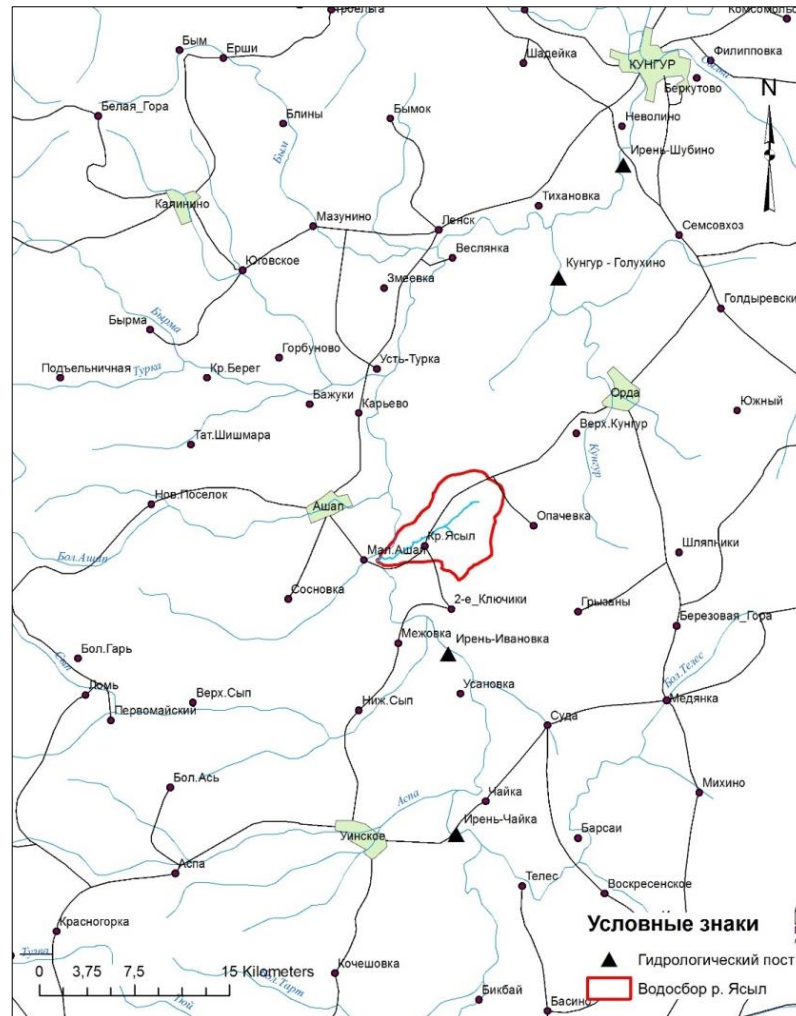


Рисунок 2. Водосбор р. Ясыл

Территория месторождения расположена на восточной окраине геоморфологической страны Русской равнины и относится к области увалисто-холмистого рельефа расчлененных возвышенностей Среднего Прикамья. Район разделен на 2 части протекающей через него рекой Ирень. Правобережье относится к Кунгурской лесостепи, для нее характерны равнины с редкими возвышенностями и холмами. Для междуречья Ирени и Кунгурки типичный рельеф платообразный, слабо умеренно расчлененный. Формы рельефа представлены в виде возвышенных плато. Локальные тектонические поднятия

выражены в рельефе в виде отдельных холмов и увалов. Тектоническая трещиноватость определила рисунок речной и овражной сети и в значительной степени определила пути развития карста. По трещинным зонам и разломам, к которым приурочены концентрированные карстовые водотоки, развиваются карстовые овраги и цепи карстовых воронок (Новиков, 2005).

Характерно широкое распространение классического сульфатного карста, который вызван процессом размывания гипсов и ангидритов кунгурского яруса. Широко карст распространен в центральной части района, особенно в междуречье Ирени и Кунгура. Здесь встречаются все виды карстовых проявлений: карры, поноры, котловины, лога, рвы, останцы, гроты, пещеры, колодцы, каверны, ниши, исчезающие ручьи и озера, но особенно – воронки всех форм: конусо-, чаше-, блюдцеобразные (Новиков, 2005).

Рельеф местности оказывает существенное влияние на почвообразовательные процессы, распределение осадков, растительный покров. Геологические напластования, слагающие территорию района, являются отложениями иренской свиты кунгурского яруса пермской системы. Они представлены известковыми глинистыми сланцами, некарбонатными плитчатыми песчаниками, бурыми глинами, плитняковыми и глыбистыми известняками сероватой окраски и редко тонкозернистыми известковыми песчаниками, а также гипсами и ангидритами. Данные коренные породы сверху перекрыты четвертичными отложениями, которые и являются материнскими почвообразующими породами (Новиков, 2005).

Четвертичные породы и отложения состоят из аллювия, то есть продуктов выветривания и выщелачивания коренных пород, покровных глин и суглинков, а также из современных аллювиальных и делювиальных отложений. Больше всего по занимаемой площади распространены покровные глины и суглинки (Новиков, 2005).

Вся территория района по характеристике почв подразделяется на три участка: 1. Ординско – Богородицко – Суксунский оподзоленный чернозем и темно-серые лесостепные почвы. 2. Сергинско – Кунгурско – Уинские серые и

светло-серые лесостепные тяжелосуглинистые почвы. 3. Осинско – Оханско – Пермские дерново-средние, слабо-, сильно-подзолистые тяжелосуглинистые почвы (Новиков, 2005).

На исследованной территории представлены следующие типы карста по соотношению карстующихся и перекрывающих отложений: голый, задернованный, покрытый, перекрытый, погребенный (или палеокарст). Широчайший набор поверхностных, переходных и подземных форм карста характеризует территорию. Воронки пяти генетических типов: коррозионные, коррозионно-провальные, коррозионно-просадочные, карстово-суффозионные, карстово-эрозионные развиты на поверхности повсеместно и с высочайшей степенью плотности. Плотность воронок в пределах Ясыльского карстового поля может считаться наивысшей в Пермском крае (Катаев, Печенкина, 2000). В обнажениях развиты карры, закарстованные трещины, каналы. Среди переходных форм повсеместно развиты трещинные и каналовые поноры, карстовые колодцы, органые трубы, среди подземных широко представлены полости с вертикальными размерами от первых десятков сантиметров до 10 м, различной степени заполнения. Плотность полостей крайне велика – практически каждая пробуренная скважина в пределах Ясыльского карстового поля вскрывает подземную полость. Среди подземных полостей выделены три типа пещер: горизонтальные, наклонные и субвертикальные. Среди карстовых водопроявлений широко представлены три типа родников, три типа озер.

На исследованной территории подземные карстовые формы к концу неогена в результате опускания территории были практически полностью заполнены глинисто-обломочным материалом, частично сцементированным к началу инверсионных вертикальных подвижек плейстоцен-голоцена. В плейстоцен-голоцене (примерно за 300 тыс. лет) происходил устойчивый подъем территории, сопряженный с краткими остановками. Современный или голоценовый период (10 тыс. лет) характеризовался устойчивым подъемом территории. Именно за этот период и произошла основная промывка нижних частей подземных полостей и их частичное освобождение от аллохтонного заполнителя. Гидродинамическое

равновесие в массивах устанавливалось тысячелетиями, слабая цементация заполнителя полостей при отсутствии интенсивного инфильтрационного потока с поверхности массива (закольматированные трещины, суглинистый и терригенно-карбонатный покров) способствовали медленному (вековому) развитию деформаций поверхности. Этому способствовало и медленное развитие процессов растворения вследствие достижения вод массива относительного гидрохимического равновесия. Вертикальное воздымание территории (если судить по современным сведениям – 2,7 мм/год) вносило незначительный гидродинамический и гидрохимический дисбаланс в систему массива, провоцирующий развитие карста.

Исследованная территория характеризуется блоково-дизъюнктивным строением, что в конечном итоге определяет локализацию поверхностных и подземных вод, локализацию экзогенных процессов – эрозионных и карстовых. Иными словами, породы тектонических блоков заключенных между тектогенными формами рельефа – логами, разбиты сетью трещин, расположение элементов которой (единичных трещин) субпараллельно границам тектоблоков. Трещины преимущественно вертикальные. Наибольшую раскрытость трещины имеют в прибортовых частях логов – по периферии тектоблоков (*Новиков, 2005*).

В пределах долины Ясылского лога и примыкающих территорий расположено свыше 1300 поверхностных карстовых форм. Формы весьма разнообразны. Здесь развиты воронки и провалы, карстово-эрозионные лога, рвы и слепые мешкообразные долины, карстовые озера и источники; фрагменты локализованных подземных потоков вскрываются карстовыми воронками (гидрогеологическими окнами) (*Катаев, 2000*).

Зачастую поверхностный сток поглощается понорами, а карстовые каналы, расширенные растворением трещины и карры повсеместно присутствуют на поверхности гипс-ангидритовых обнажений. Среди всех перечисленных форм карстовые воронки наиболее многочисленны.

В процессе обследования выявлены карстовые воронки различных генетических типов: коррозионные, коррозионно-провальные, коррозионно-

суффозионные, коррозионно-эрозионные. Часто борта наиболее крупных воронок осложнены микроползневыми формами, эрозионными промоинами, вторичными воронками без дернового покрова. На дне многих карстовых воронок выделяются заиленные каналобразные поноры, устье которых в виде цилиндра имеет поперечные размеры до 1 м и глубину 0,5–1,0 м. Такие воронки обычно имеют конусообразную форму. Трещинные поноры с раскрытостью до 0,3 м наиболее часто встречаются в воронках коррозионно-провального типа, на дне или в бортах которых вскрываются гипс-ангидриты. Данный тип воронок зафиксирован в прибровочных зонах логов, и на их склонах, где элювиально-делювиальный покров практически отсутствует, а гипсы выходят на поверхность или покрыты почвенно-растительным слоем. Трещинные поноры фиксируются и в воронках, расположенных в приподошвенных зонах бортов высоких и крутых склонов логов, там, где карстующиеся породы обнажаются фрагментарно (*Катаев, 2000*).

Воронки встречаются повсеместно: на местных водоразделах, склонах логов, их днищах. Густота проявления и морфологический облик воронок, их генетическая принадлежность зависят от многих факторов, среди которых определяющими являются мощность и характер перекрывающих отложений, принадлежность воронок к определенному элементу рельефа, что на данной территории взаимосвязано, состояние самих карстующихся пород. Плотность карстовых воронок на территории поля в среднем составляет 375–400 форм/км², достигая на отдельных участках, как правило, в прибровочных зонах крутых склонов логов, условной плотности свыше 10 000 форм/км². Такие участки ограничены в размерах и не превышают по площади 1 гектара. Они характеризуются задернованным типом карста, где коррозионные и коррозионно-провальные конические или цилиндрические воронки-провалы диаметром 2–3 м и глубиной 1,5–2,5 м практически сопряжены бортами. Такие поля воронок не залесены или на перемычках между воронками сохраняется сухостойный подлесок. Поля являются идеальными водопоглощающими поверхностями. В соответствии с классификацией карстовых территорий по степени плотности

форм территория Ясылского карстового поля отнесена к площадям с весьма значительной плотностью (>100 форм/км²) (Максимович, 1963).

Из всех наблюдаемых воронок почти 2,5% имеют явно провальное происхождение – цилиндрическую или мешкообразную форму. Свежие провалы редко достигают 1 м в поперечном размере в плане и, как правило, имеют глубину 1–1,2 м. Территория характеризуется интенсивностью провалообразования 3,2 шт/км²/год (Катаев, 2000).

По данным В.Н. Катаева, соотношение морфометрических характеристик карстопроявлений на поверхностях водоразделов и в логах свидетельствует о том, что водораздельные пространства осложнены воронками меньших поперечных размеров и глубин, чем лога; морфологическое же соотношение остается практически идентичным.

При сравнении карстопроявлений только на водоразделах выявляется тенденция уменьшения параметров воронок от западных водораздельных участков – к восточным. Относительно максимальные размеры имеют воронки на водораздельной площади к западу от лога Скальный ($d=16,1$ м, $h=4,5$ м), минимальные – к востоку от лога Арапов Ключ ($d=7,5-7,8$ м, $h=1,6-1,9$ м). Главная причина такой тенденции – в уменьшении к востоку мощности перекрывающих отложений. Блок к востоку от лога Арапов Ключ более интенсивно поглощает атмосферные осадки через многочисленные воронки, сформированные в гипс-ангидритах практически выходящих здесь на поверхность (плотность более 300 форм/км²). Блок является местной областью питания подземных вод (Катаев, 2000).

Дно долины р. Ясыл характеризуется залеганием гипсов и ангидритов под песчано-глинистыми отложениями ниже уровня минерализованных подземных вод. Не исключается возможность появления на поверхности просадок до 5 м диаметром (Максимович и др., 2006).

На склонах долины р. Ясыл и суходолов, где карстующиеся сульфатные породы перекрыты элювиально-делювиальными и карстовыми отложениями мощностью до 25 м, есть условия для образования крупных подземных полостей,

а на поверхности – провалов с поперечником до 12 м (*Максимович и др., 2006*).

Реки рассматриваемой территории относят к типу с четко выраженным весенним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками и длительной устойчивой зимней меженью. В питании водотоков преимущественное значение имеют снеговые воды. Доля талых вод в суммарном стоке достигает 70-90%. В среднем, примерно 20-30% годового стока формируется подземным путем. Величина подземной составляющей стока наибольших значений (до 50% годового стока и более) достигает у карстовых водотоков, а также у рек, бассейны которых с поверхности сложены песчаными грунтами (*Назаров, 2006*).

Существенное влияние на характер внутригодового распределения стока оказывает карст. Наряду с выравниванием хода стока (при нейтральном и положительном подземном водообмене) имеют место случаи, когда влияние карста проявляется в увеличении неравномерности распределения стока внутри года (при отрицательном подземном водообмене, т. е. оттоке подземных вод за пределы водосбора) (*Назаров, 2006*).

2.2. Методы исследования

2.2.1. Изучение особенностей карста и буровые работы

Для обнаружения карстовых полостей, а также определения углеводородного загрязнения грунтов в верхней части зоны активного водообмена в пределах исследуемой территории было проведено бурение скважин.

Буровые работы проводились в период с августа по сентябрь 2016 года под руководством к.г.-м.н., доцента ПГНИУ Юрия Афанасьевича Килина. Всего было пробурено 9 скважин, объем бурения – 121,6 погонный метр, расположение исследовательских скважин показано на карте (рисунок 3). Также использовались данные бурения скважин института «Пермгипрорудхоз» в 1995-1997 гг.

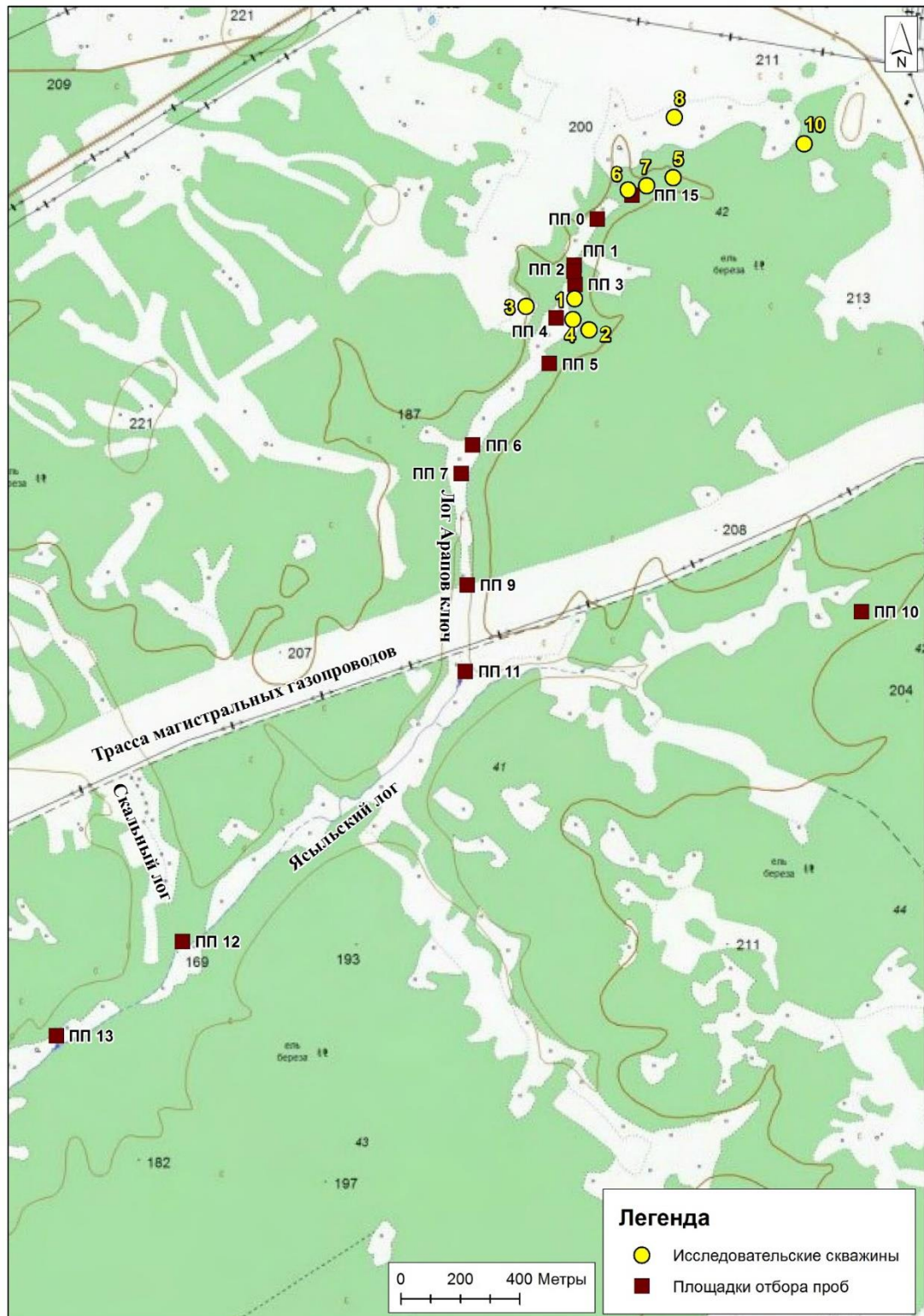


Рисунок 3. Местоположение исследовательских скважин

Бурение скважин производилось механическим колонковым способом, буровой установкой УРБ-2А-2, диаметром 160 мм. При бурении скважин №№ 1, 4/2 ствол скважин был закреплен обсадными трубами, наружным диаметром 110 мм. По дну лога Арапов ключ и его отвержков производилось ручное бурение

мотобуром, диаметром 60 мм. После окончания горно-буровых работ все выработки засыпаны вынутым грунтом с целью исключения загрязнения природной среды.

Отбор, упаковка, хранение и транспортировка образцов грунта и проб воды производились согласно ГОСТ 12071-2014 и ГОСТ 31861-2012.

Для вычисления объема карстовых полостей использовался предложенный карстоведами метод вычисления, основанный на выявленных в результате бурения скважин полостях (Худеньких, 2019):

$$V_{\text{полусферы}} = 4/3 \pi r^3, \text{ где } r - \text{высота полости}$$

Предлагается рассматривать полость как полусферу и вычислять объем полости с помощью формулы объема полусферы (Адерхольд, 2010).

2.2.2. Методы изучения механогенеза

Оценить результаты последствий механогенеза стало возможным благодаря проведенной аэрофотосъемке, выполненной при помощи беспилотного летательного аппарата (БПЛА) российского производства, модели Supercam S250-F (ФИНКО, г. Ижевск, Россия).

Съемка проводилась сотрудниками кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, на высотах 200-400 м над поверхностью, в зависимости от погодных условий и требуемого разрешения. Аэрофотосъемка, как правило, проводилась в ясный безоблачный день, при нулевой облачности. Полеты проводились четыре раза. По каждой дате съемки, из полученных фотографий, создана серия ортофотопланов (таблица 3).

Другие характеристики ортофотопланов: масштаб – до 1:500; плановая точность – около 35 см. Общий объем памяти, занятой полученными ортофотопланами, составил 57,5 гигабайт (Khotyanovskaya et al, 2023).

Обработка включала в себя ряд последовательных действий, основные из которых: получение и преобразование исходных данных с борта БПЛА и наземного GNSS-приемника, выравнивание фотографий и определение линий

«порезов», создание разреженного и плотного облака точек, оптимизация ошибок, создание цифровых моделей поверхности и рельефа, экспорт ортофотоплана. Для создания ортофотоплана использовались программы Agisoft Photoscan и Photomod UAS.

Таблица 3

Характеристика ортофотопланов, полученных для изучаемой территории

№	Даты съемки	Пространственное разрешение, см	Пространственный охват ортофотоплана
1	16.03.2016	9 / 50	Весь водосбор
2	29.04.2016	20 / 50	Весь водосбор
3	29.09.2016	9 / 20 / 50	Верхняя и средняя часть водосбора
4	29.09.2016	6	Долина реки
5	25.05.2018	9	Верхняя часть водосбора

Работы по дешифрированию ортофотопланов проводились в программе ArcGIS (ESRI). Процесс был основан на визуальных признаках объектов, однозначно определяемых на изображениях заданного разрешения (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

Для идентификации объектов антропогенной инфраструктуры, в основном, было достаточно прямых дешифровочных признаков (цвет, форма объекта, наличие особых признаков (квадратный контур обваловки вокруг скважин)). Идентифицировать некоторые объекты было сложнее, тогда дополнительно использовались косвенные признаки: характерная тень (от опор для ЛЭП), конфигурация линейных объектов (продолжительные прямые участки с уничтоженной лесной растительностью – для трубопроводов, кабельных линий, ЛЭП), наличие следов, оставшихся при вырубках и подходящие к участку лесные дороги (для вырубок). Для выявления и описания вырубок, нефтепромысловых объектов, трубопроводов также использовалась дополнительная информация.

В качестве вспомогательной информации были использованы следующие данные:

- растровый слой потерь лесного покрова 2000-2019 гг., разработанный в рамках проекта Global Forest Change (*Hansen et al, 2013*). Этот открытый

набор данных использован для идентификации рубок леса и года их проведения;

- для выявления отдельных ниток трубопровода использовано открытое веб-приложение «Публичная кадастровая карта» (Росреестр). Этот ресурс содержит данные о зонах с особыми условиями использования территории. По метаданным этого слоя нитки трубопроводов отделялись друг от друга, для некоторых были определены их точные технические наименования;
- для поиска и выявления нефтепромысловых объектов использовались ведомственные материалы нефтедобывающей компании, представляющие собой точечный слой расположения скважин, кустов скважин, ДНС и других объектов;
- источником дополнительной общегеографической информации послужили цифровые топографические карты масштабов 1: 25 000 и 1: 100 000.

2.2.3. Методы изучения битумизации

С 2016 по 2018 гг. (в зимнюю межень, весеннее половодье, летнюю межень) производился отбор подземных и поверхностных водных проб с признаками нефтяного загрязнения с целью установления динамики изменения концентрации загрязнения воды нефтепродуктами.

Отбор, хранение и транспортировка проб воды осуществлялись в соответствии с ГОСТ 17.1.5.04-81, ГОСТ 17.1.5.05-85, ГОСТ 31861-2012, ГОСТ 17.1.4.01. Анализ проводился в соответствии с РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах. Методика выполнения измерений ИК-фотометрическим методом».

Химические анализы проб поверхностных и подземных вод осуществлены в аккредитованной лаборатории кафедры динамической геологии и гидрогеологии геологического факультета ПГНИУ. Перечень площадок отбора представлен в таблице 4.

Пробы донных осадков и грунтов отбирались на определение концентрации НП. Отбор донных осадков осуществлялся по руслу родников с признаками нефтяного загрязнения с целью установления динамики изменения концентрации загрязнения донных осадков. Пробы грунтов были отобраны во время бурения геологических скважин с различных горизонтов.

Таблица 4

Перечень пробных площадок

№ ПП	Описание	Поверхностные воды			Подземные воды		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018
ПП 1	Родник 1				+	+	+
ПП 2	Родник 2 (выход загрязненных вод)				+	+	+
ПП 3	Родник 3 (выход загрязненных вод)				+	+	+
ПП 4	Дамба, ручей 1	+	+	+			
ПП 5	Восходящие грифоны, родник 5 (выход загрязненных вод)				+	+	+
ПП 6	Озеро, понор (нырок) под скальное обнажение	+	+	+			
ПП 7	Ручей 1	+	+	+			
ПП 10	Пещера				+	+	+
ПП 11	Родник 7, Арапов Ключ (ручей 1)				+	+	+
ПП 12	Родник 8, Скальный лог				+	+	+
ПП 13	Выход р. Ясыл, родник 9				+	+	+
ПП 15	Загрязненная карстовая воронка						
ПП 18	Родник 6, верховье ясылского лога (выход загрязненных вод)					+	+
ПП 19	Ручей 2, ниже нефтеловушки		+	+			
ПП 20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и ручья 2		+	+			
ПП 21	Ручей 4		+	+			
ПП 22	Ручей 3, ниже впадения ручья 4		+	+			
ПП 23	Ручей 5		+	+			
ПП 24	Река Ясыл, выше впадения ручья 5		+	+			
ПП 25	Река Ясыл, ниже впадения ручья 5		+	+			
ПП 26	Река Ясыл, ниже прудов		+	+			
ПП 27	Река Ясыл, устье		+	+			

Измерение содержания НП в почве проводилось методом ИК-спектрии в соответствии с ПНД Ф 16.1:2:2.2.22-98. Метод заключается в экстракции НП из почв и донных отложений четыреххлористым углеродом, хроматографическом отделении НП от сопутствующих органических соединений других классов, и количественном определении НП по интенсивности поглощения в ИК-области спектра.

Присутствие микроорганизмов основных эколого-трофических групп определяли в образцах воды и почвы. Были исследованы гетеротрофные микроорганизмы, поскольку их наличие свидетельствует о поступлении в среду органического вещества, а также микроорганизмы нефтеструкторы, которые указывают на стабильное присутствие в среде углеводов.

Определение количества клеток производили высевом на плотные питательные среды. В основе метода лежит принцип Коха, согласно которого каждая колония является потомством одной клетки. Разведения образцов воды готовят в стерильной минеральной среде К1, с коэффициентом разведения 10. Стерильную среду разливают по 9 мл в стерильные пробирки. Затем в первую пробирку вносят 1 мл исследуемого образца воды или 1 г образца почвы. Полученное разведение тщательно перемешивают и далее последовательно переносят по 1 мл.

Суспензию (0,1 мл) высевали поверхностным способом на агаризованную среду, соответствующую исследуемой эколого-трофической группе. Высев производили из всех разведений в трехкратной повторности. После посева чашки помещали в термостат при +22°C.

Подсчет колоний производили через 14 суток инкубации, не открывая чашки Петри (*Веслоплова, 1995*). Количество клеток в 1 мл исследуемого образца вычисляли по формуле $M = a \times 10^n / V$, где M – количество клеток в 1 мл, a – среднее число колоний, выросших после посева из данного разведения, V – объем суспензии, взятый для посева, мл, 10^n – коэффициент разведения.

Для выделения и роста нефтеокисляющих бактерий использовали минеральную среду К1 следующего состава (г/л): $K_2HPO_4 \times 3H_2O$ – 4.0; $NaH_2PO_4 \times 2H_2O$ – 0.4; $(NH_4)_2SO_4$ – 0.5; $MgSO_4 \times 7H_2O$ – 0.15; $Ca(NO_3)_2 \times 4H_2O$ – 0.01; $NaMoO_4 \times 2H_2O$ – 0.18, $FeSO_4 \times 7H_2O$ – 1.98, дополненную 1 мл/л раствора микроэлементов, содержащего (г/л): ЭДТА – 2.50, $ZnSO_4 \times 2H_2O$ – 10.95, $FeSO_4 \times 7H_2O$ – 5.0, $MnSO_4 \times 2H_2O$ – 1.54, $CuSO_4 \times 5H_2O$ – 0.39, $Co(NO_3)_2 \times 6H_2O$ – 0.24, $Na_2B_4O_7 \times 10H_2O$ – 0.17; pH среды 7.3 (*Зайцев, Карасевич, 1981*). Для получения агаризованной среды добавляли агар до конечной концентрации 1.5%. В качестве

ростового субстрата добавляли каплю нефти на крышку перевернутой чашки Петри.

Для выделения и роста гетеротрофных бактерий использовали агаризованную среду LB (Лурия-Бертрани), содержащую (г/л): триптон – 10, дрожжевой экстракт – 5, NaCl – 10, агар – 15 (*Bertani, 1951*).

Анализ проводился в лаборатории микробиологии техногенных экосистем Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН под руководством д.б.н. Д.О. Егоровой.

2.2.4. Методы исследования галогенеза

В пробах подземных и поверхностных вод с признаками нефтяного загрязнения, отобранных в период 2016-2018 гг., также были определены: физические свойства, водородный показатель – pH, гидрокарбонат- и карбонат-ионы, хлориды, сульфаты, кальций, магний, сухой остаток, сумма натрия и калия (расчетом), виды жесткости (расчетом) с использованием систем капиллярного электрофореза «Капель-105». Отбор, хранение и транспортировка проб воды осуществлялись в соответствии с ГОСТ 17.1.5.04-81, ГОСТ 17.1.5.05-85, ГОСТ 31861-2012.

О повышенной солености водной или почвенной среды можно судить по наличию галофильных микроорганизмов в них. Для выделения и роста галофильных микроорганизмов использовали агаризованную среду Раймонда, содержащую (г/л) NH_4NO_3 – 2, $\text{MgSO}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$ – 0.2, KH_2PO_4 – 2, Na_2HPO_4 – 3, Na_2CO_3 – 0.1, $\text{CaCl}_2 \times 6\text{H}_2\text{O}$ – 0.01, NaCl – 100 (*Raymond, 1961*).

Определение содержания галофилов в микробоценозах почв и подземных вод проводилось в лаборатории микробиологии техногенных экосистем Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН под руководством д.б.н. Д.О. Егоровой.

Местоположение всех площадок, на которых проводились отборы (замеры) приведены на рисунке 4.

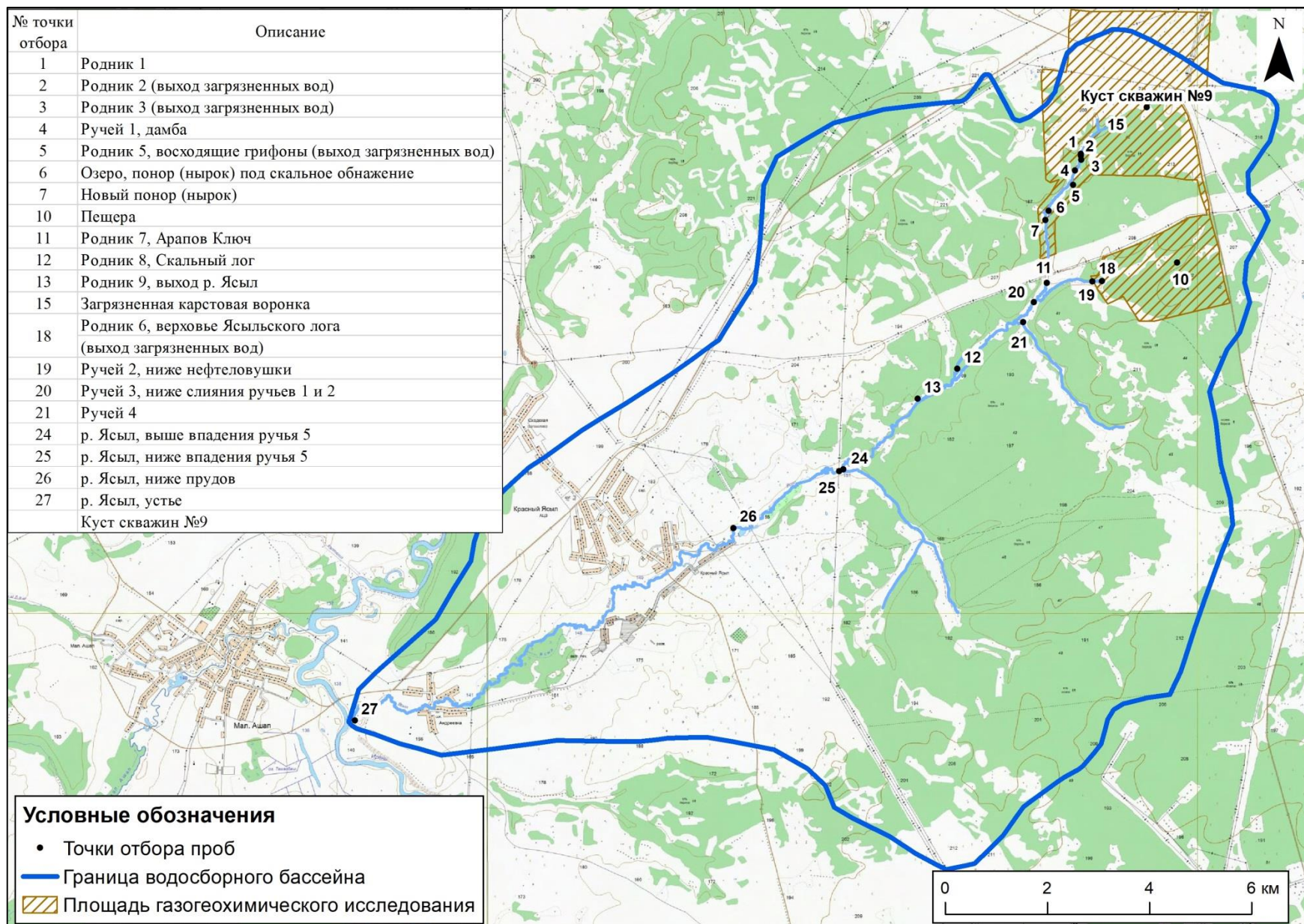


Рисунок 4. Места отбора проб

2.2.5. Методы изучения атмогеохимической ситуации

Для получения достоверных данных о концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в 2016 г. проведены измерения концентраций следующих веществ: бензол, метан, гексан, толуол, формальдегид, сероводород, аммиак, хлороводород. Измерения выполнялись с применением универсального газоанализатора ГАНК-4 кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ. Предел допускаемой основной погрешности прибора составляет не более $\pm 20\%$. Диапазон измерений вредных веществ от 0,5 ПДК_{сс} до 0,5 ПДК_{мр}.

Нормативные документы, регламентирующие измерения:

- методика выполнения измерений массовой концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-002-56591409-2009);
- методика выполнения измерений массовой концентрации предельных углеводородов и углеводородов нефти в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-007-565914009-2009);
- ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.

Измерения проводились на 8 пробных площадках. Продолжительность отбора проб загрязняющих веществ при определении разовых концентраций составляла 20 минут. Отбор проб при определении приземной концентрации примеси в атмосфере проводился на высоте 2 метра от поверхности земли.

В 2017-2018 гг. наблюдения за состоянием атмосферного воздуха проводились в шести и трех точках соответственно. В каждой точке отбиралось по 3 пробы (в 7.00, 13.00, 19.00). Анализ отобранных проб выполнялся по веществам: сероводород, бензол, этилбензол, предельные углеводороды C₁-C₅, предельные углеводороды C₆-C₁₀, метан.

Анализ отобранных проб выполнялся аккредитованной аналитической лабораторией ООО «Экологическая лаборатория». Для анализа использовались

спектрофотометр ПЭ-5300В № 1505026 и хроматограф «Хроматек-Кристалл» 5000.

Газогеохимические обследования в 2016 г. выполнялись сотрудниками лаборатории экологической геологии ЕНИ ПГНИУ, в 2017-2018 гг. сотрудниками лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов Горного института УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН под руководством заведующего лабораторией к.г.-м.н. Б.А. Бачурина.

В 2016 г. изучение газогеохимической обстановки производилось посредством шпуровой съемки. Глубина бурения шпуров, в соответствии с СП 11-102-97, составила 0,8-1,0 м. Схема расположения пикетов наблюдения устанавливалась с учетом требований действующих нормативных документов по организации газогеохимических исследований (*СП 47.13330.2012; СП 11-102-97; Инструкция по инженерно-геологическим и геоэкологическим изысканиям ..., 2004*), а также исходя из особенностей рельефа местности и расположения производственных объектов.

Всего в 2016 г. было назначено и опробовано 413 пикетов, в том числе 154 пикета по сетке 100x100 м в районе расположения кустов нагнетательных и добывающих скважин, и 259 пикетов по профилям с шагом 50 м, расположенные вдоль русла правого притока р. Ясыл.

Для определения газового состава подпочвенного воздуха в шпурах применялся многоканальный газоанализатор Dräger X-am 7000. Газоанализатор оснащен сенсорами для одновременного определения концентрации метана (CH₄), кислорода (O₂), углекислого газа (CO₂) и сероводорода (H₂S) в газовой смеси (таблица 5).

Таблица 5

Характеристики газоанализатора Dräger X-am 7000

№ п/п	Определяемый газ	Принцип действия сенсора	Диапазон измерения
1	CH ₄	Каталитический	0-100 % НПВ*
2	H ₂ S	Электрохимический	0-100 ppm
3	O ₂	Электрохимический	0-25 об. %
4	CO ₂	Электрохимический	0-5 об. %

* *Примечание.* 1% НПВ = 0,044 об. %

Обработка материалов газогеохимических исследований производилась (после оцифровки) программными пакетами MS Excel 2013, ArcGIS 10.1, DNRGarmin (обработка GPS-данных).

Полевые работы с измерениями газового состава почвенного воздуха в шпурах проводились в три этапа: 11-12 июня 2016 г. (рекогносцировочное обследование, проходка шпуров и измерения в русле правого притока р. Ясыл), 28 июня – 01 июля 2016 г. (проходка шпуров и измерения по профилям, расположенным вдоль русла р. Ясыл), 18-19 июля 2016 г. (проходка шпуров и измерения в районе расположения производственных объектов). Схема расположения точек наблюдения (проходки шпуров) приведена на рисунке 5.

В 2017-2018 гг. для проведения газогеохимического опробования использовался переносной экспресс-газоанализатор Ecorprobe-5 производства чешской фирмы RS DYNAMICS. Получаемая газоанализатором Ecorprobe-5 информация дает сведения о концентрациях в почвенном газе метана (CH_4), суммарного содержания углеводородов $\text{C}_1\text{-C}_5$ (УВГ), диоксида углерода (CO_2) и летучих органических соединениях (ЛОС). С целью снижения эффекта разбавления откачиваемого газа атмосферным воздухом при интерпретации за основу было принято использование режима «тах», что позволяет оценить наивысшую контрастность газовых аномалий.

Характеристика объема проведенных газогеохимических исследований за 2017 г. приведена в таблице 6, местоположение опробованных пикетов – на рисунках 6-7.

Для оценки параметров распределения газогеохимических показателей и выделения фоновых значений произведена статистическая обработка полученных данных. Согласно принятым методическим приемам обработки геохимической информации (*Геохимические методы*, 1983) в качестве верхнего предела фона (ВПФ) приняты средние значения с учетом одного среднеквадратического отклонения ($\bar{X} + \sigma$).

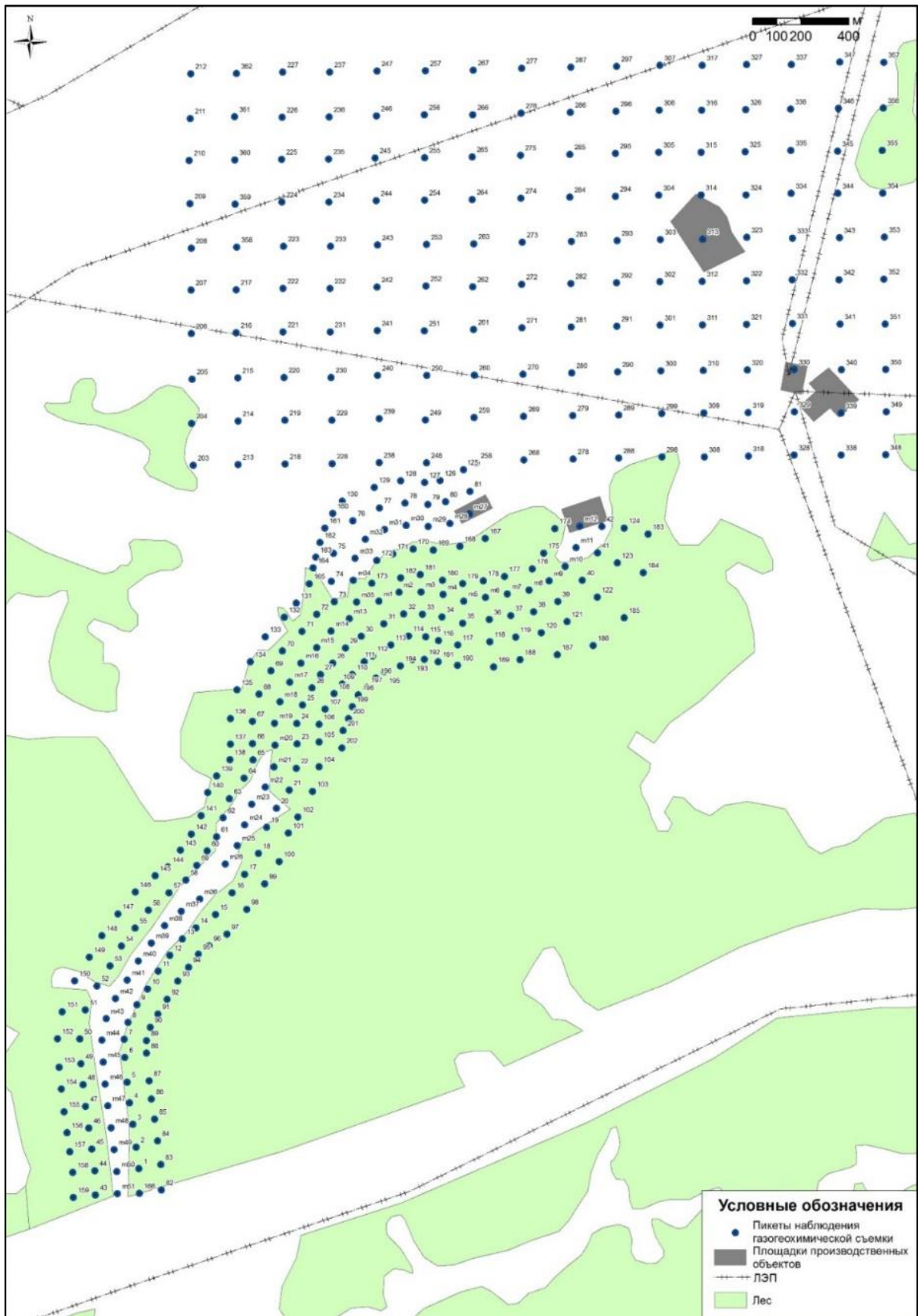


Рисунок 5. Схема расположения пикетов газогеохимической съемки

Объем выполненного газогеохимического зондирования

№ профиля	№№ пикетов	Топографическая привязка	Кол-во опроб. пикетов	в т.ч. с глубины	
				0-0,2 м	0,2-0,7 м
1	58-87	Верховья лога Арапова Ключ, к западу от площадки экспл. скважин к роднику №1	31	16	31
1a	118-130	Верховья Арапова Лога, от площадки экспл. скважин к воронке	13	5	13
2	92-112, 51-52	Верховья Арапова Лога, от площадки экспл. скважин к воронке и роднику №2	24	24	24
3	54-57, 113-117	Правый склон Арапова Лога от родника №1	9	9	9
4	33-50	Субширотный профиль от ликвидированной скважины № 754 к роднику №2	18	11	18
5	1-32	Севернее площадки экспл. скважин и далее на юг к скважине №754	32	9	32
6	181-191	Южнее площадки ДНС (фоновый)	11	11	-
7	131-133, 145-159	Субширотный профиль от Пономаревской пещеры к роднику №3	18	18	18
8	134-144	От родника №3 к ликвидированной скважине №54	11	11	11
9	170-180	Вдоль правого безымянного притока (фоновый)	11	11	-
10	160-169	Субмеридиональный профиль восточнее Пономаревской пещеры	10	-	10

В 2018 г. по системе профилей с шагом 25-50 м было опробовано 234 пикета (рисунок 8).

При интерпретации за основу было принято использование максимальных концентрации (C^{\max}), зафиксированных во временном интервале прокачки, что позволяет снизить эффект разбавления откачиваемого газа атмосферным воздухом и оценить наивысшую контрастность газовых аномалий.

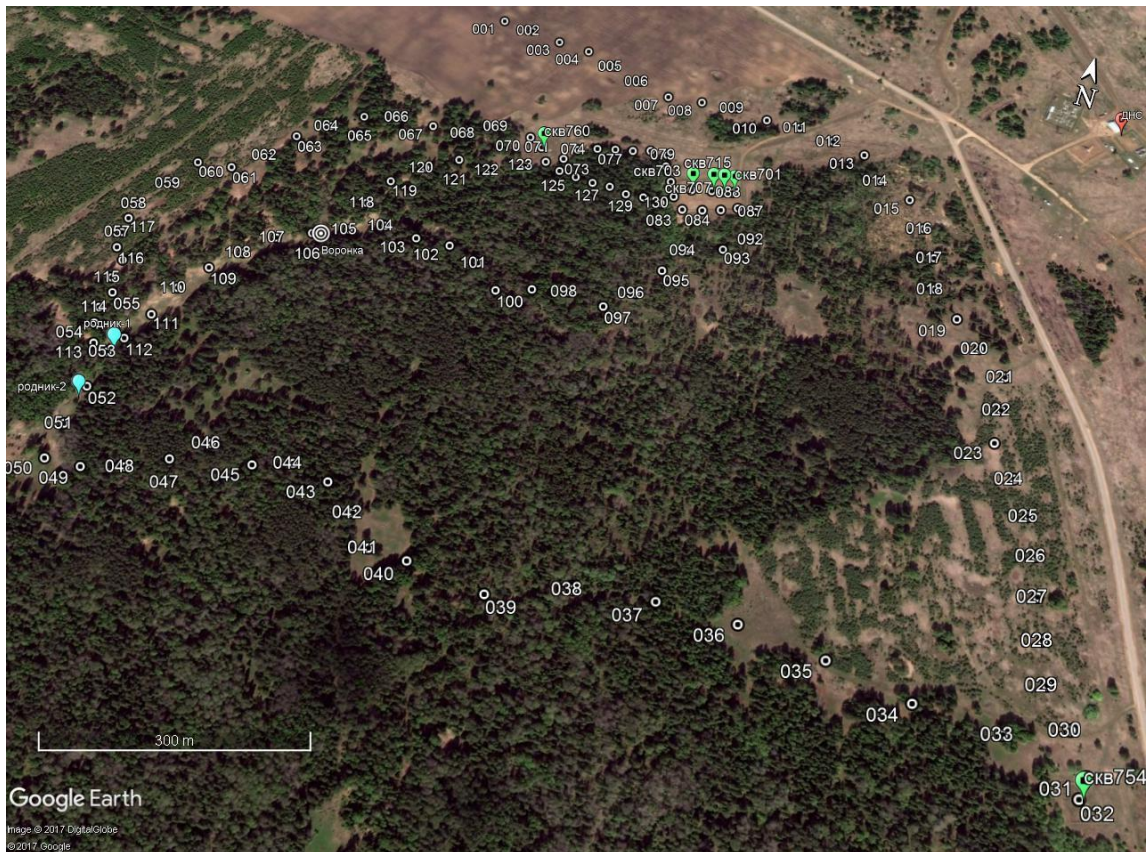


Рисунок 6. Схема газогеохимического опробования (северная часть), 2017г.
(лаборатория геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН)



Рисунок 7. Схема газогеохимического опробования (южная часть), 2017 г.
(лаборатория геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН)

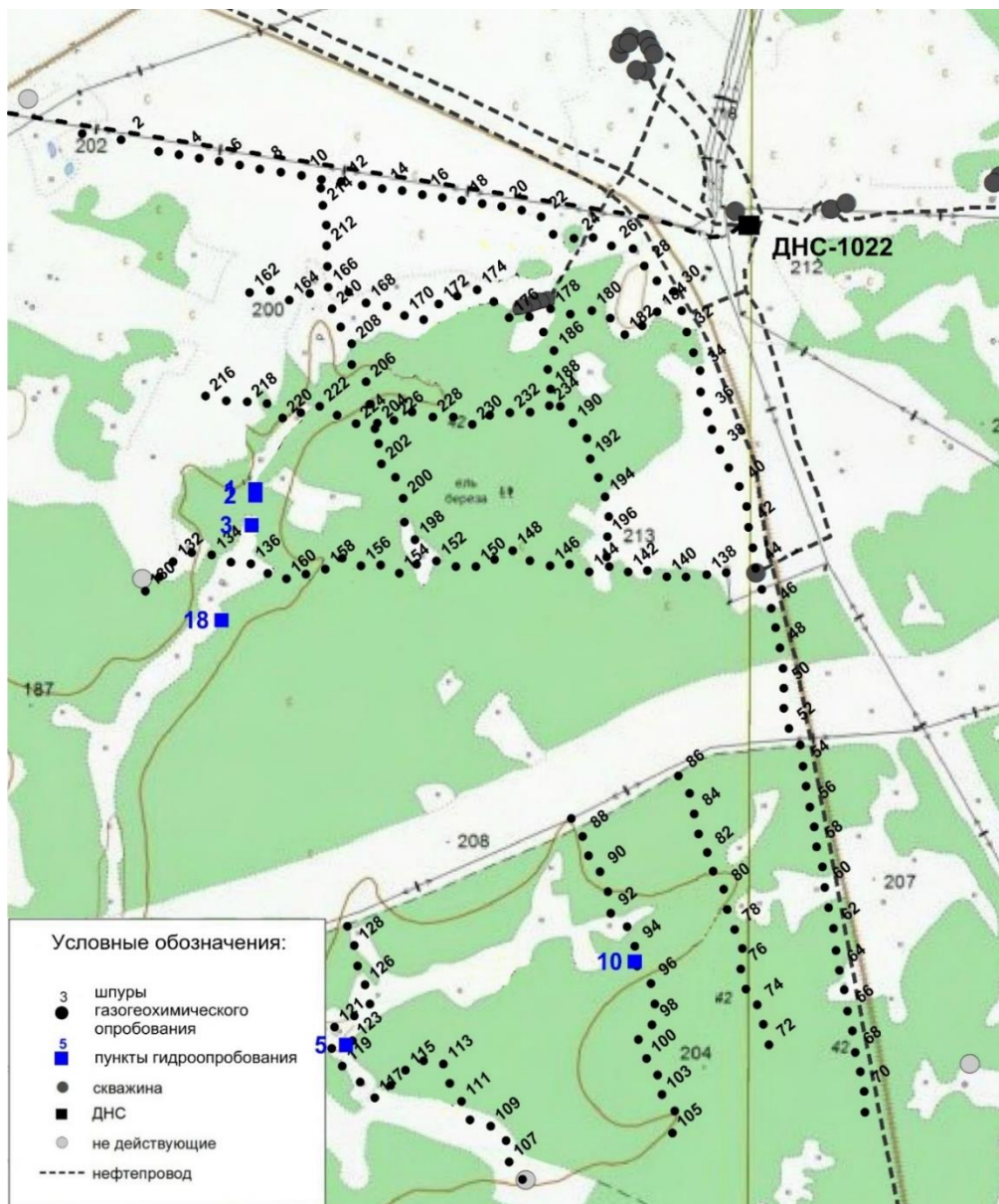


Рисунок 8. Схема газогеохимического опробования, 2018 г.
(лаборатория геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН)

Разработан комплекс методов, позволяющий выявить изменения природной среды при добыче нефти в условиях карста, включающий в себя изучение механогенеза, битумизации, галогенеза, загрязнения атмосферы, как общепринятыми способами, так и с использованием дистанционного зондирования, биоиндикации (рисунок 9). В результате исследования собран репрезентативный материал.



Рисунок 9. Комплекс методов исследования изменений природной среды при нефтедобыче в условиях карста

ГЛАВА 3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ БАССЕЙНА РЕКИ ЯСЫЛ

3.1. Карст в районе исследования

Распределение карстующихся пород и карстовых районов Пермского края показано на рисунке 10.

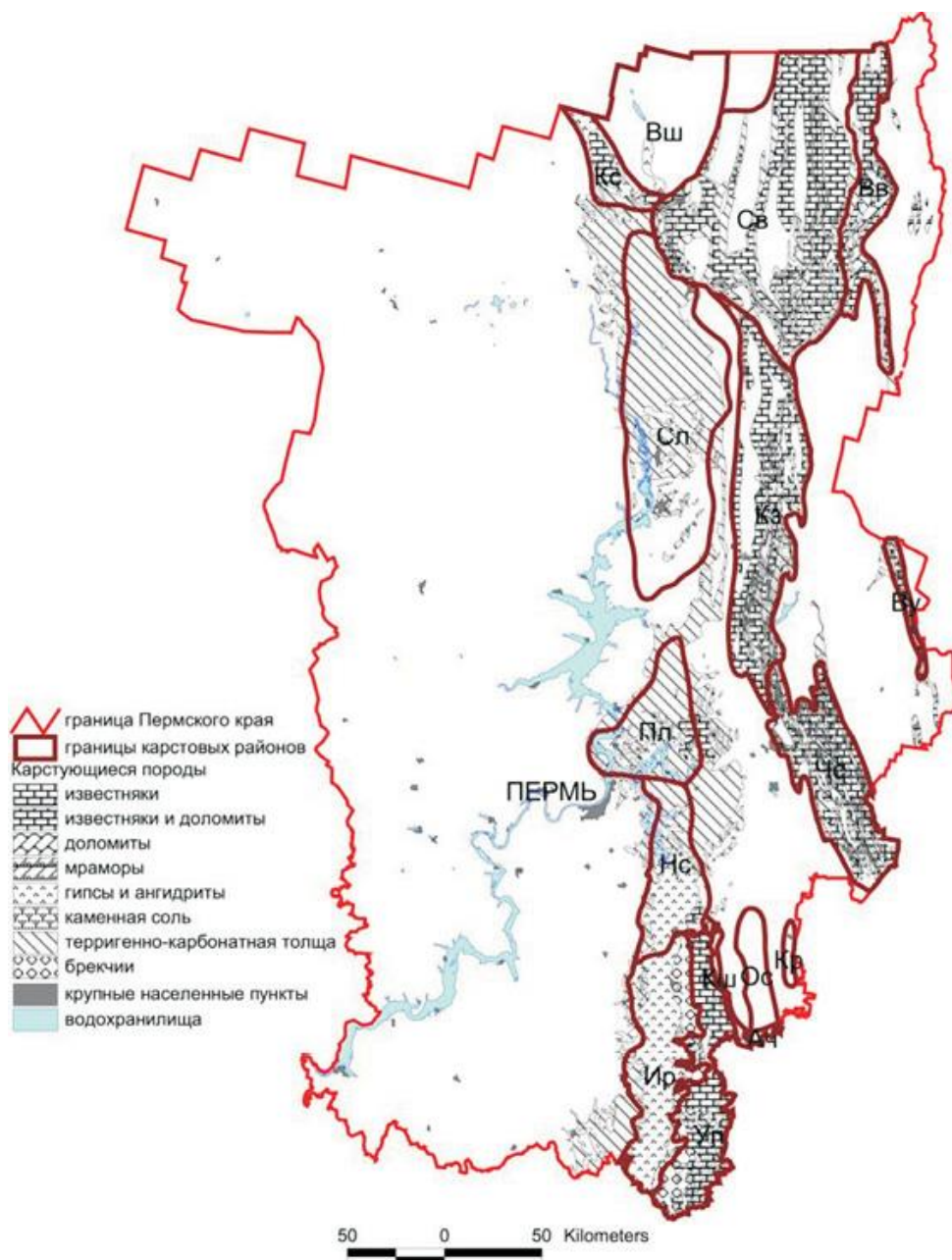


Рисунок 10. Распределение карстующихся пород и карстовых районов Пермского края (по К.А. Горбуновой) (Катаев и др., 2013)

Карстовые полости в пределах Ясыльского карстового лога вскрывались буровыми скважинами вне зависимости от геоморфологической приуроченности скважин – местные водоразделы (относительно выровненные площади между карстово-эрозионными логами), склоны логов или их днища.

В геологическом строении территории, по данным проходки скважин, до 30,0 м, принимают участие нижнепермские отложения иренского горизонта, перекрытые четвертичными и неоген-четвертичными образованиями.

Элювиально-делювиальные четвертичные отложения представлены суглинками светло-коричневыми, коричневыми, темно-серыми, серыми, черными от тугопластичных до текучепластичных по показателю консистенции, с включениями щебня и дресвы коренных пород, местами заторфованными, в районе родника 3 – с запахом нефтепродуктов; щебенистыми грунтами с суглинистым заполнителем, от полутвердого до текучего по показателю консистенции.

Неоген-четвертичные обвально-карстовые образования представлены суглинками светло-коричневыми тугопластичными по показателю консистенции, с включениями дресвы и щебня, мощностью 2,5 м; щебенистым грунтом с суглинистым заполнителем от тугопластичного до текучего по показателю консистенции, мощностью 0,2-1,5 м; глыбами гипса сильновыветрелого с суглинистым серовато-коричневым заполнителем.

Коренные отложения иренского горизонта нижнего отдела пермской системы на территории исследования представлены гипсами белыми, серовато-белыми мелкокристаллическими, сильновыветрелыми, сильнотрещиноватыми, среднеслоистыми, обводненными по трещинам, вскрытой мощностью 0,4-16,2 м; ангидритами серыми, голубовато-серыми кристаллическими, крупнозернистыми, массивными, вскрытой мощностью 1,2-8,0 м; переслаиванием гипсов и ангидритов, с тонкими (до 5 мм) прослойками мергеля, мощностью 10,5 м.

В интервале рассматриваемых глубин (до 40 м) можно выделить 2 своеобразных «карстологических этажа». *Верхний* – расположен от поверхности земли до глубины 15 м. В этом интервале вскрыто более 90% (118) от общего количества (126) обнаруженных полостей с вертикальными размерами от 0,6 до 11 м. *Нижний* – расположен в интервале глубин от 15 до 40 м. Здесь меньшее количество карстовых полостей. С увеличением глубины происходит снижение количества карстовых полостей – уменьшение степени подземной закарстованности.

Полости с вертикальными размерами 0,5–11 м, заполненные суглинистым материалом с включениями щебня и дресвы гипса, аргиллита, алевролита и песчаника встречены в терригенных отложениях соликамского горизонта. Здесь же встречены и открытые полости с вертикальными размерами 0,3–5,5 м. Подобные полости в терригенных отложениях с маломощными прослоями сульфатов или карбонатов могли сформироваться в результате послойного обрушения кровли крупных полостей в нижележащей толще гипс-ангидритов.

Верхняя граница распространения подземных полостей (практически в 90% скважин, вскрывших полости) приурочена к кровле пачки гипс-ангидритов – подошве перекрывающих отложений. Из этих полостей около 10% являются открытыми, без заполнителя, остальные заполнены автохтонно-аллохтонным (глыбово-щебенисто-глинистым) материалом. Полости не обводнены.

Практически во всех случаях литологически нижняя граница распространения полостей определяется кровлей слабыветрелых, крепких гипсов или ангидритов, расположенных ниже по разрезу. Наиболее закарстованы слабые, сильновыветрелые гипсы, выходящие на поверхность или расположенные под толщей перекрывающих отложений мощностью не более 10 м.

Мощность зоны интенсивной подземной закарстованности не превышает 8–10 м и только в единичных случаях достигает 20 м. Профильная конфигурация зоны подземной закарстованности с востока на запад повторяет конфигурацию

рельефа земной поверхности. Водораздельные участки – участки между логами, открывающимися в Ясылский лог и его верховыми отвершками, являются отдельными тектоническими блоками с различными амплитудами вертикальных перемещений, собственной историей и конфигурацией трещинно-карстовых дренажных систем. Полости, расположенные в пределах границ одного блока, образуют зону подземной закарстованности с собственными абсолютными отметками. Например, для блока ограниченного логами Скальный и Арапов Ключ подземные полости развиты в высотном интервале 169–184 м (15 м), а для блока к востоку от лога Арапов Ключ в интервале 185–192 м (7 м). Блок, расположенный к западу от лога Скальный более интенсивно закарстован в высотном интервале 170–187 м (17 м). В толщах пород, слагающих местные водоразделы (центральные части тектонических блоков) развиты внутриблоковые трещинные зоны – зоны локализованных перетоков трещинно-карстовых вод. Эти зоны на поверхности трассируются линейными понижениями рельефа – отвершками эрозионно-карстовых логов или зонально распределенными карстовыми воронками. В пределах этих зон интервал подземной закарстованности смещается вниз относительно общего водораздельного фона на 8-10, иногда 15 м.

Среди подземных полостей в карбонатно-сульфатной толще проблемной территории, примыкающей к долине Ясылского лога, встречаются вертикальные полости типа карстовых колодцев. В карстологической литературе эти формы получили название «органные трубы». Появление и развитие подобных полостей наиболее вероятно на участках рассеянного инфильтрационного питания подземных вод – на выровненных относительно плоских водораздельных пространствах между долинами логов, где карстующиеся породы покрыты рыхлыми отложениями.

Общий анализ характера заполнения вскрытых при бурении карстовых полостей позволяет выделить два типа заполнителя – автохтонный (глыбово-щепенистый) в нижних частях интервалов подземной закарстованности и

автохтонно-аллохтонный (щебенисто-карбонатно-сульфатно-суглинистый) в верхней части.

Формирование открытых полостей в зоне колебания уровней подземных вод не закончено, о чем свидетельствует наличие свежих провалов, зафиксированных на водораздельных поверхностях, склонах логов и в пределах их тальвегов.

В период проведения буровых работ скважинами №№ 1, 2, 4, 4/2, 5, 6, 8 вскрыты воды обвально-карстовых отложений и трещинно-карстовые воды иренского горизонта. Воды обвально-карстовых отложений имеют спорадическое распространение. Появившиеся уровни подземных вод зафиксированы на глубине 0,2-0,9 м, в скважинах №№ 1, 4, 4/2, 5, 6. Установившиеся уровни подземных вод – на глубине 0,1-0,8 м. Водовмещающими породами являются суглинки мягкопластичные, щебенистый грунт и суглинистым заполнителем. Питание вод смешанное – инфильтрационно-инфлюационное. Воды тесно связаны с трещинно-карстовыми водами карстующихся пород иренского горизонта, куда происходит их разгрузка.

В скважине №1 на глубине 4,2 м отмечается сильный приток воды в скважину. Трещинно-карстовые воды иренского горизонта вскрыты скважинами №№2, 8, в гипсах сильновыветрелых, сильнотрещиноватых. Появившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 9,5-11,65 м. Установившийся уровень – на глубине 9,6-11,26 м. В скважине №2 вскрыты напорные воды. Водообильность толщи неравномерная, зависит от степени открытости и проницаемости трещинно-карстовой дренажной системы.

В пределах исследуемой территории подземные трещинно-карстовые воды дренируются долиной Арапова Ключа правого притока р. Ясыл и впадающих в него логов, а также их отвержками. Разгрузка происходит в виде родников.

Из 126 проанализированных скважин, пройденных институтом «Пермгипроводхоз» и пробуренных в процессе исследований в 2016 г., 71

скважина вскрыла 126 карстовых полостей – открытых, частично или полностью заполненных грунтовым материалом различного гранулометрического состава.

Большинство вскрытых полостей (118 из 126) имеют вертикальные размеры от 0,3 до 5 м и залегают на глубинах до 40 м (рис. 11). В интервале глубин до 15 м встречено наибольшее количество карстовых полостей.

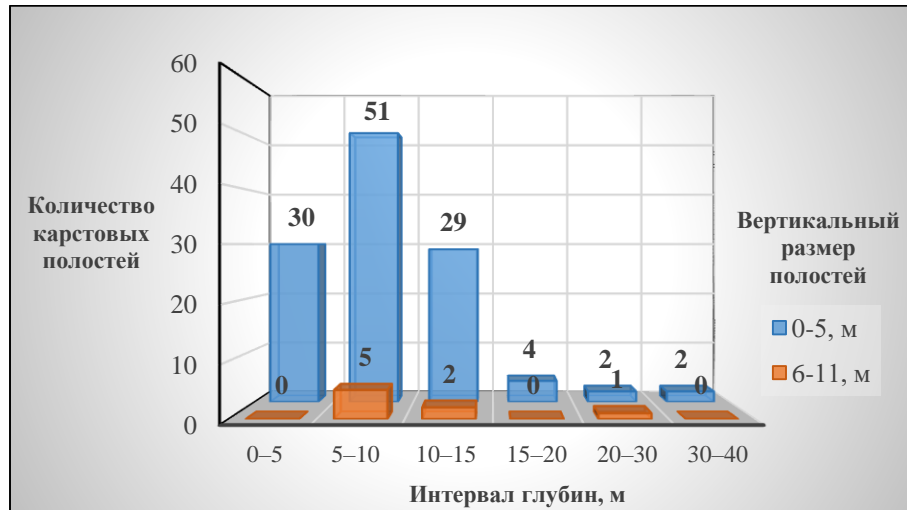


Рис. 11. Распределение карстовых полостей по вертикальным параметрам в зависимости от глубины залегания

Из 126 карстовых полостей более 60% (79) заполнены глинисто-сульфатно-карбонатно-щебенистым типом заполнителя (рис. 12). Наибольшее количество карстовых полостей, заполненных этим типом находится в интервале глубин до 15,0 м.

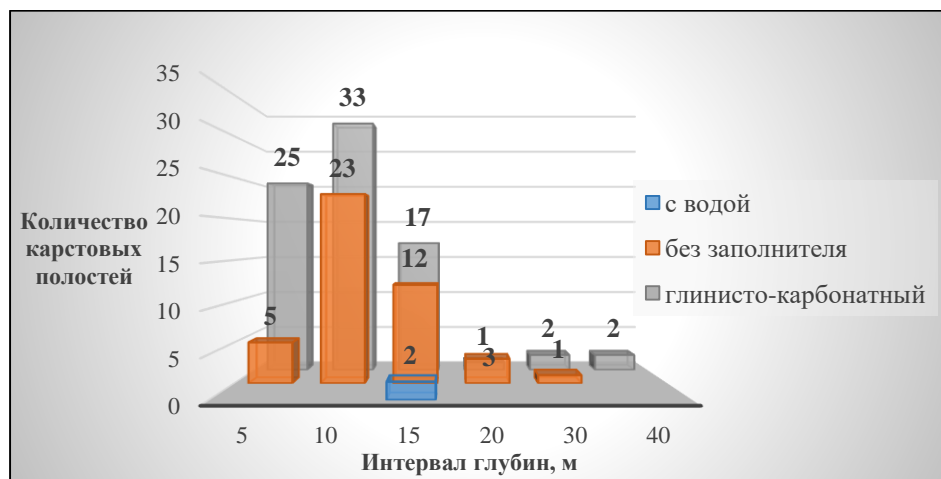


Рисунок 12. Типы заполнителя карстовых полостей

Буровыми работами были вскрыты 44 карстовые полости без заполнителя, что составляет более 30% от общего количества обнаруженных полостей. Максимальное количество карстовых полостей без заполнителя (открытых) находится в интервале глубин до 15 м. Остальные карстовые полости без заполнителя расположены в интервале глубин от 15 до 30 м. Карстовые полости без заполнителя могут являться гидрогеологически активными. В результате гидрогеологической активности этих полостей, которую обуславливает их пустотность, в карстующихся породах образуются провалы и воронки. Открытые карстовые полости часто бывают обводнены, особенно в многоводные периоды года. Постоянное заполнение водой имеют полости зон локализации подземного стока.

По имеющимся данным 118 полостей имели вертикальные размеры (h) до 5 м, тогда

$$V_{\text{полусферы}} = 4/3 * 3,14 * 5^3 = 523 \text{ м}^3 - \text{объем одной полости}$$

$$523 \text{ м}^3 * 118 \text{ шт.} = \mathbf{62\ 000 \text{ м}^3}$$

Остальные 8 полостей имеют высоты до 11 м, тогда

$$V_{\text{полусферы}} = 4/3 * 3,14 * 11^3 = 5\ 572 \text{ м}^3 - \text{объем одной полости}$$

$$5\ 572 \text{ м}^3 * 8 \text{ шт.} = \mathbf{45\ 000 \text{ м}^3}$$

Суммируя два значения, находим ориентировочный объем всех выявленных карстовых полостей на площади 1 км²: $62\ 000 \text{ м}^3 + 45\ 000 \text{ м}^3 = \mathbf{107\ 000 \text{ м}^3}$

Площадь водосборного бассейна ручья Арапов Ключ 3,83 км², следовательно, примерная максимальная потенциальная емкость карстового массива может составлять $\approx \mathbf{410\ 000 \text{ м}^3}$. Средняя плотность нефти на Кокуйском месторождении 0,860 г/см³ (860 кг/м³) (*Нефти, газы и битумоиды ...*, 1977), следовательно, в карстовом массиве может разместиться масса нефти порядка **350 000 тонн**.

Извлечь какую-то часть нефти (растворов с примесью нефти) из этих полостей возможно, но из-за ее химических особенностей (адгезия к породам) сделать это весьма непросто. Таким образом, наличие карстовых полостей при нефтедобыче может привести к аккумуляции в них нефти и длительным экологическим последствиям.

Таким образом, наличие карстовых полостей при нефтедобыче может привести к аккумуляции в них нефти и длительным экологическим последствиям.

3.2. Механогенез в водосборном бассейне

В результате дешифрирования ортофотоплана на всей площади водосбора были выявлены 10 типов антропогенных объектов (рис. 13): автодороги, искусственные водные объекты, вырубки, дамбы, ЛЭП, мелиоративные каналы, нефтепромысловые объекты, сельскохозяйственные участки, селитебная зона, трубопроводы (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

В дальнейшем, на основе ортофотопланов, был создан полигональный векторный слой участков, подвергшихся механогенезу. К участкам такого рода были отнесены 10 типов объектов (рис. 13). Все объекты были поделены на 3 категории по отношению к нефтепромысловой деятельности: А) не имеет отношения к нефтепромыслам (203 объекта), Б) вероятно обусловлены нефтедобычей: часть автодорог, ЛЭП и вырубок (56 объектов) и В) прямо связаны с добычей нефти и сопутствующими процессами (116 объектов).

Идентификация участков, подвергшихся механогенезу, проведена по всей площади водосбора. Всего выделено 375 объектов общей площадью 1039,97 га или 21,16% от общей площади водосбора. Их распределение по типам, а также по отношению к нефтепромысловой деятельности показано на рисунке 14.

а – автодороги



б – искусственные водные объекты



в – вырубки



г – дамбы



д – ЛЭП



е – мелиоративные каналы



ж – нефтепромысловые объекты



з – сельскохозяйственные участки



и – селитебная зона



к – трубопроводы



Рисунок 13. Фрагменты ортофотоплана с примерами дешифрируемых антропогенных объектов

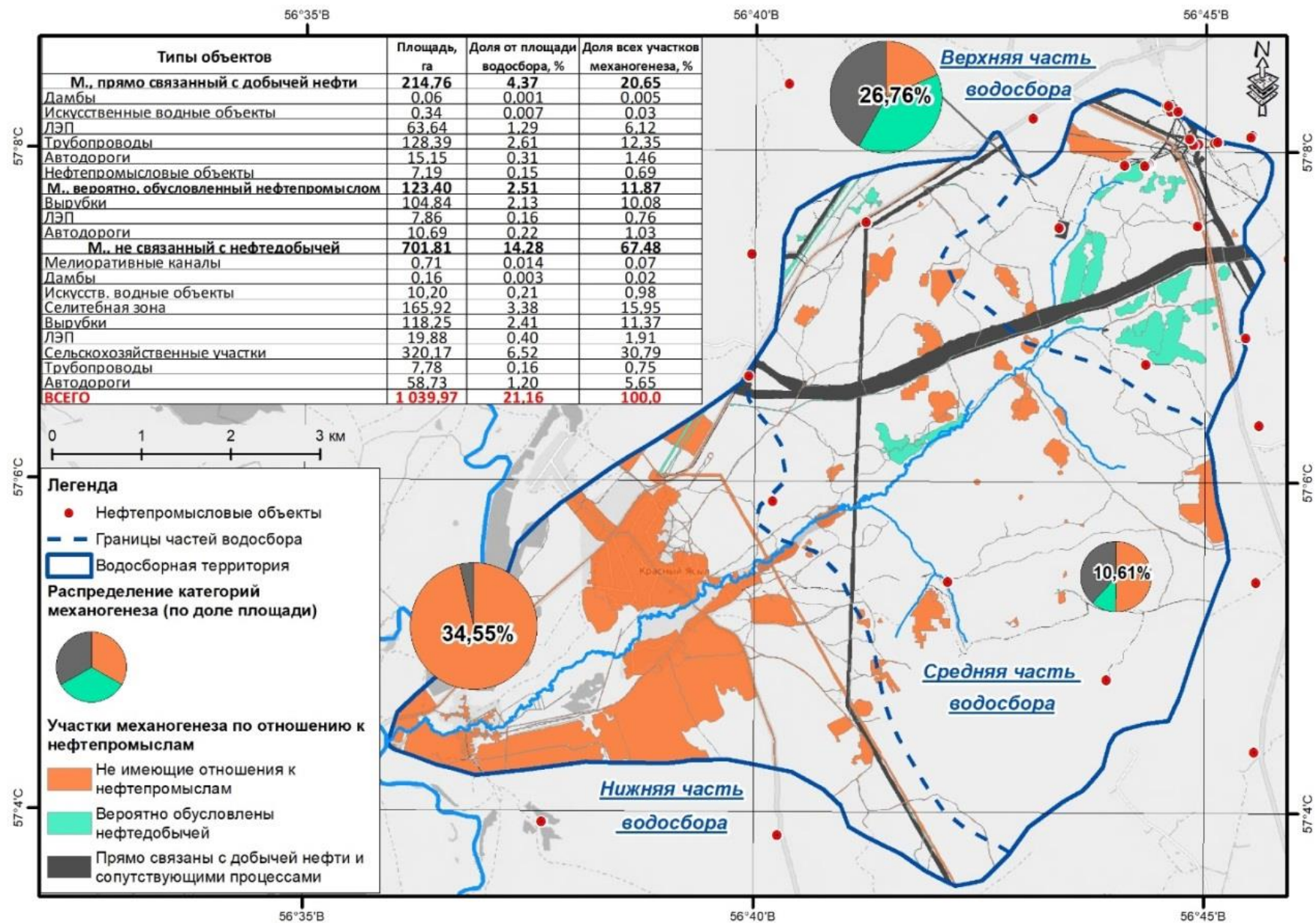


Рисунок 14. Распределение участков механогенеза по водосборной территории

Среди всех участков механогенеза около 20,6% определенно приходится на нефтепромысловый, еще около 11,9% вероятно связано с этой деятельностью. Остальные 67,5% участков, подвергшихся механогенезу, не связаны с добычей нефти. Относительно всего водосбора, доля площади, подверженная механогенезу, составляет 21,16%. Из них к нефтепромысловому типу относится 4,37%, к вероятно нефтепромысловому – 2,51%, к типу, не связанному с нефтепромыслом (ЛЭП, сельскохозяйственные участки, вырубки, автодороги и др.) – 14,28% (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

Сами нефтедобывающие объекты распределены по водосбору неравномерно. На верхнюю, среднюю и нижнюю части водосбора приходится по 12, 5, 1 объектов, соответственно. Схожий характер распределения обнаруживается и при анализе объектов сопутствующей инфраструктуры (нефте-, газо-, водопроводы, ЛЭП и т.д.).

Распределение типов и площадей механогенеза по водосбору. Поскольку нефтедобывающие и сопутствующие объекты распределены по водосбору неравномерно оправданно дифференцировать пространственный анализ по трем частям водосборной территории (таблица 7).

Для верхней части водосбора характерен механогенез нефтяного генезиса (41,9%), основную долю в нем составляют трубопроводы (30,15%). Немного меньше (39,79%) приходится на механогенез, вероятно связанный с нефтедобычей, в основном это вырубки, расположенные вблизи объектов нефтепромысла, нефте- и газопроводов.

В средней части водосбора половина механических нарушений обусловлена деятельностью, не связанной с добычей нефти, по площади преобладают вырубки. Нефтепромысловый механогенез составляет 38,52%, преимущественно он обусловлен наличием трубопроводов и ЛЭП.

Проявления механогенеза в нижней части водосбора практически не связаны с нефтепромыслом, в основном это сельскохозяйственные угодья и

селитебная зона, но в то же время здесь наблюдается наибольшая доля механических изменений от площади данной части водосбора (34,55%) (Khotyanovskaya et al, 2023).

Таблица 7

Распределение участков механогенеза по частям водосбора

Типы объектов	Площадь, м.кв.	Доля от площади части водосбора, %	Доля от всех участков механогенеза, %
<i>Верхняя часть водосбора р. Ясыл</i>			
Механогенез, прямо связанный с нефтедобычей	937 762	11,21	41,90
Дамбы	568	0,007	0,03
Водные объекты	3 408	0,04	0,15
ЛЭП	113 250	1,35	5,06
Трубопроводы	674 721	8,07	30,15
Автодороги	85 359	1,02	3,81
Нефтепромысловые объекты	60 456	0,72	2,70
Механогенез, вероятно, обусловленный нефтедобычей	890 506	10,65	39,79
Вырубки	854 322	10,21	38,17
Автодороги	36 184	0,43	1,62
Механогенез, не связанный с нефтедобычей	409 688	4,90	18,31
Вырубки	93 420	1,12	4,17
Сельскохозяйственные участки	153 234	1,83	6,85
Трубопроводы	77 835	0,93	3,48
Автодороги	85 199	1,02	3,81
ВСЕГО	2 237 956	26,76	100,00
<i>Средняя часть водосбора р. Ясыл</i>			
Механогенез, прямо связанный с нефтедобычей	1 011 343	4,09	38,52
ЛЭП	350 325	1,42	13,34
Трубопроводы	594 819	2,40	22,65
Автодороги	56 005	0,23	2,13
Объекты нефтепромысла	10 194	0,04	0,39
Механогенез, вероятно, обусловленный нефтедобычей	300 036	1,21	11,43
Вырубки	194 108	0,78	7,39
ЛЭП	49 795	0,20	1,90
Автодороги	56 133	0,23	2,14
Механогенез, не связанный с нефтедобычей	1 314 402	5,31	50,06
Дамбы	816	0,003	0,03
Водные объекты	45 155	0,18	1,72
Вырубки	1 044 265	4,22	39,77
Сельскохозяйственные участки	49 838	0,20	1,90
Автодороги	174 328	0,70	6,64
ВСЕГО	2 625 781	10,61	100,00
<i>Нижняя часть водосбора р. Ясыл</i>			
Механогенез, прямо связанный с нефтедобычей	198 536	1,24	3,59

Типы объектов	Площадь, м.кв.	Доля от площади части водосбора, %	Доля от всех участков механогенеза, %
ЛЭП	172 777	1,08	3,12
Трубопроводы	14 390	0,09	0,26
Автодороги	10 161	0,06	0,18
Объекты нефтепромысла	1 208	0,008	0,02
Механогенез, вероятно, обусловленный нефтедобычей	43 424	0,27	0,78
ЛЭП	28 833	0,18	0,52
Автодороги	14 591	0,09	0,26
Механогенез, не связанный с нефтедобычей	5 294 012	33,04	95,63
Мелиоративные каналы	7 119	0,04	0,13
Дамбы	827	0,005	0,01
Искусственные водные объекты	56 888	0,36	1,03
Селитебная зона	1 659 232	10,35	29,97
Вырубки	44 769	0,28	0,81
ЛЭП	198 825	1,24	3,59
Сельскохозяйственные участки	2 998 604	18,71	54,17
Автодороги	327 748	2,05	5,92
ВСЕГО	5 535 972	34,55	100,00

Площадные параметры техногенеза: сравнение с нефтяными месторождениями таежной зоны Западной Сибири. Обширное исследование нефтепромыслового техногенеза Западной Сибири (*Соромотин, 2011*) позволяет провести некоторые сравнения с обследованным, в ходе настоящей работы, участком (таблица 8).

Таблица 8

Сравнение площадных параметров в исследуемом районе и на нефтяных месторождениях таежной зоны Тюменской области

Показатели	Карстовый район в зоне Кунгурской лесостепи Пермского края	Таежная зона Тюменской области* (<i>Соромотин, 2011</i>)
1. Соотношение площадей отводов земель под площадные и линейные объекты, %	6,8 / 93,2	21,1 / 78,9
2. Соотношение площадей, нарушенных механогенезом, и участков, трансформированных в результате галогенеза и битумизации, %	98,8 / 1,2	63,7 / 36,3

* *Примечание.* Приведены осреднённые значения по выборке из 17 (первый показатель) и 5 (второй показатель) нефтяных месторождений.

На нефтяных месторождениях Тюменской области на 1 га, занятый площадным объектом (скважины, кусты скважин и объекты первичной переработки нефти), приходится 3,8 га, отведенных под линейную инфраструктуру (нефте-, газо- водопроводы, кабельные линии и ЛЭП) (Соромотин, 2011). На обследованной территории баланс смещается в сторону ещё большего преобладания площадей, отводимых под линейные объекты – 1 га/13,7 га. Близкий характер соотношения (8% / 92%) в Тюменской области (Соромотин, 2011) отмечен лишь на одном (Среднемулымьинское) из 17 анализируемых месторождений. Во всех остальных случаях доля площадных объектов не опускалась ниже 14,5%, в отдельных случаях доходя до 35,6% (Соромотин, 2011). Вероятно, решающую роль в столь заметном несоответствии сыграло то, что исследуемый участок относится к одному из центральных месторождений южной части Пермского края с крупнейшей (по объемам переработки) установкой первичной подготовки и переработки нефти (УППН). Это обусловило наличие большого числа крупных и средних нефте- и газопроводов, проложенных по обследованной территории. Вероятно, для абсолютного большинства периферийных месторождений доля площадных объектов будет неизменно выше.

В наиболее преобразованной добычей и транспортировкой нефти верхней части речного бассейна р. Ясыл, механогенезом охвачено 26,76% территории. При этом, механическое воздействие по большинству (41,9% и 39,8%, соответственно) таких участков, обусловлено нефтепромысловой деятельностью. Среди механогенеза, связанного с добычей нефти, в верхней части водосбора наибольшие площади занимают полосы отвода линейных коммуникаций (нефте-, газо-, водопроводы и кабельные линии) $\approx 30\%$; а также рубки леса на прилегающих участках $\approx 38\%$ и ЛЭП $\approx 5\%$. Доля площади собственно, нефтепромысловых объектов (скважины, кусты скважин, дожимно-насосные станции) сравнительно невелика – 2,7% (Khotyanovskaya et al, 2023).

Таким образом, процессы и последствия механогенеза надёжно выявляются по материалам аэрофотосъемки, а добыча нефти обуславливает постоянный, значительный по площади техногенный механогенез, приуроченный к промышленным объектам.

3.3. Битумизация в карстовом районе

3.3.1. Углеводородное загрязнение водной среды

Общая динамика концентраций НП по основным фазам водного режима (зимняя межень, весеннее половодье, летняя межень) за 3 года в абсолютных значениях представлена в Приложении 1, в долях ПДК – в таблице 9.

Повышенные концентрации НП разнятся по годам. В 2016 г. фиксировались очень высокие концентрации в родниках 2 и 3 во все фазы водного режима.

2017 г. характеризуется относительно стабильной обстановкой, превышение наблюдалось в левобережных притоках р. Ясыл. в роднике 6 (ПП 18), находящегося в верховьях Ясылского лога, и незначительное превышение в ручье Пономаревской пещеры (ПП 10).

В 2018 г. повышенные концентрации НП фиксировались уже в каждой точке отбора во все фазы водного режима, наиболее высокие концентрации характерны опять же для левобережных притоков (Пономаревская пещера и родник 6).

Если рассматривать загрязнение НП в разрезе водных режимов (рисунки 15-17), то можно отметить следующее, в зимнюю межень за весь период наблюдений в пробах фиксировались превышения от 1,2 до 734 ПДК. Относительно 2017 г. в 2018 г. концентрации НП заметно повысились на шести пробных площадках.

В большинстве точек отбора высокие концентрации НП наблюдались в фазу весеннего половодья, что объясняется подъемом уровня вод и как следствие возможным вымыванием углеводородов из карстовых полостей, загрязненных

пойменных почв. Территориально большинство загрязненных проб было отобрано в верховьях р. Ясыл, где недалеко расположен куст нефтяных скважин.

Таблица 9

**Содержание нефтепродуктов в пробах поверхностных и подземных вод,
в долях ПДК**

№ ПП	Наименование площадки	доли ПДК								
		2016 г.			2017 г.			2018 г.		
		март	апрель	июль	март	апрель	август	февраль	май	июль
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПП1	Родник 1	<1	10,2	3,6	1,2	<1	<1	<1	12,8	2,8
ПП2	Родник 2	110,6	32800	11400	<1	<1	<1	7,3	8,6	1
ПП3	Родник 3	72,4	47200	64000	1,8	<1	1,6	9,4	5,8	<1
ПП4	Дамба, ручей 1	-	-	<1	<1	<1	<1	<1	11	4,6
ПП5	Восходящие грифоны, родник 5	-	332	<1	<1	<1	<1	<1	7,8	<1
ПП6	Озеро, понор	-	<1	1,4	<1	<1	<1	<1	4,2	2,2
ПП7	Новый понор	-	-	<1	-	<1	<1	-	3	-
ПП10	Пономаревская пещера	-	60,8	<1	1,6	2,6	<1	734	748	166
ПП11	Родник 7, Арапов Ключ	-	17,6	<1	-	<1	<1	<1	1,4	11,2
ПП12	Родник 8, Скальный лог	-	25	<1	-	<1	<1	-	1,6	4,6
ПП13	Выход р. Ясыл, родник 9	-	<1	<1	<1	<1	<1	3,84	6,8	11,2
ПП18	Родник 6, верховье ясылского лога	-	-	-	78	78	<1	16	170	5,4
ПП19	Ручей 2, ниже нефтеловушки	-	-	-	<1	<1	<1	4,74	5,2	9,4
ПП20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и 2	-	-	-	-	<1	<1	-	1,8	10,8
ПП21	Ручей 4	-	-	-	-	<1	<1	-	2,6	-
ПП24	р. Ясыл, выше впад. ручья 5	-	-	-	-	<1	<1	-	3,6	52,2
ПП25	р. Ясыл, ниже впад. ручья 5	-	-	-	-	<1	<1	-	4	35
ПП26	р. Ясыл, ниже прудов	-	-	-	<1	<1	<1	4,62	108	14,2
ПП27	р. Ясыл, устье	-	-	-	<1	<1	<1	-	3,6	19
ПДК р.х.		0,05								

В фазу летнего паводка (2016 г.) так же фиксировались повышенные концентрации, в двух пробах отмечено крайне высокое содержание (11 400 и 64 000 ПДК), в 2017 г. лишь в одной пробе было небольшое превышение (1,6 ПДК), в 2018 г. практически каждая проба превышала норматив от 1 до 166 ПДК, пробы становились «грязнее» приближаясь к среднему течению реки.

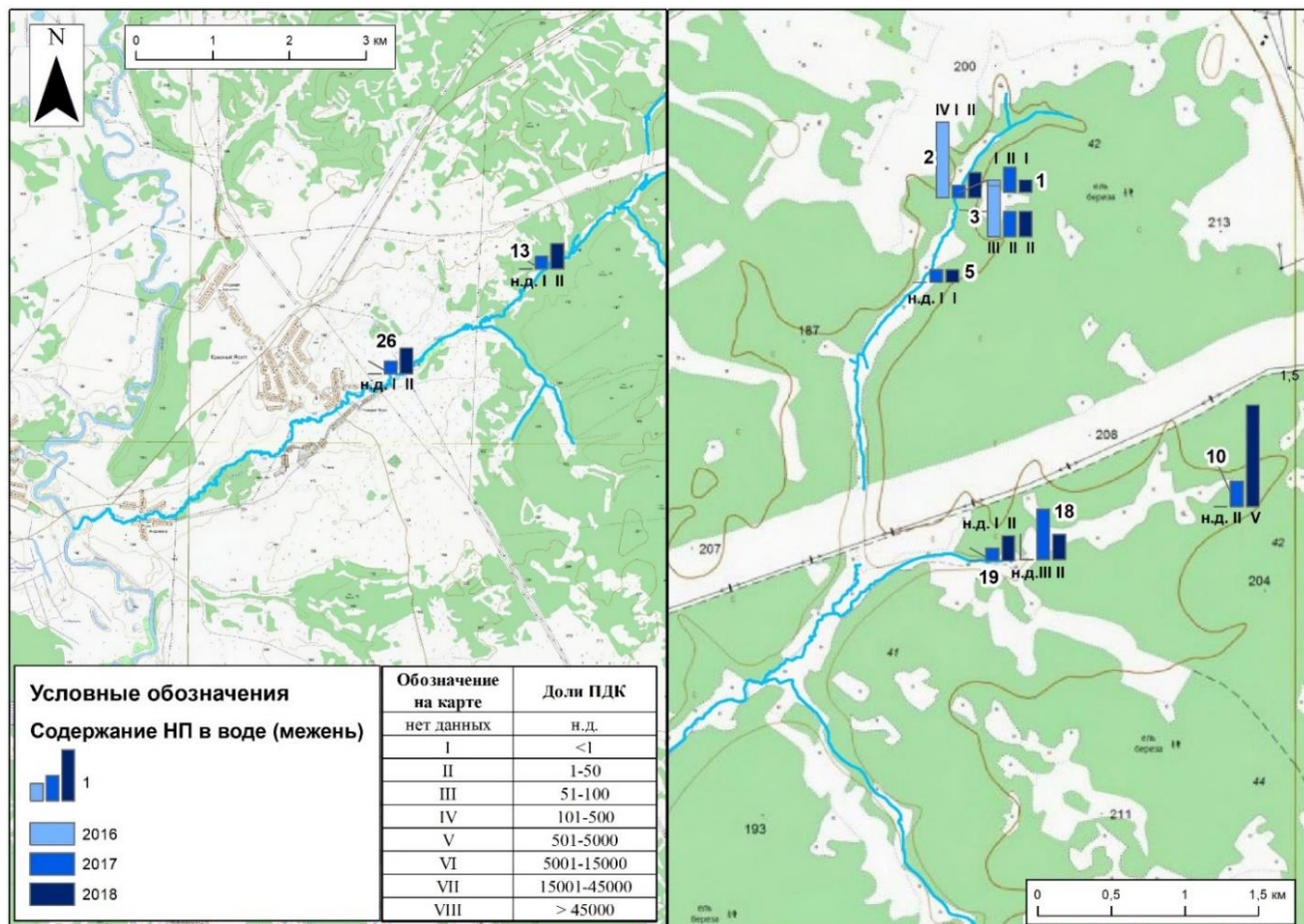


Рисунок 15. Содержание нефтепродуктов в пробах воды в зимнюю межень 2016-2018 гг.

В ручье Пономаревской пещеры, концентрации НП в котором во все фазы водного режима 2018 г. значительно превышали нормативы (166-748 ПДК). Нефтяное загрязнение воды в этом ручье устанавливалось и ранее, в 2014 г. содержание НП составило 1348 мг/дм^3 (26 960 ПДК). С 1999 г. периодически при посещении пещеры визуальнo фиксировались загрязнения нефтепродуктами вод ручья, и отмечалась сильная загазованность (Шамгунова, 2019).

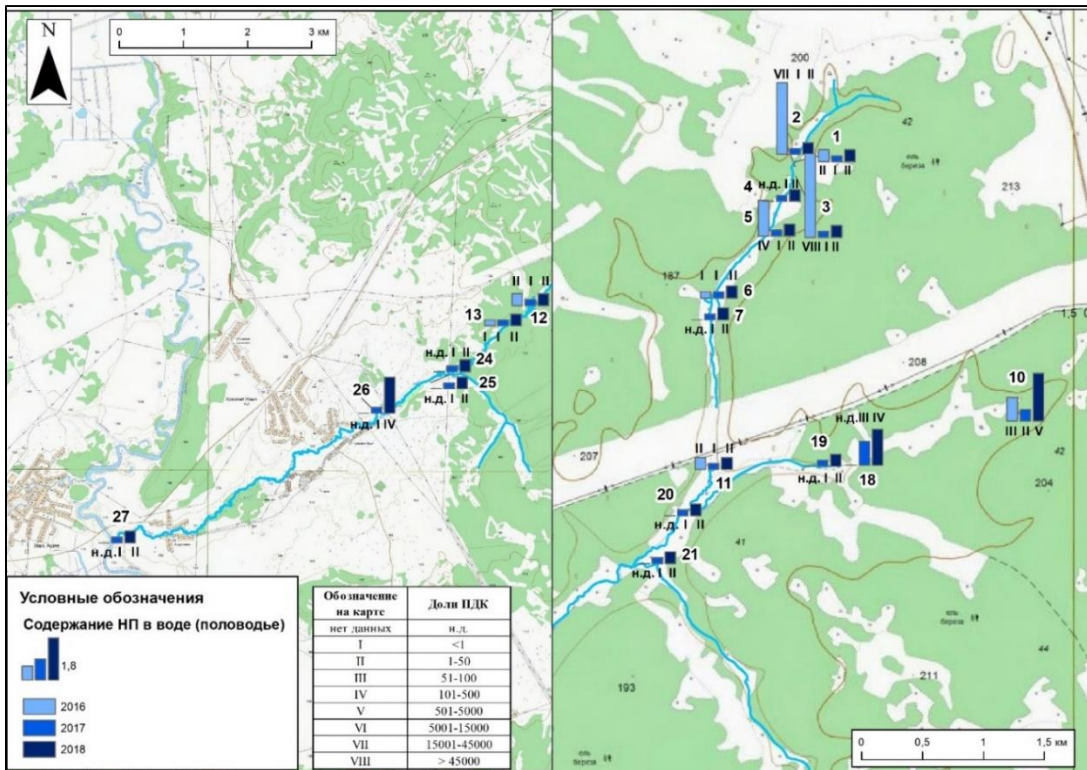


Рисунок 16. Содержание нефтепродуктов в пробах воды в весеннее половодье за 2016-2018 гг.

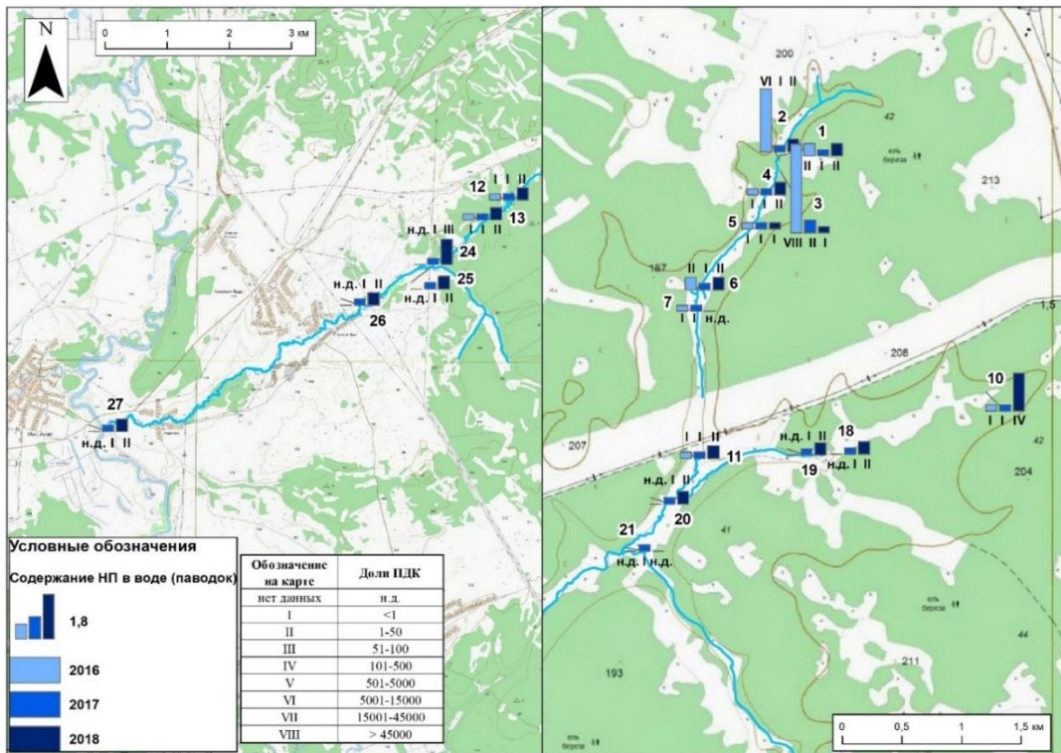


Рисунок 17. Содержание нефтепродуктов в пробах воды в летние паводки 2016-2018 гг.

Процесс битумизации охватил карстовые полости, родники, ручьи (притоки) реки Ясыл. Во временном отношении концентрация НП возрастает в периоды половодья. В пространственном отношении содержание НП постепенно снижается от загрязненных родников в направлении устья реки.

3.3.2. Углеводородное загрязнение донных осадков

Отбор донных осадков осуществлялся по руслу родников с признаками нефтяного загрязнения с целью установления динамики изменения концентрации загрязнения донных осадков нефтепродуктами.

Результаты по содержанию НП в донных осадках за весь период наблюдений представлены в Приложении 2 и на рисунке 18. Для пробных площадок, где была известна концентрация НП хотя бы за два года, высчитывалось среднее значение. В ряде проб (родники 2 и 3, Пономаревская пещера, родник б) содержание НП оказалось очень высоким, что позволяет назвать их вторичными источниками загрязнения. Следует отметить, что содержание НП в донных отложениях российскими нормативными документами не регламентируется. Согласно литературным источникам, сублетальные и пороговые эффекты для гидробионтов по НП проявляются при их концентрации в донных отложениях — от 10 до 100 мкг/г (*Никаноров, 2008*).

Нами высчитано годовое накопление НП в донных осадках за исследуемый период (таблица 10).

Если коэффициент составляет менее 1, то можно говорить о вымывании НП из донных осадков, соответственно там, где более 1, происходит их накопление, стабильная обстановка наблюдается там, где коэффициент примерно равен 1.

Коэффициент накопления НП в донных осадках

№ ПП	Наименование площадки	2017/2016	2018/2017	2018/2016
1	Родник 1	1,13	2,41	2,71
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	0,51	0,53	0,27
3	Родник 3, нисходящий (выход загрязненных вод)	0,54	1,34	0,72
4	Дамба, ручей 1	9,85	0,50	4,89
5	Восходящие грифоны, родник 5 (выход загрязненных вод)	0,58	-	-
6	Озеро, понор (нырок) под скальное обнажение	6,70	0,36	2,45
7	Новый понор (нырок)	0,08	-	-
10	Пономаревская пещера	-	-	5,88
11	Родник 7, Арапов Ключ (ручей 1)	0,98	0,73	0,71
12	Родник 8, Скальный лог	-	-	-
13	Выход р. Ясыл, родник 9	0,78	0,79	0,62
15	Загрязненная карстовая воронка	-	-	-
18	Родник 6, верховье ясылского лога (выход загрязненных вод)	-	59,7	-
19	Ручей 2, ниже нефтеловушки	-	0,37	-
20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и ручья 2	-	1,22	-
21	Ручей 4	-	-	-
22	Ручей 3, ниже слияния ручья 4, сухое русло	-	-	-
25	река Ясыл, ниже впадения ручья 5	-	1,05	-
26	река Ясыл, ниже прудов	-	-	-
27	река Ясыл, устье	-	-	-

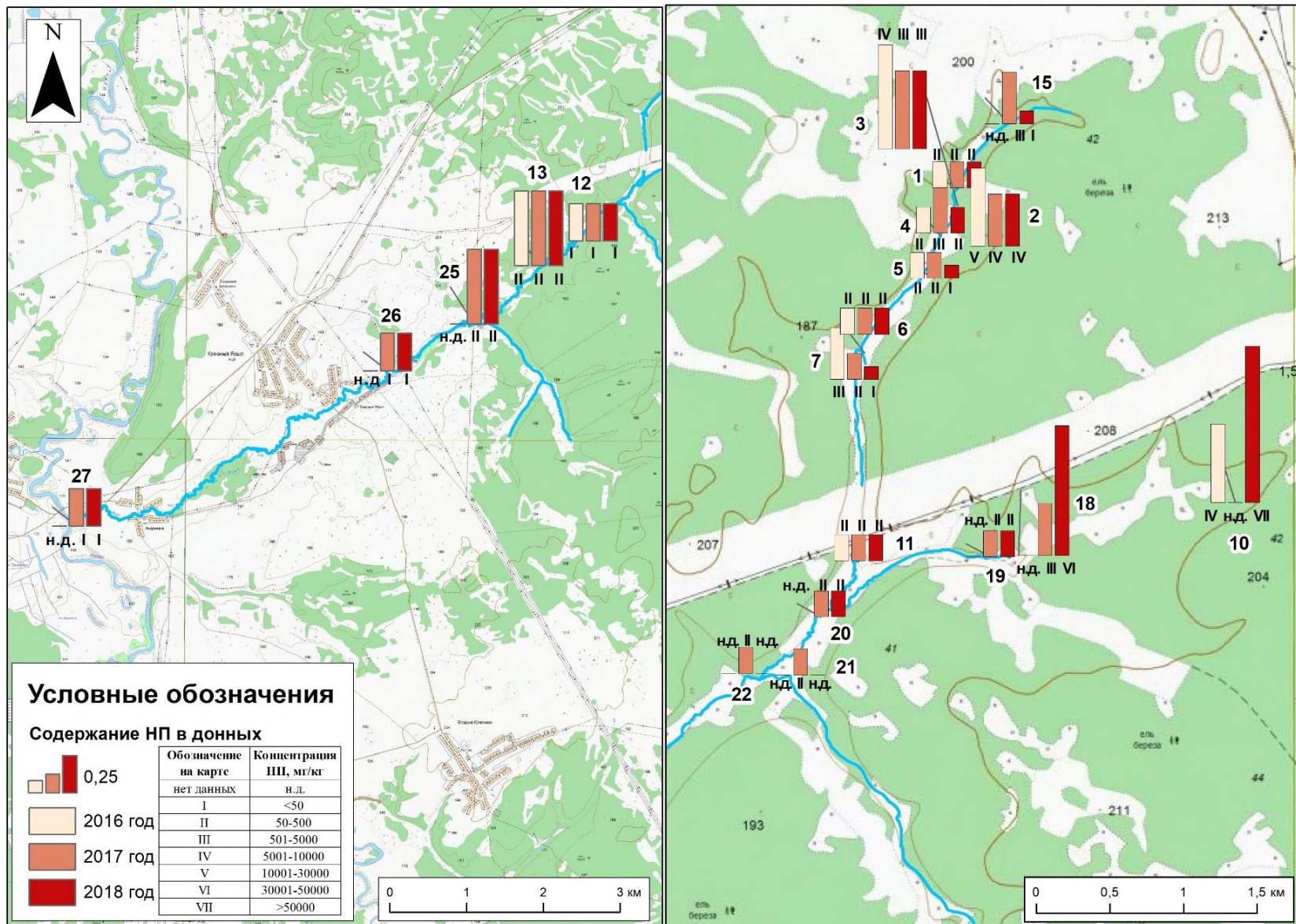


Рисунок 18. Содержание нефтепродуктов в донных осадках 2016-2018 гг.

Исходя из полученных коэффициентов за 2017 г. накопление НП происходит на трех площадках (до 9,85), преимущественно расположенных в верховьях лога Арапов Ключ. К 2018 г. количество точек увеличивается до пяти с максимальным коэффициентом 59,7. Если посмотреть на соотношение загрязнений 2018 г. к 2016 г., то на половине площадок можно проследить накопление углеводородов.

Согласно проведенным анализам практически на всех пробных площадках отмечено повышенное содержание НП в донных осадках, за исключением проб, отобранных в роднике 8 (Скальный лог), ниже прудов у с. Красный Ясыл (ПП 26), устье р. Ясыл (ПП 27). Таким образом, загрязнение поверхностных вод оказывает влияние на донные осадки р. Ясыл до прудов у с. Красный Ясыл.

На нескольких пробных площадках (Пономаревская пещера и родник б) в 2018 г. отмечено аномально высокое содержание 54 872 мг/кг и 33 238 мг/кг соответственно.

В 2018 г. были заложены дополнительные площадки вблизи истока р. Ясыл для определения НП в донных осадках, результаты представлены в таблице 11 и на рисунке 19.

Анализ результатов показал, что донные осадки подвержены высокому уровню загрязнения в местах выходов грунтовых вод (рисунки 20-21).

Концентрации НП в донных осадках существенно снижаются ниже по течению благодаря установленным гидротехническим сооружениям. Однако, осенью 2017 г. дамба ниже нефтеотстойника на роднике 2 была разрушена (рисунок 22).

Сравнение полученных результатов за три года позволяют сделать вывод, что произошло серьезное увеличение содержания НП в донных осадках Пономаревской пещеры и родника б.

Содержание НП в донных осадках на участке выходов загрязненных вод

№ ПП	Наименование площадки	Содержание НП, мг/кг	№ ПП	Наименование площадки	Содержание НП, мг/кг
1	Родник 1	171	3	В 60 м ниже родника 3	214
1	В 30 м выше родника 1	<50	3	В 80 м ниже родника 3	241
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	1627	4	Дамба, ручей 1	298
2	Родник 2, ниже бона	2048	4	Ниже дамбы	<50
2	Родник 2, ниже дамбы	163	4	В 50 м ниже дамбы	91
2	Родник 2, слияние родника 2 и ручья 1	229	4	В 100 м ниже дамбы	117
3	Родник 3 (выход загрязненных вод)	6149	5	Восходящие грифоны, родник 5	<50
3	Родник 3, ниже бона	7662	15	Карстовая воронка, рекультивированный участок	<50
3	Родник 3, выше дамбы 1	6800	15	Карстовая воронка, рядом с рекультивир-м участком	207
3	Родник 3, выше дамбы 2	981	15	В 30 м выше карстовой воронки	<50
3	В 20 м ниже родника 3	125	15	В 60 м выше карстовой воронки	<50
3	В 40 м ниже родника 3	1257	15	В 90 м выше карстовой воронки	<50



Рисунок 19. Содержание НП в донных осадках на участке выходов загрязненных вод (2018)



Рисунок 20. Родник 2 (11.07.2018)



Рисунок 21. Родник 3



02.06.2017

Рисунок 22. Место слияния родника 2 и ручья 1



04.05.2018

3.3.4. Углеводороды в почвенном покрове и грунтах

Почвы являются одним из основных компонентов окружающей среды, обладающим свойством аккумуляции загрязняющих веществ, поступающих от объектов негативного воздействия. Результаты по содержанию НП в почвах представлены в Приложении 3 и на рисунке 23. Для оценки загрязненности почвы принята классификация показателей уровня загрязнения (*Порядок определения размеров ущерба...*, 1993) по концентрации НП в почве.

По результатам исследований в 2016 г. на площадке у родника 3 обнаружен очень высокий уровень загрязнения с содержанием НП 8886 мг/кг. Во всех остальных пробах содержание НП находится в пределах допустимого уровня. В 2017 г. практически во всех отобранных пробах

обнаружены НП. В 2018 г. в большей части проб обнаружено содержание НП. Низкий уровень загрязнения отмечен у ручья 2, высокий уровень загрязнения отмечен у родника 3, очень высокий уровень – у родника 6 (верховье Ясыльского лога) и у куста скважин №9, содержание превышает 100000 мг/кг (рисунок 24).



Рисунок 24. Участки загрязнения вблизи куста скважин №9 (10.05.2018)

Высокие концентрации свидетельствуют о новейших поступлениях углеводородов. Таким образом, можно говорить о формировании ореолов углеводородного загрязнения в верховьях р. Ясыл, загрязненные почвы могут быть вторичными источниками загрязнения водных объектов (*Хотяновская, 2021*).

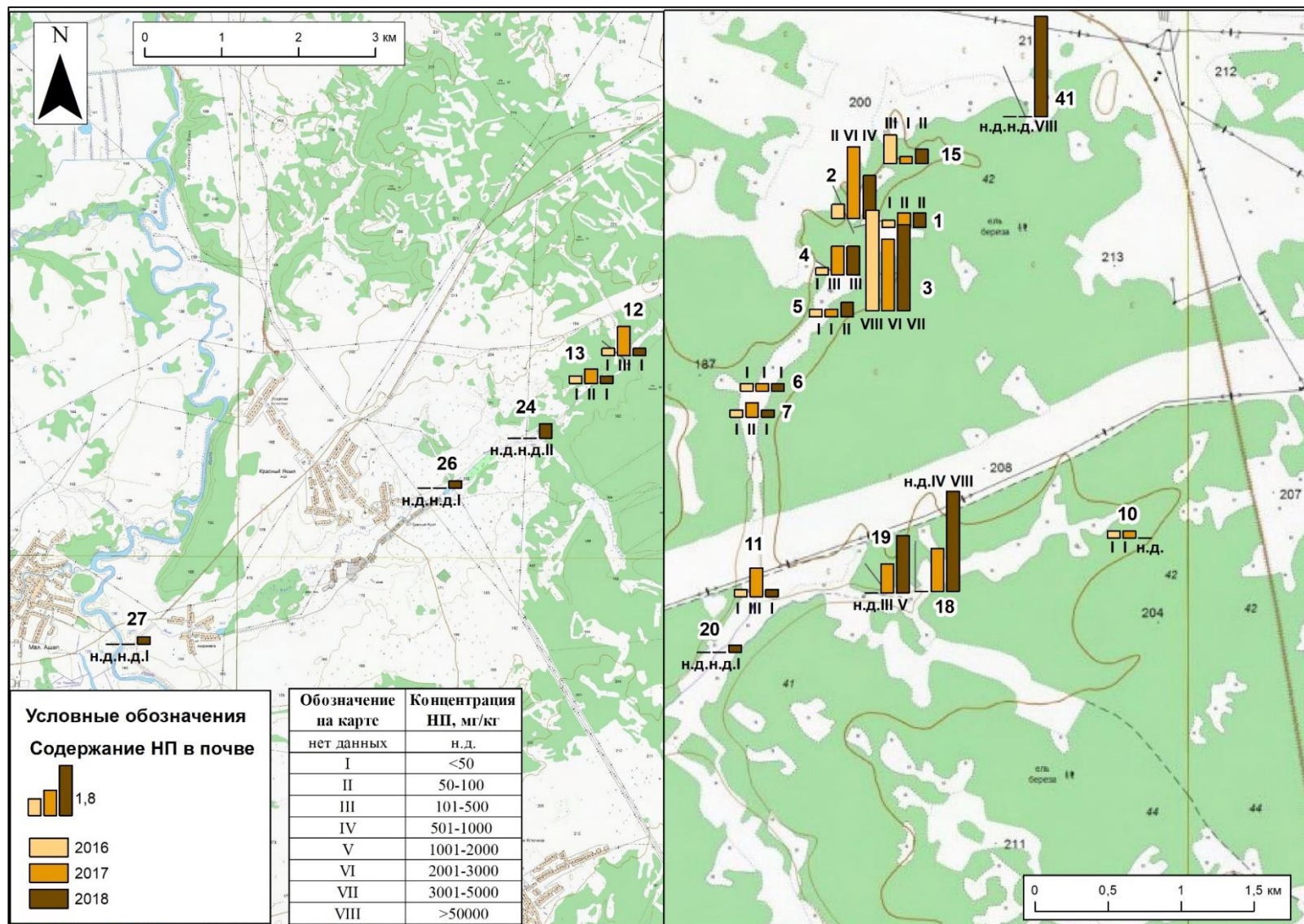


Рисунок 23. Содержание нефтепродуктов в пробах почв 2016-2018 гг.

В 2016 г. были отобраны пробы грунтов с различных глубин в количестве 20 штук во время бурения геологических скважин (таблица 12).

Таблица 12

Результаты анализа содержания нефтепродуктов в грунтах, 2016 г.

Место отбора	Глубина отбора, м	НП, мг/кг
Скважина №1	1,0-1,2	485
Скважина №1	1,6	310
Скважина №1	2,3	189
Скважина №1	4,0	580
Скважина №1	5,0	471
Скважина №1	6,0	293
Скважина №2	4,0	641
Скважина №3	30,0	189
Скважина №10	9,0	128
Скважина №10	12,0	<50
Скважина №10	15,0	<50
Скважина №10	18,0	108
Скважина №10	21,0	1087
Скважина №10	24,0	418
Скважина №10	27,0	167
ПП 0	0,0-0,15	815
Скважина №8	4,0	249
Куст скважин №9 (разлив нефти)	0,1	1069
Куст скважин №9 (разлив нефти)	0,2	10176
Куст скважин №9 (разлив нефти)	0,3	8304

Распределение НП в грунтах по профилю скважины №10 показано на рисунке 25.

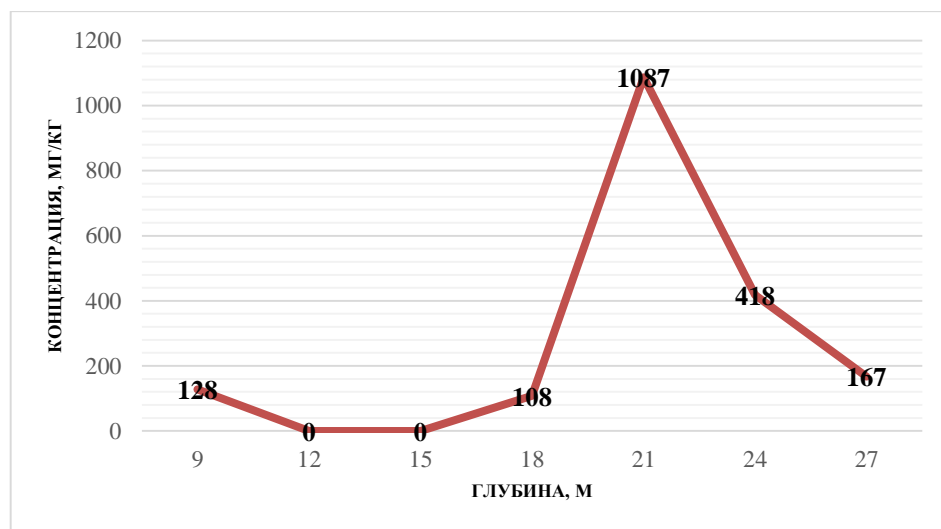


Рисунок 25. Содержание нефтепродуктов (мг/кг) в грунтах на разной глубине, скв. №10

По НП превышения в грунтовых образцах имеются в пробах из скважины №1 на глубине 4,0 м, из скважины №2 на глубине 4,0 м, из скважины №10 на глубине 21,0 м (значительное превышение 1087 мг/кг), в верховьях Ясылского лога (на ППО) на глубине 0,0-0,15 м, а также на территории куста скважин №9 при допустимом уровне 1000 мг/кг (*Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель, 1995*). Таким образом, можно предположить, что нефть поступает в грунты вместе с подземными водами из карстовых полостей.

Полученные результаты по содержанию НП в воде, донных осадках, грунтах и почве позволяют выделить следующие источники загрязнения – выходы загрязненных вод (родники 2, 3, 6), Пономаревская пещера, куст эксплуатационных скважин №9.

Углеводороды мигрируют в направлении от истока к устью реки Ясыл, разбавляясь в ее водах и аккумулируясь в пойменных почвах и донных осадках, максимальные концентрации зафиксированы в верховьях логов Арапов Ключ и Ясылского.

3.3.5. Дешифрирование последствий битумизации на основе данных аэрофотосъемки

Проявления битумизации идентифицировались по наличию черных пятен на поверхности почвы или воды (рисунки 26-27), которые предположительно соответствовали разливами нефти на открытых участках.

По большей части выявленных случаев разливов проводилась дополнительная верификация с помощью архива результатов анализов почв, вод и фотографий, сделанных в ходе полевых обследований 2016 г., 2018 г. (*Khotyanovskaya et al, 2023*).



Рисунок 26. ПП 18. Признаки битумизации и галогенеза пруда-нефтеловушки (Фото 28.04.2017 г.). Аэрофотосъемка проведена 29.04.2016 г.



Рисунок 27. ПП 41. Нефтяное проявление на границе куста скважин (Фото 10.05.2018 г.). Аэрофотосъемка проведена 25.05.2018 г.

Сравнение результатов химического опробования образцов почв и вод с визуальными признаками битумизации, фиксируемыми на ортофотопланах, представлены в таблице 13 (Khotyanovskaya et al, 2023).

Таблица 13

Сопоставление данных о битумизации в отобранных образцах почв и вод с результатами дешифрирования аэрофотосъемки

№	Площадка	Признаки битумизации: по данным химических анализов (П – в почве; В – в воде)* / по ортофотоплану (– не выявлены; + выявлены)	
		2016 г.	2018 г.
1	Родник 2 (ПП2)	В / –	– / –
2	Родник 3 (ПП3)	ПВ / –	П / –
3	Родник 5, восходящие грифоны (ПП5)	В / –	– / –
4	Родник 8, Скальный лог (ПП12)	В / –	– / –
5	Родник 6, верховье ясыльского лога, пруд-нефтеловушка (ПП18)	н.д. / +	ПВ / +
6	Ручей 2, ниже нефтеловушки (ПП19)	н.д. / –	П / –
7	р. Ясыл, выше впадения ручья 5 (ПП24)	н.д. / –	В / –
8	р. Ясыл, ниже впадения ручья 5 (ПП25)	н.д. / –	В / –
9	р. Ясыл, ниже прудов (ПП26)	н.д. / –	В / –
10	Площадка за скв. 9 (ПП41)	П / –	П / +

* **Примечание.** Жирным шрифтом отмечены параметры, по которым зафиксировано превышение нормативов (для воды – 1 мг/дм³; для почвы – 1 г/кг) значений: в 5 и более раз для почвы; в 500 и более раз для воды.

Превышение нормативных значений концентрации нефтепродуктов отмечено на 10 площадках. За 2016 г. и 2018 г. отмечено 12 таких случаев. Разливы нефти на поверхности воды или почвы выявлены на ортофотопланах только в 3 случаях. В одном из них визуальные признаки битумизации не подкреплены данными химического анализа, так как пробы в близкие (в том же году) даты не отбирались.

Помимо 3 случаев нефтепроявлений на пробных площадках, также выявлены 2 случая на других участках. Оба участка находятся в непосредственной близости от пробных площадок. Так, около площадки родник 7, Арапов ключ (ручей 1) (№11), в 30 м вверх по склону, у подножья скалы, на площади около 300 м², отмечен разлив нефти. Вблизи загрязненной карстовой воронки (№15) на протяжении 100 м вверх по логу выявлена серия

понижений, загрязнённых нефтью. Общая площадь загрязнённых понижений составила 957 м².

Однозначной связи между экстремально высокими концентрациями нефтепродуктов и визуальными признаками битумизации не установлено. Так, отмечено 5 случаев сильных (в 5 раз и более – для почвы; в 500 раз и более – для воды) превышений нормативных значений концентрации нефтепродуктов. При этом, характерные признаки битумизации выявлены лишь в 2 случаях. Таким образом, для 3 случаев экстремальных превышений нормативов концентрации нефтепродуктов, соответствующих визуальных признаков (по данным аэрофотосъемки) не отмечено. Отсутствие связи следует объяснять тем, что лабораторные анализы концентрации нефтепродуктов в воде фиксируют лишь водорастворённые формы углеводов. В то время как, материалы аэрофотосъемки позволяют фиксировать лишь тяжелые (чёрные) фракции нефти, создающие контрастные различия с нормальным цветом водоёма и почвенного покрова.

Соответственно, фракционный состав углеводов следует считать фактором, определяющим выявляемость нефтяного разлива на ортофотопланах.

Другими факторами, вероятно влияющими на идентифицируемость нефтяного разлива, могут быть: скорость течения, температура воды (в случае водных объектов), наличие/отсутствие выраженной травяно-кустарниковой растительности и вегетационный период (для почв) (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

3.3.6. Углекислородфиксирующие микроорганизмы в карстовом районе

Пробы воды на определение состояния микробного сообщества отбирались в 2016-2018 гг. Анализ полученных результатов за весь период наблюдений показал, что динамика изменения численности гетеротрофной

группы микроорганизмов носит разнонаправленный характер для отдельных точек исследуемого района (таблица 14, рисунок 28).

Таблица 14

Количественный состав основных эколого-трофических групп микроорганизмов в образцах воды 2016-2018 гг.

№ ПП	Описание	Микроорганизмы, КОЕ/мл		НП, мг/дм ³
		гетеротрофы	нефтеокисляющие	
2016 г.				
1	Родник 1	$(1,0 \pm 0,1) \times 10^4$	$(1,6 \pm 0,2) \times 10^2$	0,51
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	$(3,5 \pm 0,5) \times 10^4$	$(2,1 \pm 0,3) \times 10^3$	1640
3	Родник 3 (нисходящий)	$(1,5 \pm 0,2) \times 10^5$	$(3,3 \pm 0,4) \times 10^4$	2360
3	Родник 3 (восходящий)	$(5,0 \pm 0,2) \times 10^5$	$(1,8 \pm 0,1) \times 10^4$	2360
5	Озеро	$(1,2 \pm 0,2) \times 10^4$	$(3,1 \pm 0,5) \times 10^2$	0,05
10	Пещера (выход загрязненных вод)	$(5,2 \pm 0,3) \times 10^6$	$(1,2 \pm 0,4) \times 10^3$	3,04
11	Родник 7, Арапов Ключ	$(4,4 \pm 0,1) \times 10^5$	$(1,1 \pm 0,2) \times 10^2$	0,88
12	Родник Скальный лог	$(5,2 \pm 0,2) \times 10^5$	$(2,6 \pm 0,1) \times 10^3$	1,25
13	Выход р, Ясыл	$(1,3 \pm 0,5) \times 10^6$	$(4,4 \pm 0,3) \times 10^3$	0,05
2017 г.				
1	Родник 1	$(1,2 \pm 0,1) \times 10^5$	$(3,8 \pm 0,2) \times 10^3$	<0,4
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	$(1,7 \pm 0,2) \times 10^5$	$(4,1 \pm 0,1) \times 10^4$	<0,4
3	Родник 3	$(9,2 \pm 0,2) \times 10^5$	$(3,1 \pm 0,1) \times 10^4$	<0,4
6	Озеро	$(4,3 \pm 0,1) \times 10^5$	$(8,5 \pm 0,2) \times 10^4$	<0,4
10	Пещера (выход загрязненных вод)	$(2,9 \pm 0,1) \times 10^4$	$(8,8 \pm 0,1) \times 10^3$	0,13
11	Родник 7, Арапов Ключ	$(4,2 \pm 0,2) \times 10^5$	-	<0,4
12	Родник Скальный лог	$(4,2 \pm 0,1) \times 10^6$	$(1,9 \pm 0,2) \times 10^5$	<0,4
13	Выход р, Ясыл	$(1,7 \pm 0,1) \times 10^5$	$(1,4 \pm 0,2) \times 10^4$	0,04
18	Родник 6, верховье Ясылского лога	$(1,3 \pm 0,2) \times 10^4$	$(3,6 \pm 0,1) \times 10^3$	3,9
2018 г.				
1	Родник 1	$(1,0 \pm 0,3) \times 10^6$	$(2,7 \pm 0,1) \times 10^5$	0,64
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	$(9,8 \pm 0,2) \times 10^5$	$(1,2 \pm 0,2) \times 10^5$	0,43
3	Родник 3	$(2,7 \pm 0,2) \times 10^6$	$(2,6 \pm 0,2) \times 10^4$	0,29
6	Озеро	$(3,6 \pm 0,2) \times 10^5$	$(1,2 \pm 0,2) \times 10^4$	0,21
10	Пещера (выход загрязненных вод)	$(8,7 \pm 0,2) \times 10^6$	$(8,6 \pm 0,2) \times 10^3$	37,4
11	Родник 7, Арапов Ключ	$(3,3 \pm 0,2) \times 10^5$	$(1,2 \pm 0,1) \times 10^5$	0,07
12	Родник Скальный лог	$(1,0 \pm 0,1) \times 10^6$	$(1,3 \pm 0,1) \times 10^3$	0,08
13	Выход р, Ясыл	$(5,9 \pm 0,2) \times 10^5$	$(1,3 \pm 0,2) \times 10^4$	0,34
18	Родник 6, верховье Ясылского лога	$(1,4 \pm 0,2) \times 10^6$	$(1,6 \pm 0,2) \times 10^3$	8,5

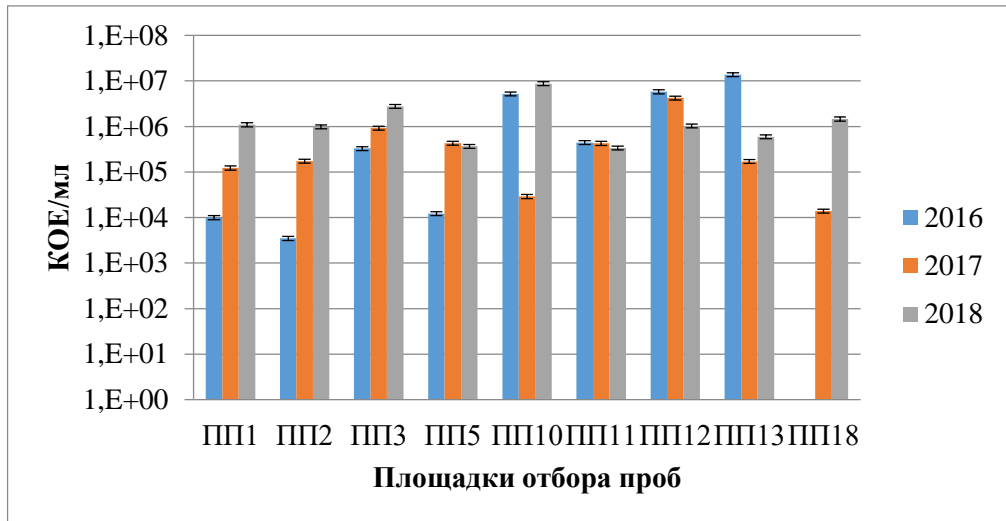


Рисунок 28. Среднее содержание гетеротрофных микроорганизмов в образцах подземных вод, впадающих в р. Ясыл в 2016 – 2018 гг.

В родники 2 и 3 количественное соотношение в микробоценозе почвы сдвинуто в пользу нефтеокисляющей группы микроорганизмов, из чего можно предположить, что данный район находится под длительным воздействием нефтяного загрязнения.

Динамика изменения численности нефтеокисляющих микроорганизмов в пробах подземных вод за 2016 – 2018 гг. представлена на рисунке 29.

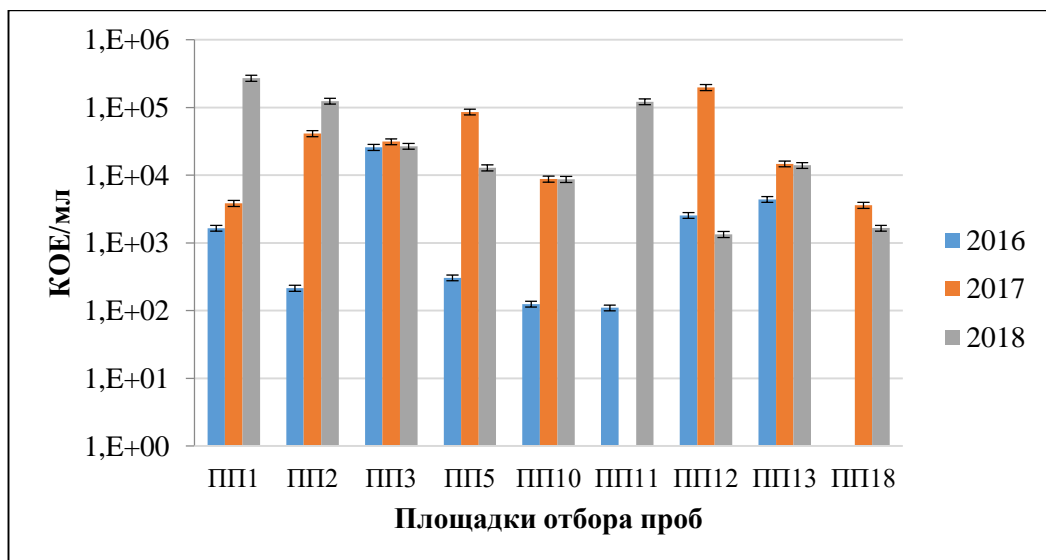


Рисунок 29. Динамика изменения численности микроорганизмов нефтедеструкторов в образцах подземных вод, впадающих в р. Ясыл в 2016 – 2018 гг.

Установлено, что в образцах из родников 1, 2, 7 (ПП 1, 2, 11) происходит повышение численности нефтеокисляющих микроорганизмов, что свидетельствует о наличии углеводородов. На большей части точек можно отметить увеличение численности нефтеокисляющих микроорганизмов в 2017 г. и сохранение их примерно на том же уровне в 2018 г. В целом, по исследованному району наблюдается повышение за три года численности данной эколого-трофической группы микроорганизмов в 15 раз (с 4.4×10^3 КОЕ/мл в 2016 г. до 6.4×10^4 КОЕ/мл в 2018 г.). Анализ полученных результатов позволяет предположить, что поступление нефтепродуктов в подземные воды исследуемого района увеличивалось, что повлияло на микробоценоз.

Анализ полученных результатов позволяет предположить, что поступление НП в подземные воды исследуемого района не только не прекращалось, а даже увеличивалось, что несомненно повлияло на микробоценоз данной территории.

Состояние микробного сообщества почв района исследования было оценено в 2016 г. Практически во всех образцах почвы обнаружено превышение фоновых показателей по количеству нефтеокисляющих микроорганизмов. Результаты анализа количественного состава микроорганизмов представлены в таблице 15.

Таблица 15

Количественный состав основных эколого-трофических групп микроорганизмов в образцах почвы, 2016 г. (по данным лаборатории микробиологии техногенных экосистем Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН)

№ ПП	Описание	КОЕ/г почвы		НП, мг/кг
		гетеротрофы	нефтеокисляющие	
ПП 0	Родник 4 (выход загрязненных вод)	$(2.0 \pm 1.0) \times 10^7$	$(5.1 \pm 0.5) \times 10^6$	<50
ПП 1	Родник 1	$(1.3 \pm 0.9) \times 10^7$	$(1.6 \pm 0.9) \times 10^6$	<50
ПП 2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	$(3.4 \pm 0.2) \times 10^7$	$(1.8 \pm 0.1) \times 10^7$	58
ПП 3	Родник 3 (выход загрязненных вод)	$(3.3 \pm 0.2) \times 10^7$ $(2.1 \pm 0.1) \times 10^7$	$(2.1 \pm 0.3) \times 10^7$ $(1.8 \pm 0.3) \times 10^7$	8886
ПП 4	Дамба	$(3.0 \pm 0.2) \times 10^7$	$(7.0 \pm 0.4) \times 10^5$	<50
ПП 5	Восходящие грифоны (выход загрязненных вод)	$(9.0 \pm 0.9) \times 10^7$	$(2.4 \pm 0.2) \times 10^6$	<50

№ ПП	Описание	КОЕ/г почвы		НП, мг/кг
		гетеротрофы	нефтеокисляющие	
ПП 6	Озеро	$(4.0 \pm 0.3) \times 10^7$	$(2.3 \pm 0.1) \times 10^6$	<50
ПП 7	Ручей	$(4.7 \pm 0.2) \times 10^7$	$(5.6 \pm 0.3) \times 10^6$	<50
ПП 8	Фон	$(5.4 \pm 0.4) \times 10^7$	$(1.4 \pm 0.9) \times 10^6$	<50
ПП 9	Трубопровод	$(2.3 \pm 0.3) \times 10^8$	$(3.1 \pm 0.2) \times 10^6$	<50
ПП 10	Пономаревская пещера (выход загрязненных вод)	$(1.3 \pm 0.7) \times 10^8$	$(3.8 \pm 0.2) \times 10^6$	<50
ПП 11	Родник Арапов Ключ	$(5.6 \pm 0.5) \times 10^7$	$(2.8 \pm 0.2) \times 10^6$	<50
ПП 12	Родник Скальный лог	$(5.0 \pm 0.3) \times 10^6$	$(3.6 \pm 0.2) \times 10^5$	<50
ПП 13	Выход р. Ясыл	$(2.2 \pm 0.3) \times 10^7$	$(4.0 \pm 0.2) \times 10^6$	<50
ПП 14	Верховье оврага	$(2.7 \pm 0.9) \times 10^7$	$(7.4 \pm 0.1) \times 10^6$	<50
ПП 15	Загрязненное болото	$(4.7 \pm 0.4) \times 10^7$	$(3.0 \pm 0.3) \times 10^6$	181

В фоновой пробе был определен уровень гетеротрофных микроорганизмов, который находился на среднем уровне по численности и составлял $(5.4 \pm 0.4) \times 10^7$ КОЕ/г почвы (рисунок 30).

В целом в районе исследования численность данной группы микроорганизмов ниже фонового уровня. Исключение составляют участки Восходящие грифоны (ПП 5), Трубопровод (ПП 9) и Пономаревская пещера (ПП 10). Все три участка связаны с выходом загрязненных вод, которые, по всей видимости, являются дополнительным источником органического вещества для микроорганизмов.

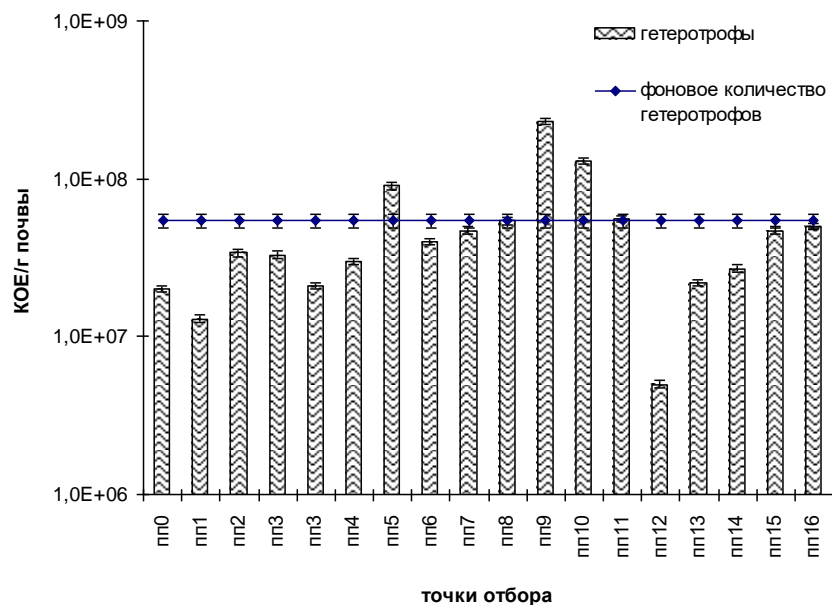


Рисунок 30. Количество гетеротрофных микроорганизмов в микробценозе исследуемой почвы

Иная картина проявляется при анализе численности нефтеокисляющих микроорганизмов (рисунок 31). Фоновый уровень данной экологотрофической группы составляет $1.4 \pm 0.9 \times 10^6$ КОЕ/г почвы.

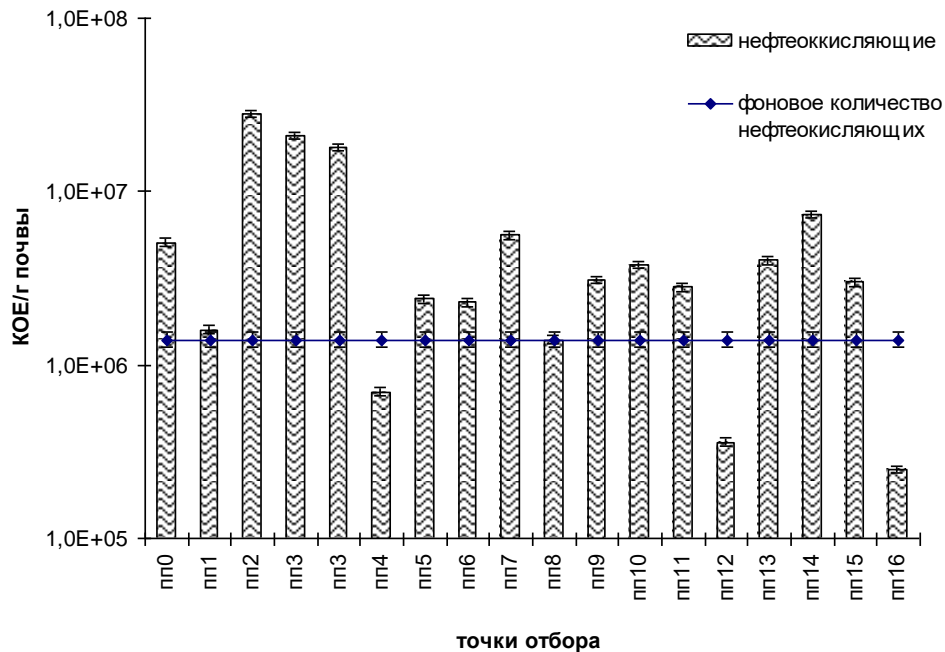


Рисунок 31. Количество нефтеокисляющих микроорганизмов в микробоценозе исследуемой почвы

Практически во всех образцах почвы обнаружено превышение фоновых показателей по количеству нефтеокисляющих микроорганизмов. Наиболее высокие показатели отмечены в почвах вблизи родников 2 и 3. На этих же участках зафиксировано наибольшая концентрация НП. Ниже фонового уровня количество нефтеокисляющих микроорганизмов установлено в точках Дамба (ПП 4), родник 8 (Скальный лог, ПП 12).

Наиболее информативным для анализа зависимости состояния микробоценоза от уровня загрязненностью нефтью является индекс соотношения нефтеокисляющих и гетеротрофных микроорганизмов (рисунок 32) (Бузмаков и др., 2018).

В точках с низким содержанием углеводородов данный показатель не превышал 0.3 единицы, что свидетельствует о незначительном присутствии

нефтеокисляющей группы. Напротив, в точках с высоким содержанием углеводов индекс составил 0.6 – 0.8 ед.

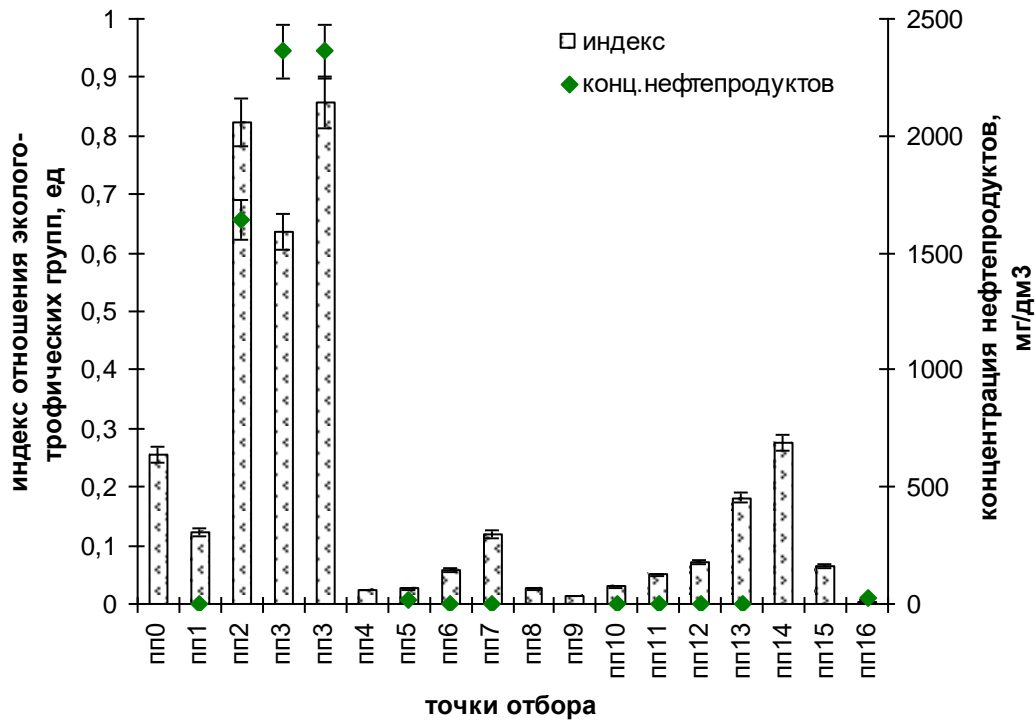


Рисунок 32. Состояние микробоценоза почв в присутствии углеводородов

Значение индекса соотношения нефтеокисляющих и гетеротрофных микроорганизмов для образцов почв и вод на исследуемой территории показаны на рисунке 33.

Одним из видов техногенеза в процессе эксплуатации нефтепромыслов является геохимические изменения выраженные, главным образом, в битумизации. На рисунке 34 представлена карта процесса битумизации бассейна реки Ясыл.

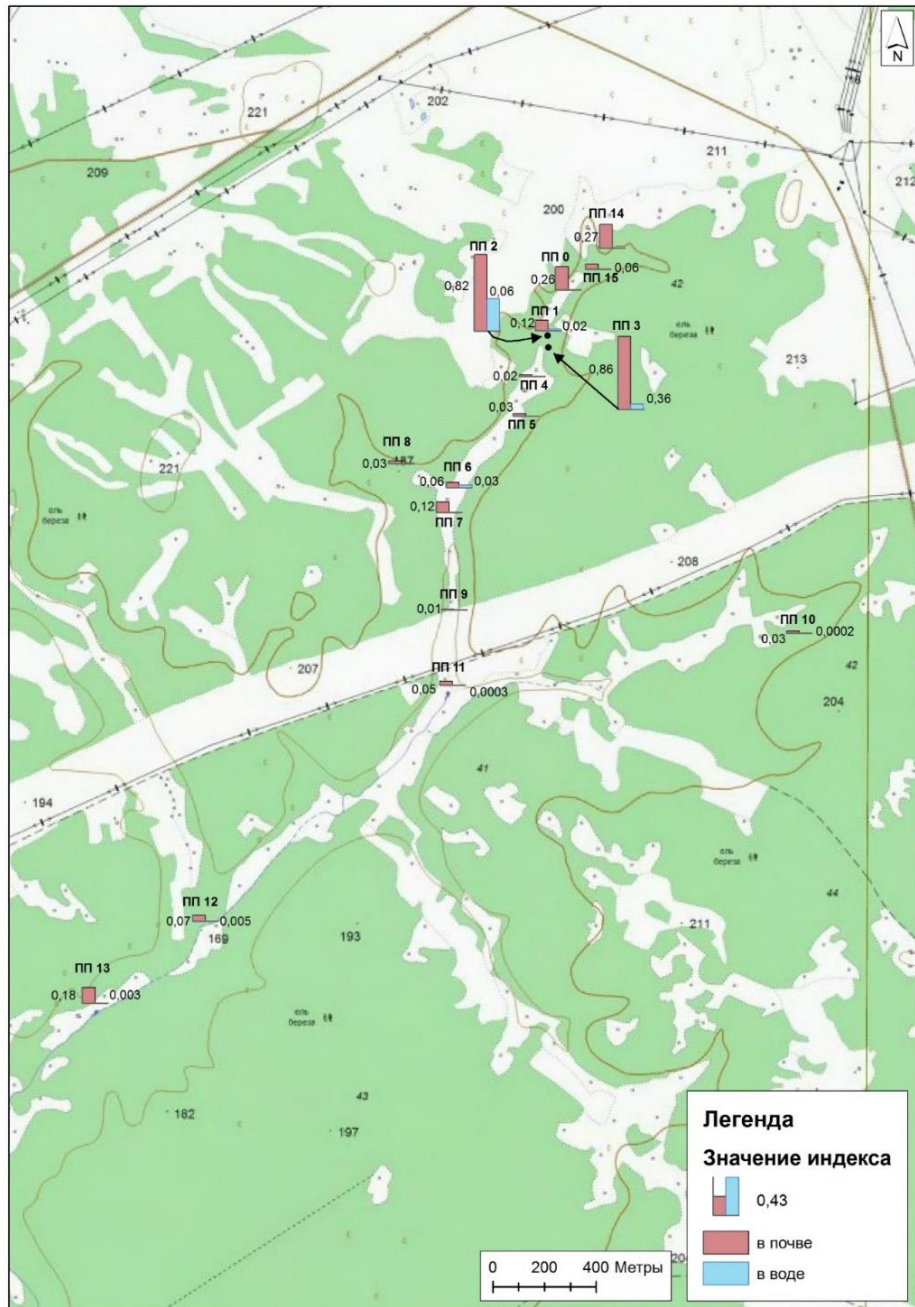


Рисунок 33. Значение индекса соотношения нефтеокисляющих и гетеротрофных микроорганизмов, 2016 г.

В верховьях лога Арапов Ключ расположены куст нефтедобывающих скважин №9 (№№ 701, 703, 707, 715) и нагнетательная скважина 760, по всей видимости, они и являются первичным источником загрязнения изучаемой территории. Первоначально углеводороды поступают в водную среду или на близлежащие плакорные почвы, откуда со временем нефть также оказывается в водной среде. Водные объекты и плакорные почвы в свою очередь могут загрязнить донные осадки, пойменные почвы, поступить через

карст в грунтовые воды, таким образом они становятся вторичными источниками загрязнения. В нашем случае вторичными источниками загрязнения можно назвать участки вблизи выходов загрязненных вод на ПП 2 (родник 2), ПП 3 (родник 3), ПП 10 (Пономаревская пещера), ПП 15 (загрязненная карстовая воронка), ПП 18 (родник 6).

В перечисленных местах наблюдалось высокое содержание НП, в ряде точек можно говорить об аккумуляции НП (ПП 10 и 18 – в донных осадках, ПП 18 и 19 – в почвах), в других точках отбора можно проследить их разрушение (рассеивание), но все же их содержание остается высоким – ПП 2, 3, 7, 15 в донных осадках и ПП 2 и 3 – в почвах.

Таким образом, битумизация в карстовом районе носит хронический характер, она вызвана миграцией углеводородов в водных объектах, донных осадках, почвах, а также подтвердилась наличием углеводородокисляющих микроорганизмов.

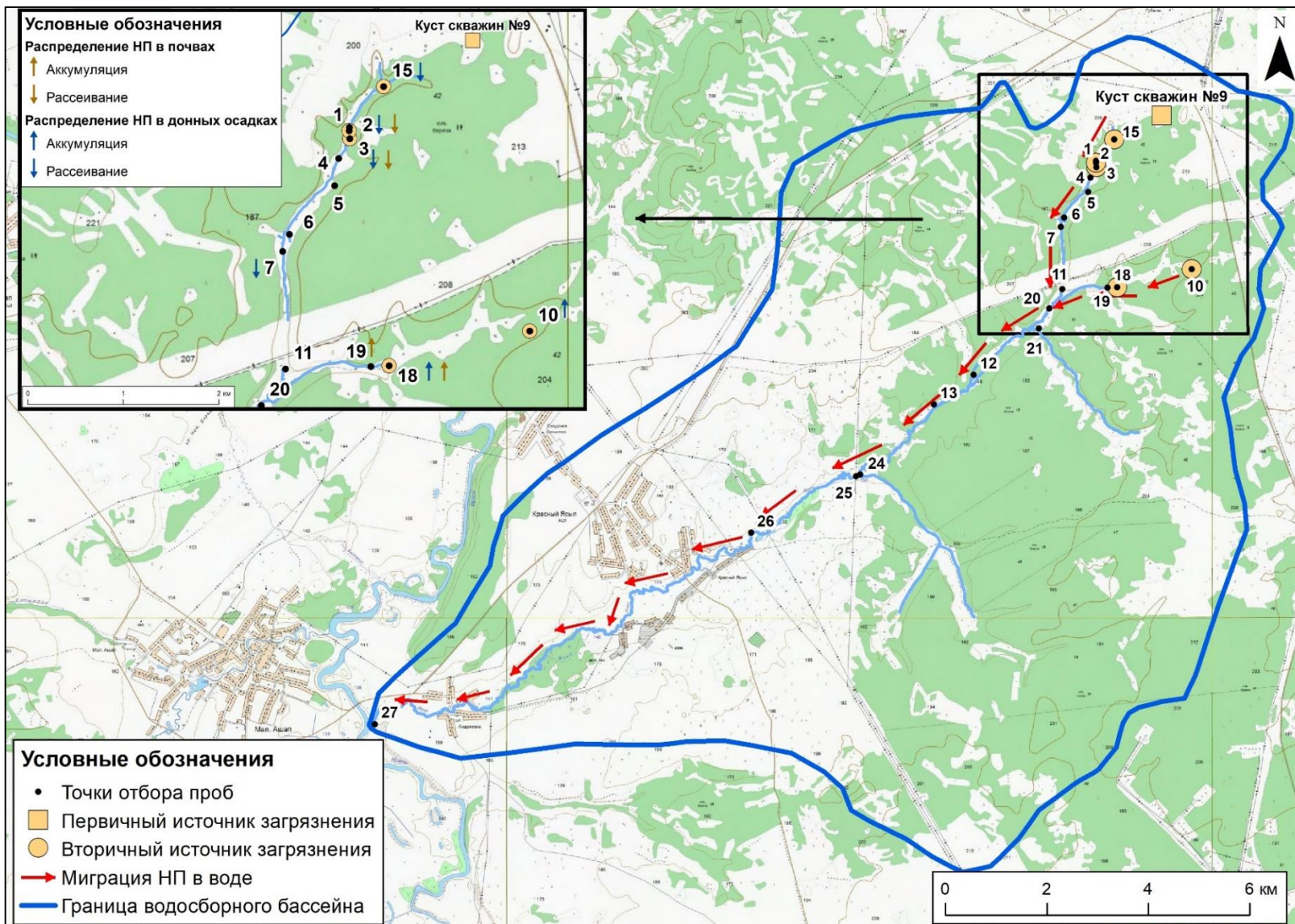


Рисунок 34. Битумизация в бассейне р. Ясыл

3.4. Проявление техногенного галогенеза

3.4.1. Галогенез подземных и поверхностных вод бассейна р. Ясыл

Согласно проведенным стандартным химическим анализам воды исследуемого участка оказались солоноватыми и солеными, очень жесткими (в среднем 30,1), что обусловлено высоким содержанием ионов кальция, по рН преимущественно нейтральные (в среднем 7,3), по химическому составу сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевого и сульфатно-гидрокарбонатно-кальциево-хлоридного состава (Приложения 4-6).

Говоря о техногенном галогенезе при нефтедобыче нас в первую очередь интересуют хлориды, сульфаты, карбонаты, которые в больших количествах содержатся в попутно извлекаемых высокоминерализованных пластовых водах (Глазовская, 1988, Солнцева, 1998).

Источниками солей при нефтедобыче являются технологические жидкости, которые применяют при бурении скважин для их промывки, увеличения извлекаемых объемов, а также сточные промышленные воды и другие геохимически активные вещества, применяемые для извлечения и обессоливания нефти.

Для адекватной оценки загрязнения необходимо опираться на фоновые концентрации. По фондовым данным (филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть») естественное фоновое содержание хлоридов составляло 9,6 мг/дм³, сульфатов – 1310,0 мг/дм³, карбонатов – 207,4 мг/дм³ (на 1972 г.).

Рассматривая содержание хлорид-анионов в 2016 г. (рисунок 35) можно отметить, что в течение года концентрация варьирует от 1,7 до 55 мг/дм³, в большинстве проб она превышает фоновый уровень. Точки с максимальными концентрациями характерны для верховьев лога Арапов Ключ (родники, где наблюдался выход загрязненных вод) и Пономаревской пещеры.

Из всех анионов хлориды обладают наибольшей миграционной способностью, что объясняется их хорошей растворимостью, слабо выраженной способностью к сорбции взвешенными веществами и потреблением водными организмами. Концентрации хлоридов заметно снижаются к среднему течению реки.

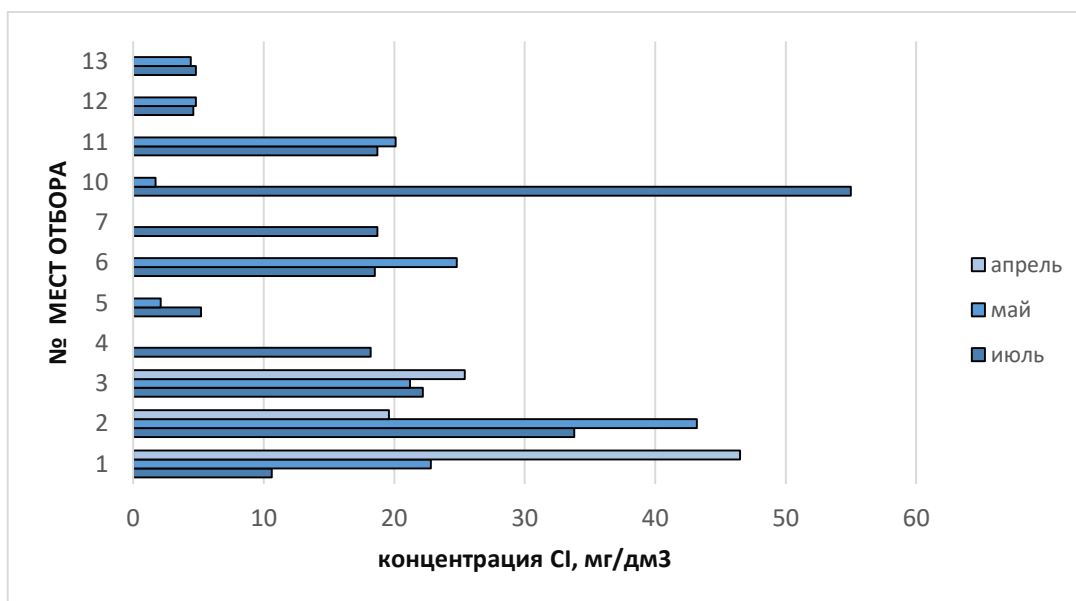


Рисунок 35. Содержание хлорид-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2016 г.)

Концентрация гидрокарбонат-аниона в 2016 г. менялась в течение года от 271,5 до 477,3 мг/дм³, в большинстве точек она увеличивалась летом, максимальная концентрация была зафиксирована в Пономаревской пещере в июле (рисунок 36).

Основным источником гидрокарбонатных ионов в поверхностных водах являются процессы химического выветривания и растворения карбонатных пород, гидрокарбонатные ионы могут поступать с атмосферными осадками и грунтовыми водами, а также могут быть обусловлены нефтедобычей.

Концентрации сульфат-аниона в 2016 г. (рис. 37) на всех площадках значительно превышают ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения (100 мг/дм³), превышения составляют от 7,9 до 13,9 ПДК. К лету содержание сульфатов практически повсеместно увеличивается.

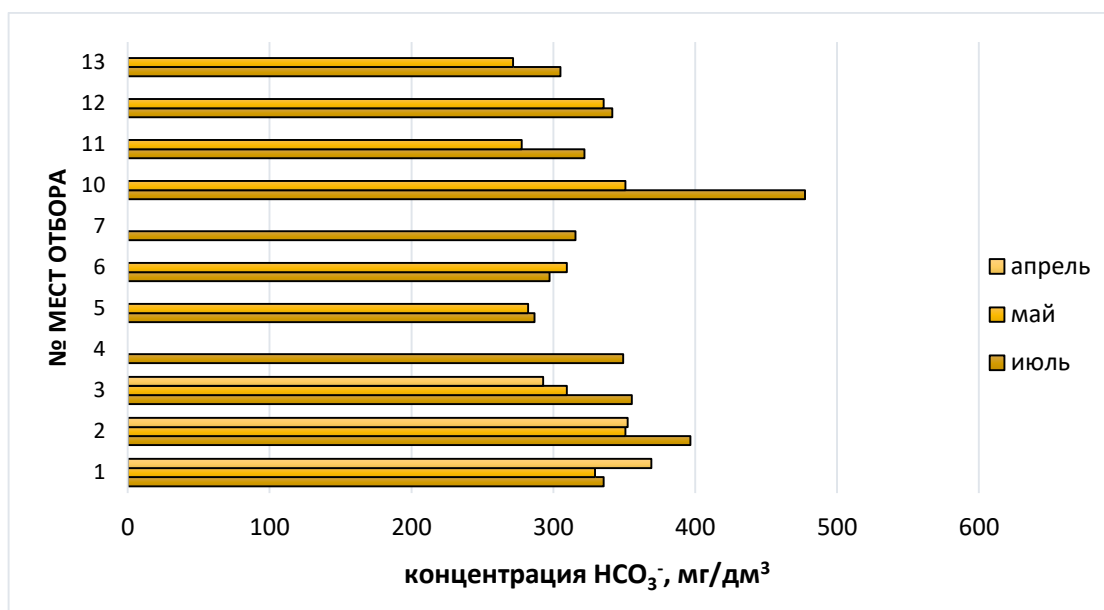


Рисунок 36. Содержание гидрокарбонат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2016 г.)

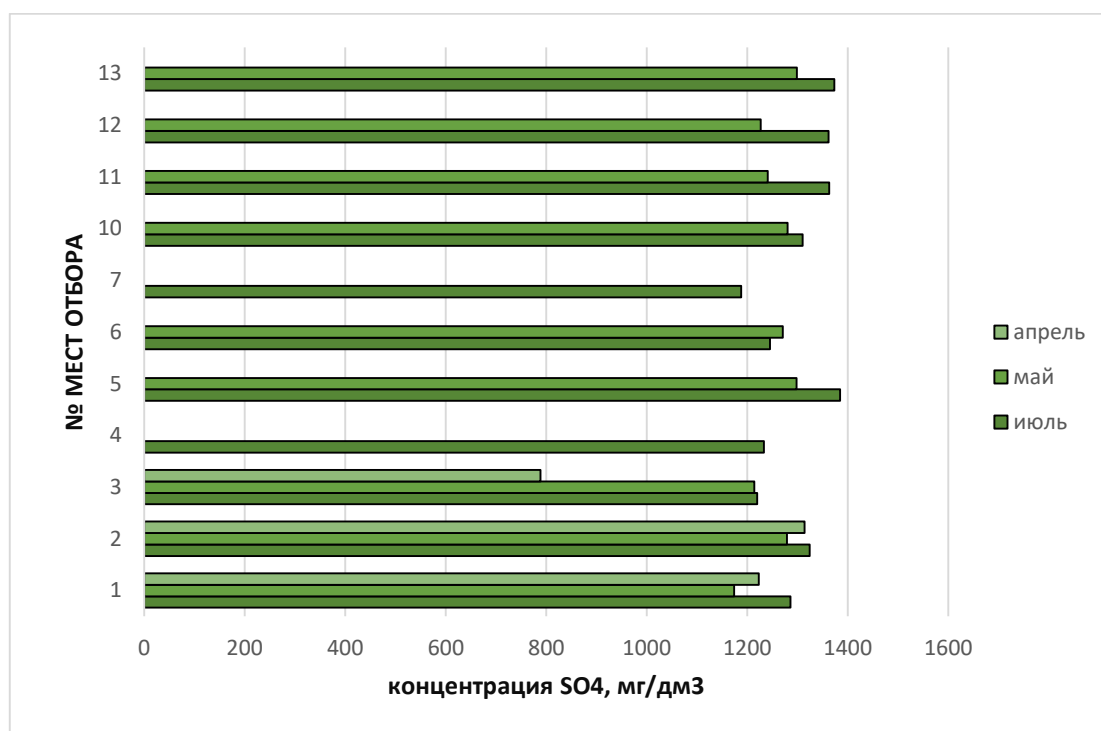


Рисунок 37. Содержание сульфат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2016 г.)

Показатели минерализации и общей жесткости также незначительно увеличиваются с апреля по июль. Под минерализацией понимается сумма всех найденных минеральных веществ, в нашем случае она напрямую связана с высокими концентрациями сульфатов. Общая жесткость зависит от суммарного содержания в воде растворенных солей кальция и магния.

В естественных условиях ионы кальция, магния и других щелочноземельных металлов, обуславливающих жесткость, поступают в воду в результате взаимодействия растворенного диоксида углерода с карбонатными минералами и других процессов растворения и химического выветривания горных пород. Источником этих ионов являются также микробиологические процессы, протекающие в почвах на площади водосбора, в донных отложениях, а также промышленные сточные воды.

В районе исследования наблюдается полное отсутствие карбонат-анионов либо крайне малое их содержание ($<0,6$ мг/дм³), а также нитрит-анионов ($<0,2$).

В 2017 г. результаты анализов показали, что вода имеет нейтральный рН (в среднем 7,4), колеблется от 6,84 до 7,93.

Минерализация воды в среднем составляет 2240 мг/дм³, минимальное значение 698 мг/дм³ зафиксировано в ручей 4 (ПП 21) – апрель, максимальное – 2756 мг/дм³ в точке отбора Пономаревская пещера (ПП 10) – март. Изменение минерализации в целом соответствует изменению режима питания реки: наибольшие значения приурочены к периоду зимней межени, наиболее пресная вода зафиксирована в период весеннего половодья.

В среднем минерализация достаточно высока (более 2 г/дм³), что свидетельствует о сильной закарстованности района, ее распределение по территории и во времени достаточно равномерно (*Хотяновская и др., 2019; Vuzmakov et al., 2019*).

Диапазон концентраций хлоридов в 2017 г. (рисунок 38) составлял от 1,5 до 72,7 мг/дм³, повышение концентраций характерно в период половодья, что свидетельствует о поверхностном источнике происхождения данного загрязняющего вещества. Наибольшие концентрации (со значительным превышением фонового показателя) опять же характерны для родников и ручьев в самом верховье лога Арапов Ключ.

Концентрации гидрокарбонат-аниона в 2017 г. (рисунок 39) колеблется в широких пределах от 97,6 до 478,2 мг/дм³. Максимальные концентрации чаще

всего наблюдаются летом. Наибольшее содержание было вновь отмечено в Пономаревской пещере и роднике 2.

Концентрация сульфатов в поверхностных водах подвержена заметным сезонным колебаниям и обычно коррелирует с изменением общей минерализации воды. В 2017 г. концентрация колеблется от 403 мг/дм³ (4 ПДК р/х) до 1572 мг/дм³ (15 ПДК р/х).

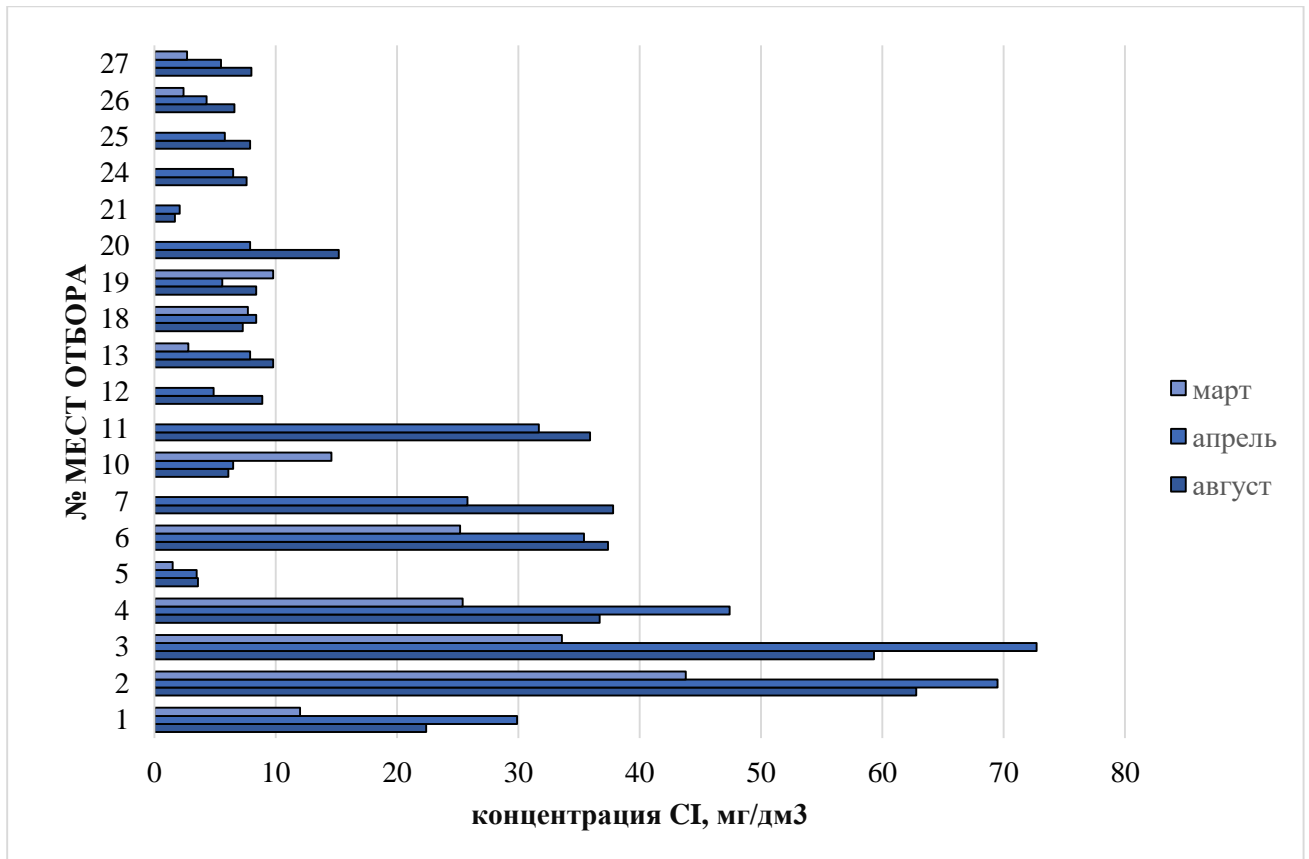


Рисунок 38. Содержание хлорид-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2017 г.)

В большинстве точек концентрации сульфатов по-прежнему очень высоки, снижение происходит с марта по август, максимальные значения фиксировались в Пономаревской пещере (март), в верховье Ясылского лога (ручей в точке 19), а также в нижнем течении (точка 26 (р. Ясыл, ниже прудов) и в самом устье р. Ясыл (рисунок 40).

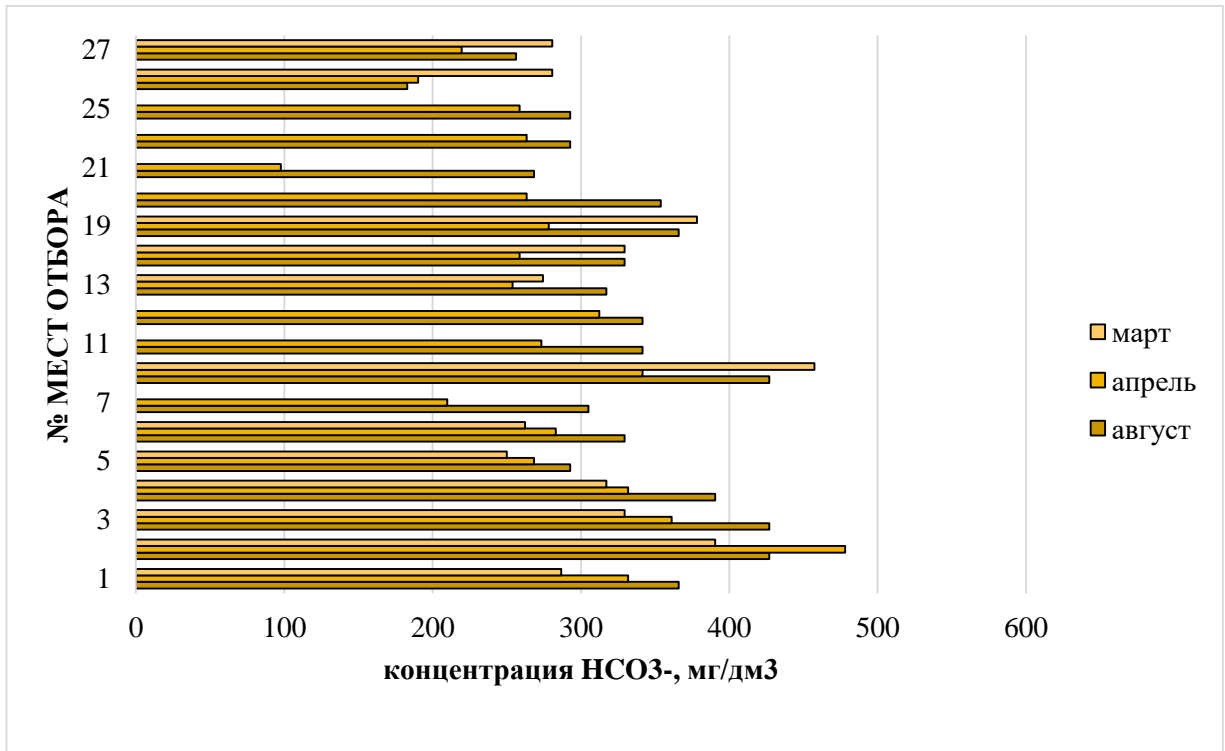


Рисунок 39. Содержание гидрокарбонат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2017 г.)

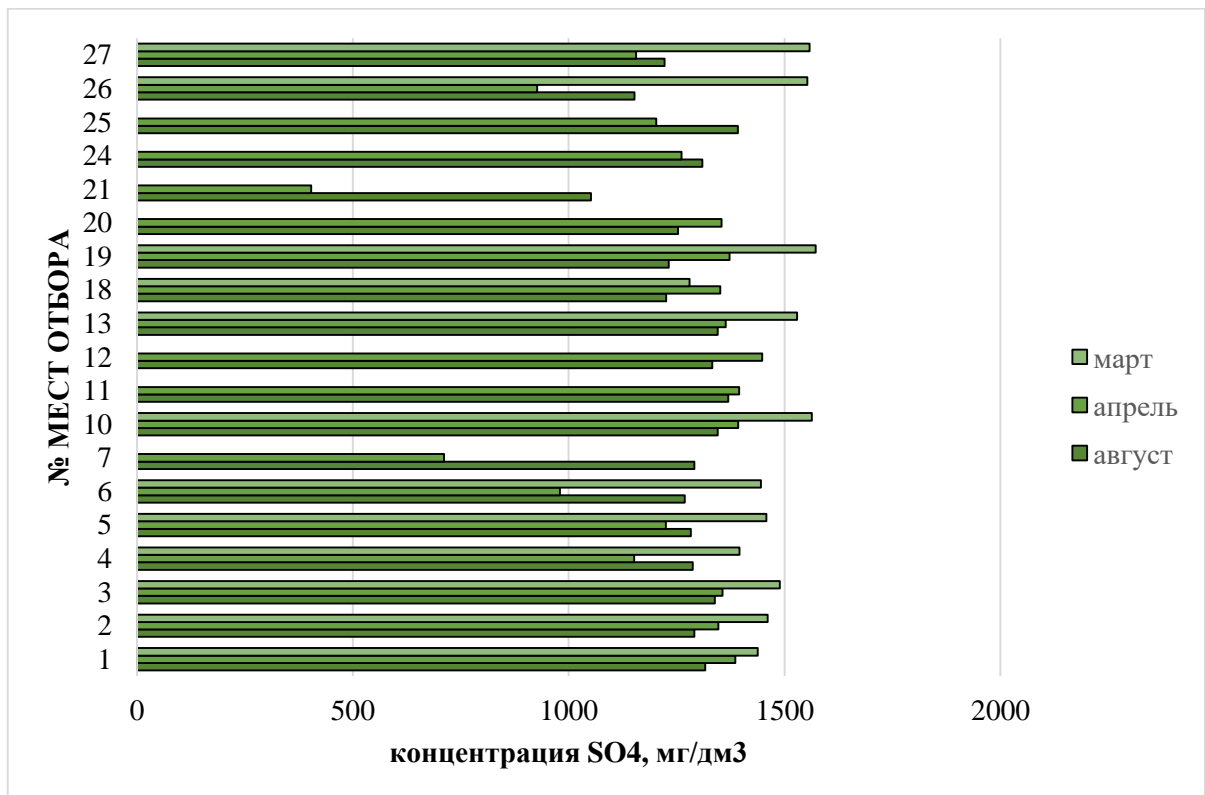


Рисунок 40. Содержание сульфат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2017 г.)

Во всех местах отбора концентрации нитритов составляли менее 0,2 мг/дм³ и карбонаты вновь обнаружены не были (<0,6 мг/дм³).

В 2018 г. вода в исследуемых точках имела нейтральный рН (в среднем 7,46), колеблется от 7,0 до 7,9.

Ситуация по содержанию хлоридов (рисунок 41) имеет сходство с 2017 г., но стоит отметить некоторое снижение, зафиксированы концентрации от 1,9 до 57,1 мг/дм³, максимумы по-прежнему характерны для родников с выходами загрязненных вод (верховье лога Арапов Ключ). В подавляющем большинстве проб самые высокие концентрации были выявлены в феврале.

По гидрокарбонатам наблюдается повсеместное уменьшение с февраля по июль, в 2017 г. изменения были обратные. Заметно выше концентрации в феврале (родники с признаками загрязнения в верховье лога Арапов Ключ и родник с ручьем в верховьях Ясыльского лога), остальные концентрации в пространственном отношении достаточно однородно распределены (рисунок 42).

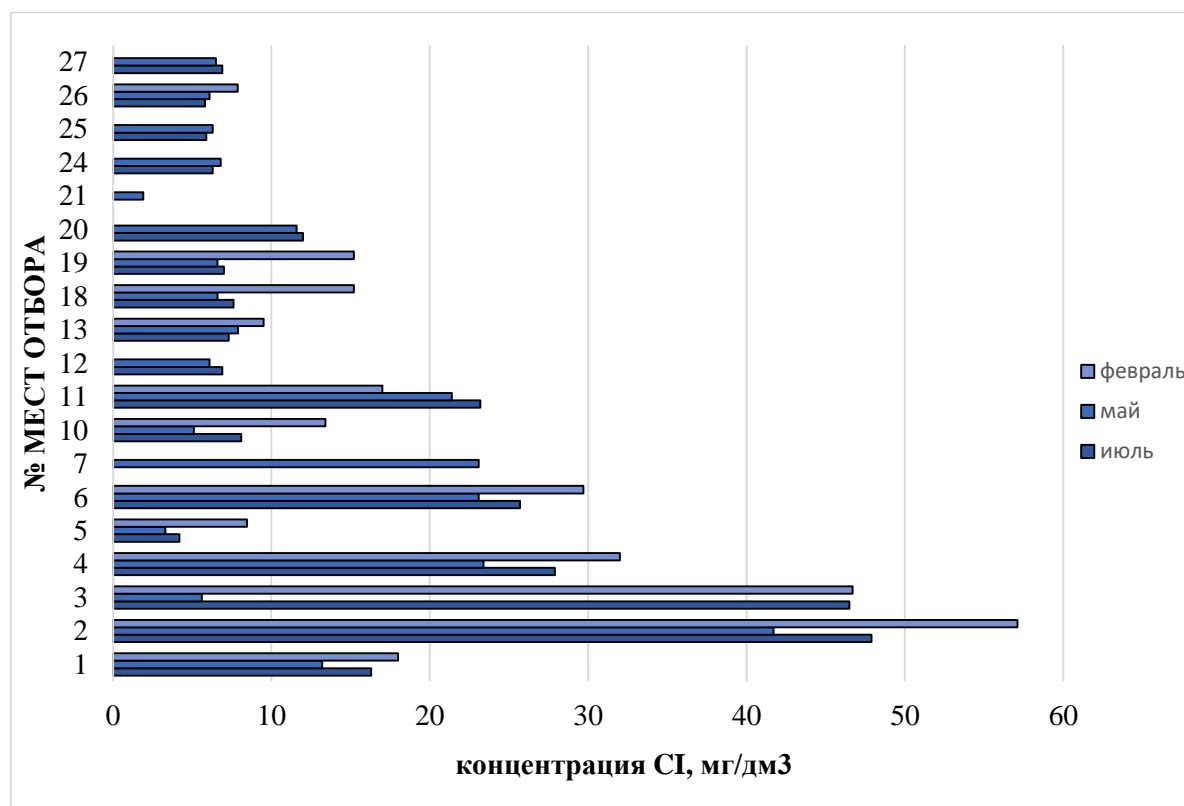


Рисунок 41. Содержание хлорид-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2018 г.)

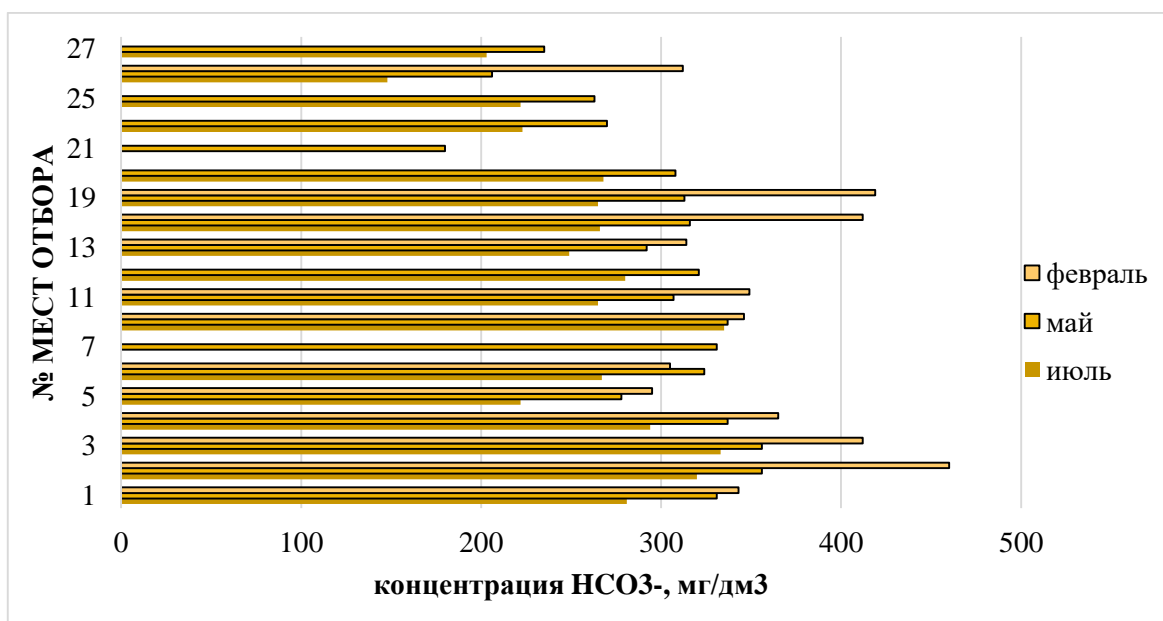


Рисунок 42. Содержание гидрокарбонат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2018 г.)

Результаты по сульфатам превышают ПДК р.х. в каждой точке, концентрация доходит до 1563 мг/дм³, минимальная – 947. Распределение концентраций сульфатов по территории рассматриваемого водосбора достаточно однородно (рисунок 43). Динамика концентраций по времени тесно связана с водностью и типом питания водотока по сезонам, максимальные значения приурочены к периодам зимней межени и летнего паводка, минимальные – к периоду половодья.

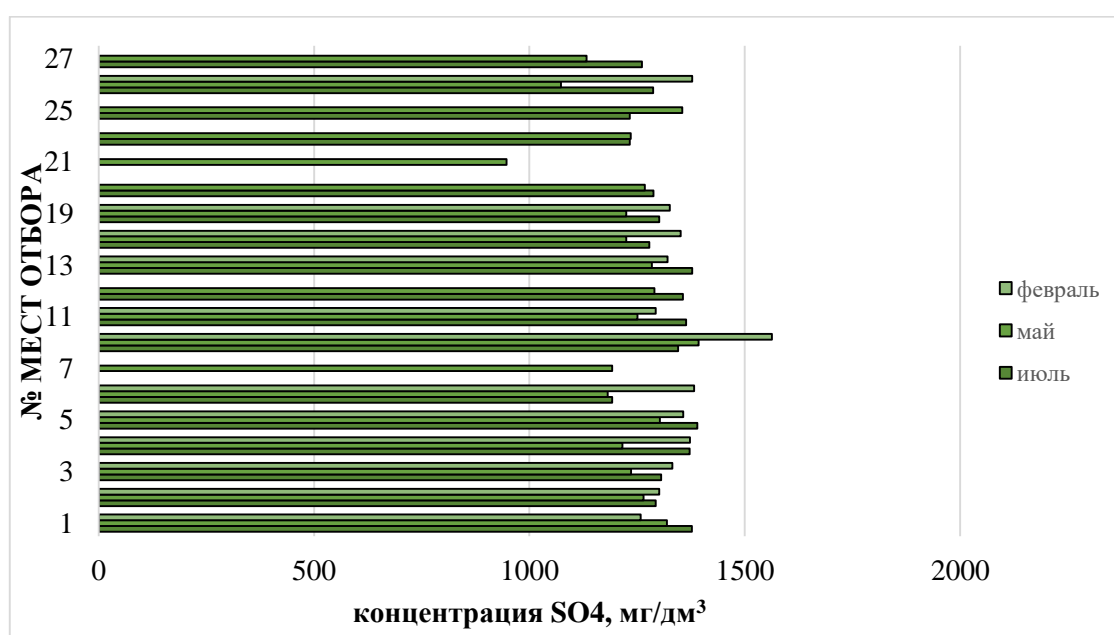


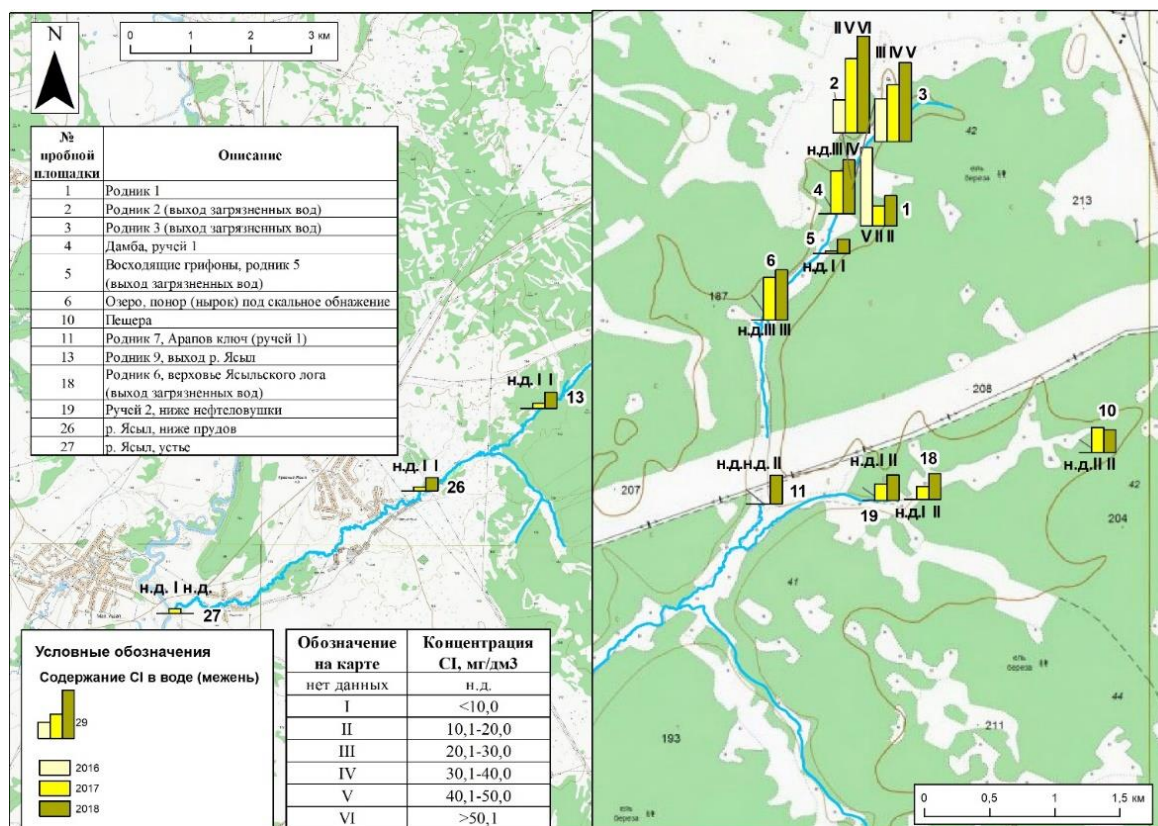
Рисунок 43. Содержание сульфат-аниона в водах бассейна р. Ясыл (2018 г.)

Для рассмотрения динамики галогенеза в разрезе основных гидрологических сезонов были построены карты по содержанию хлоридов, гидрокарбонатов и сульфатов за три года (рисунки 44-53).

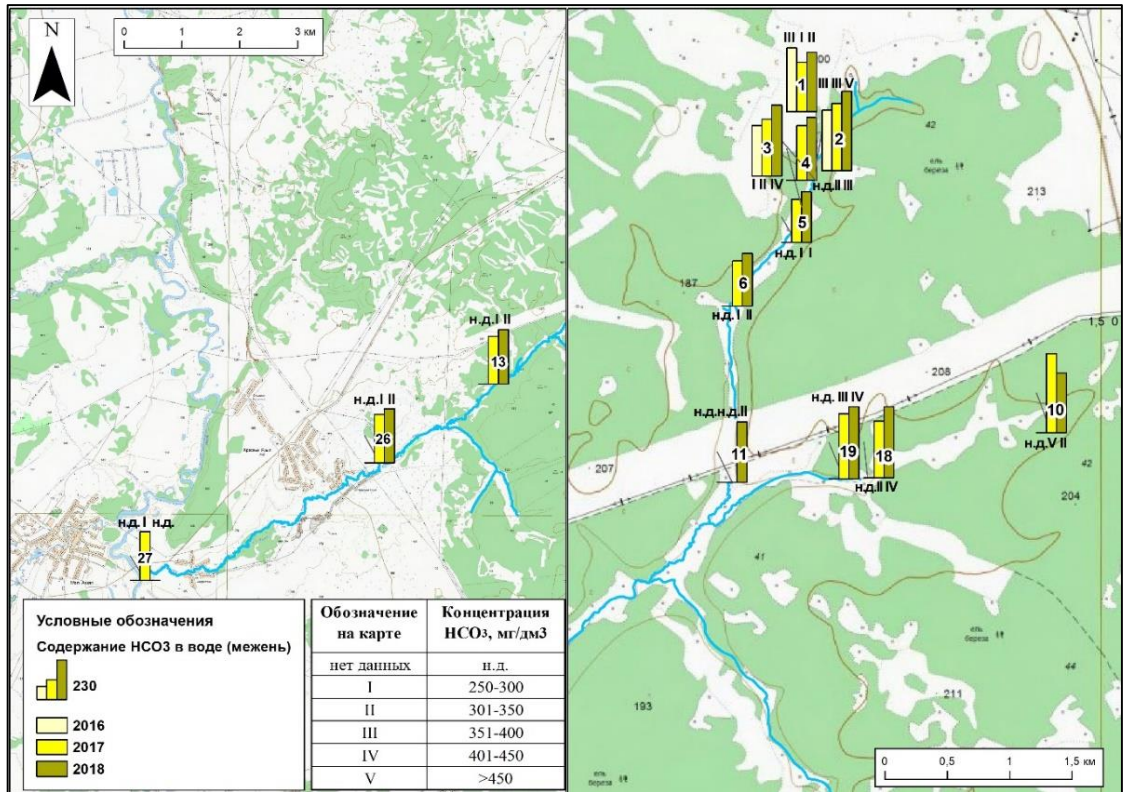
В зимнюю межень концентрация хлоридов ежегодно росла, за исключением точки 1, что говорит о продолжении и вероятно об увеличении поступления углеводородов в водосборный бассейн. В среднем и нижнем течении концентрации ниже фоновых (рисунок 44).

В первый год исследований в большинстве мест отбор проб не проводился, но сравнивая два последующих можно сделать вывод, что концентрация HCO_3 в зимнюю межень несколько увеличивалась, исключением стали родник 1 и Пономаревская пещера (рисунок 45).

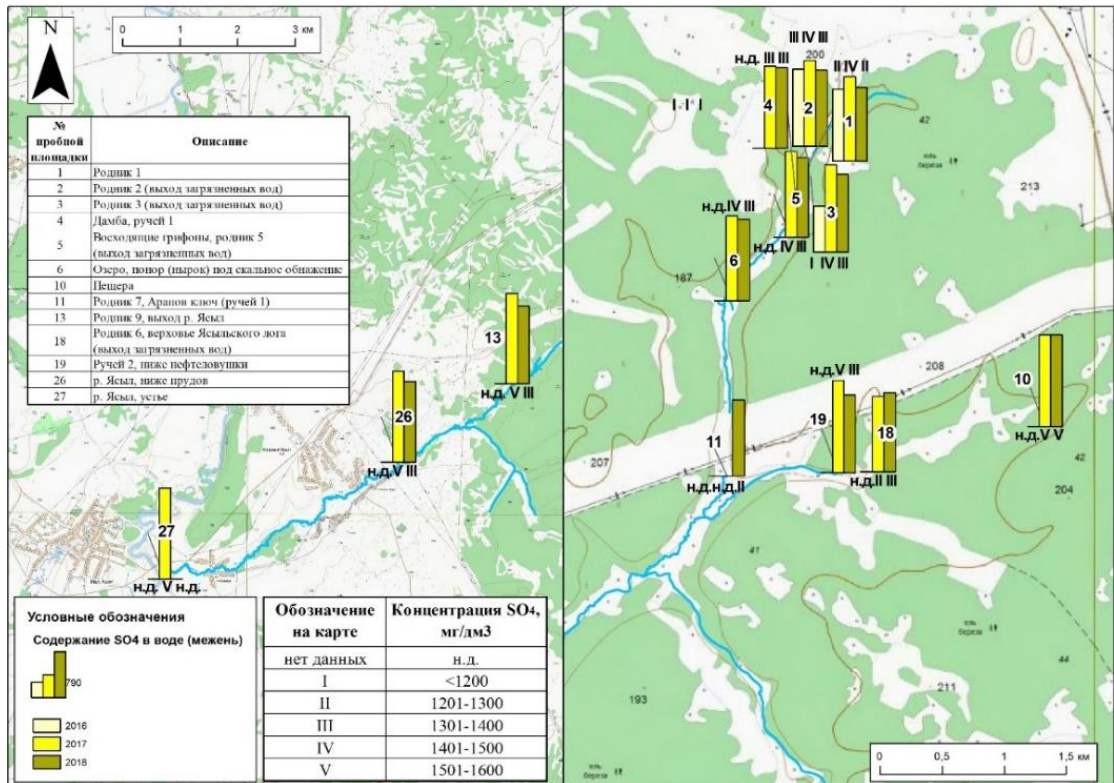
Концентрации сульфатов в большинстве точек немного понизились в межень 2018 г., либо остались примерно на том же уровне. Более заметные снижения характерны для точек, расположенных в среднем течении реки (рисунок 46).



(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
Рисунок 44. Содержание хлорид-аниона в зимнюю межень (2016-2018 гг.)

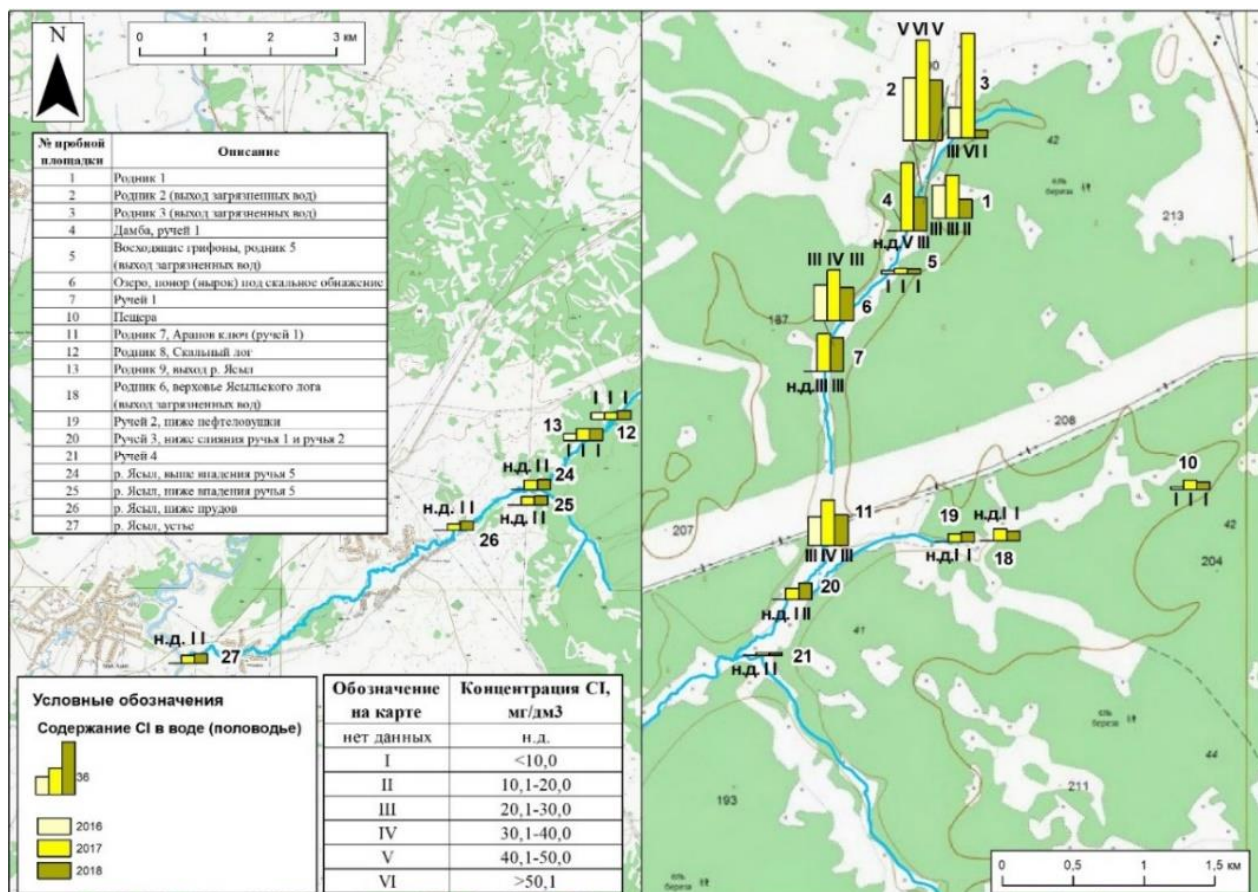


(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
Рисунок 45. Содержание гидрокарбонат-аниона в пробах воды в зимнюю межень (2016-2018 гг.)



(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
Рисунок 46. Содержание сульфат-аниона в пробах воды в зимнюю межень (2016-2018 гг.)

Анализ динамики загрязнений хлоридами во времени показывает, что пики концентраций хлоридов синхронно возрастают в половодье 2017 г., в 2018 г. идет снижение (в родниках 2, 3, ручье 1 довольно значительное). В среднем и нижнем течении концентрации небольшие (не превышают фон). Очагом загрязнения по-прежнему остается район лога Арапов Ключ (рисунок 47).

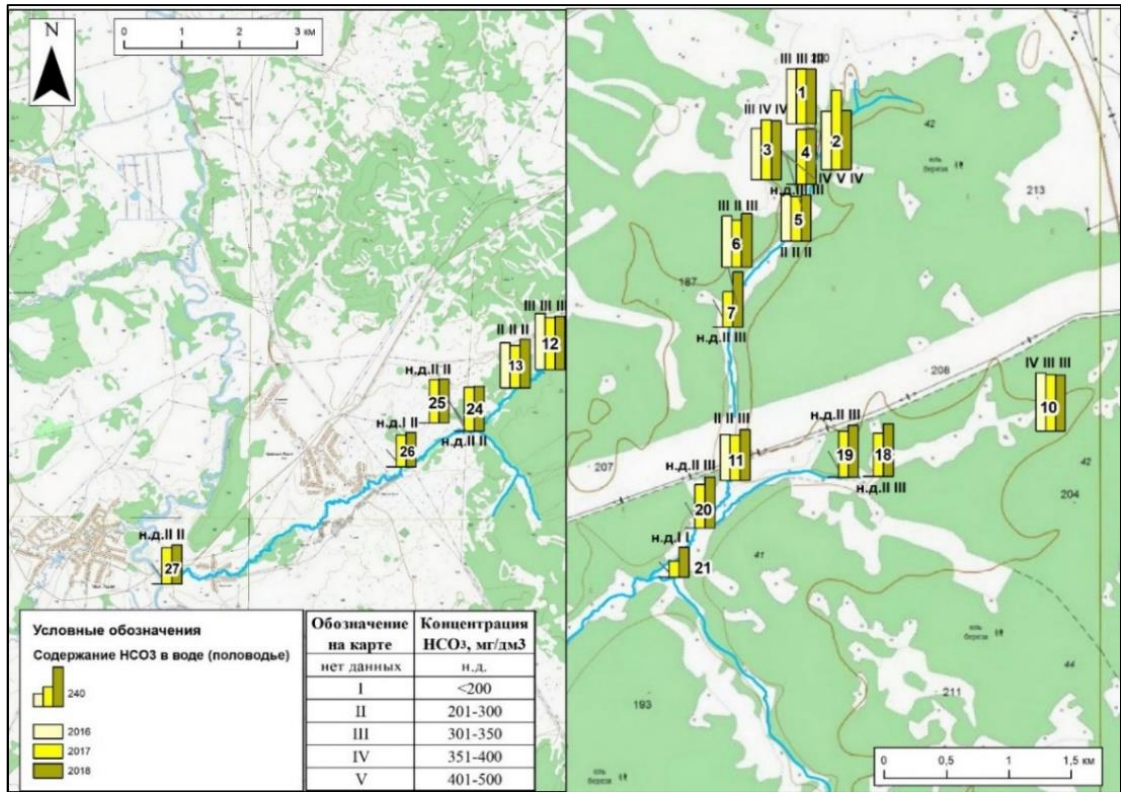


(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)

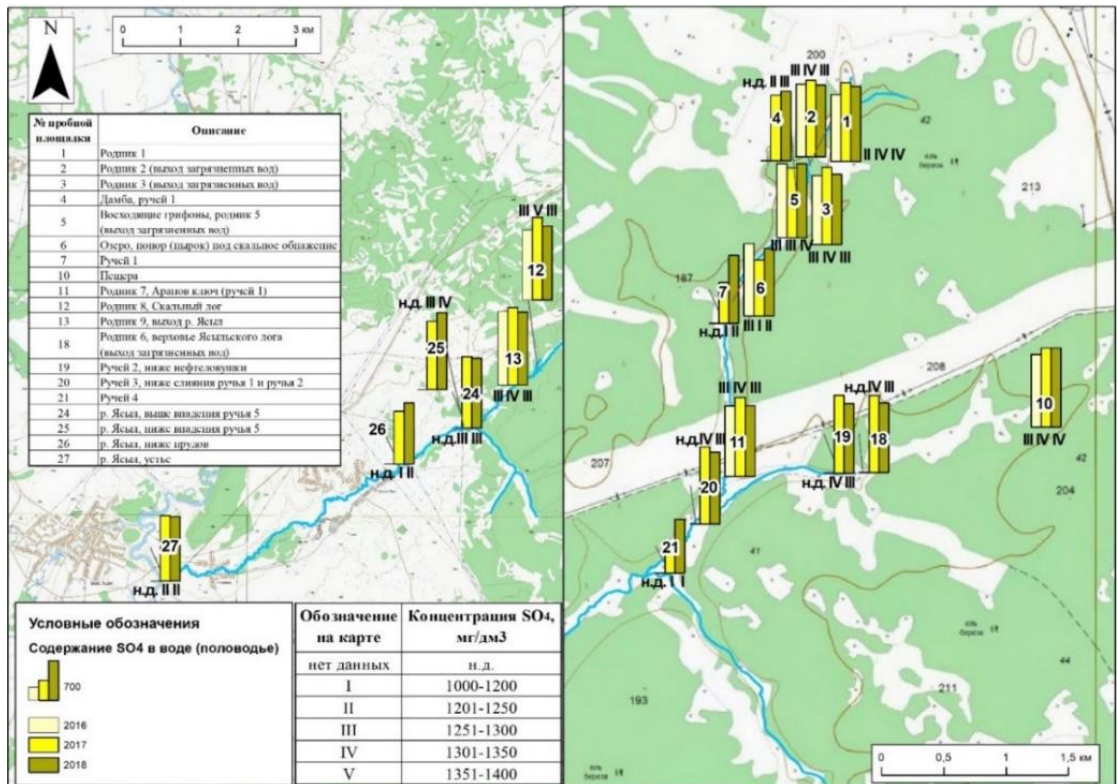
Рисунок 47. Содержание хлорид-аниона в пробах воды в половодье (2016-2018 гг.)

Картина по гидрокарбонат-иону в половодье видится как стабильная, серьезных изменений в сторону увеличения/уменьшения не произошло, в целом концентрация уменьшается по мере приближения к устью (рисунок 48).

В период половодья содержание сульфатов за три года наблюдений менялось незначительно, в целом можно отметить небольшое повышение в 2017 г., характерное для большинства точек. К устью концентрации становятся меньше (рисунок 49).

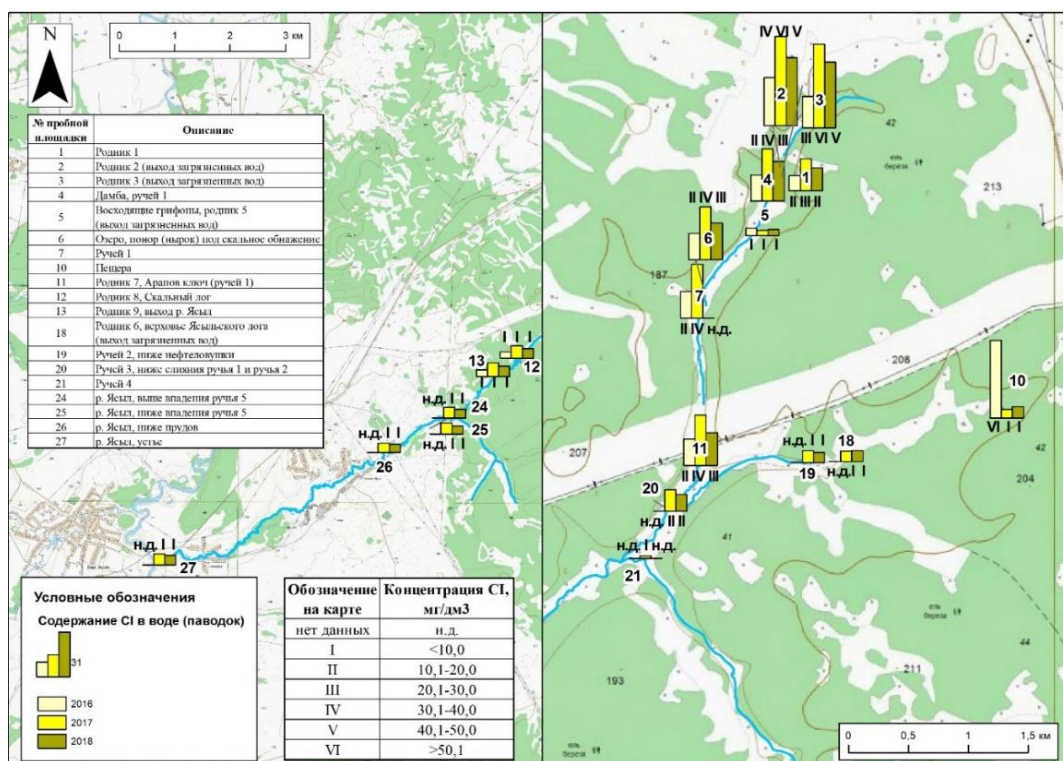


(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
 Рисунок 48. Содержание гидрокарбонат-аниона в пробах воды в половодье (2016-2018 гг.)



(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
 Рисунок 49. Содержание сульфат-аниона в пробах воды в половодье (2016-2018 гг.)

В паводок 2017 г. фиксировались наибольшие значения хлоридов, что особенно явно прослеживается в верховьях лога Арапов Ключ. Вниз по течению концентрации так же, как в межень с половодьем, на несколько порядков уменьшаются, что связано с высокой миграционной способностью хлоридов, а также разбавлением более чистыми водами (рисунок 50).



(слева на карте – р. Яезл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)

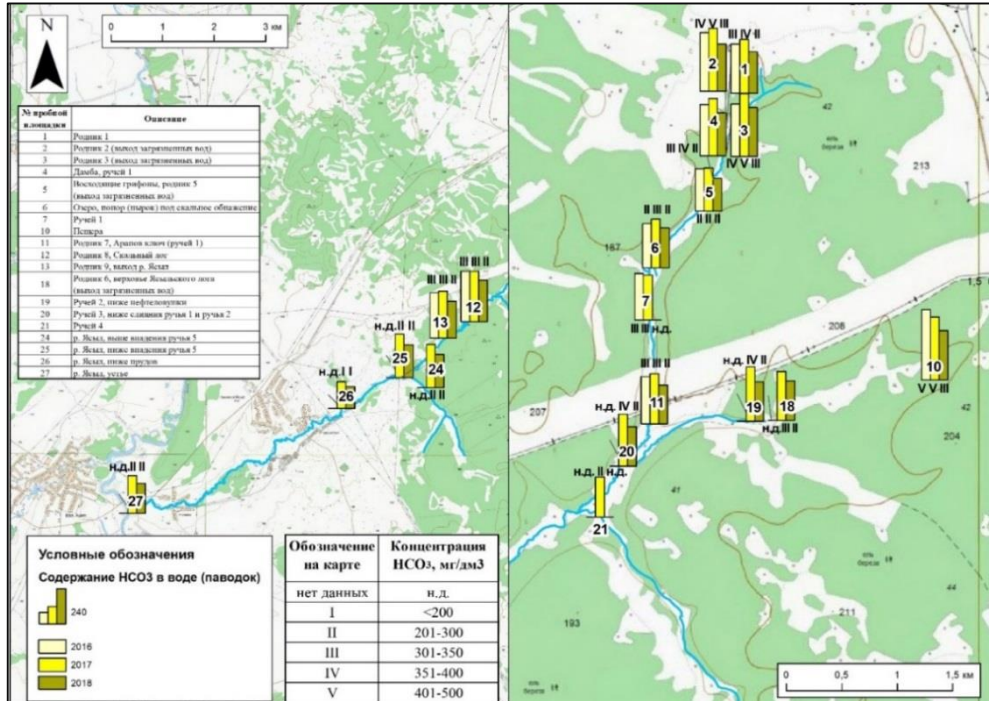
Рисунок 50. Содержание хлорид-аниона в пробах воды в паводок (2016-2018 гг.)

Сравнивая содержание гидрокарбонатов в паводки, можно сказать, что в 2017 г. концентрации немного увеличивались, к 2018 – снижались. В среднем и нижнем течении они были ниже, чем в верхнем (рисунок 51).

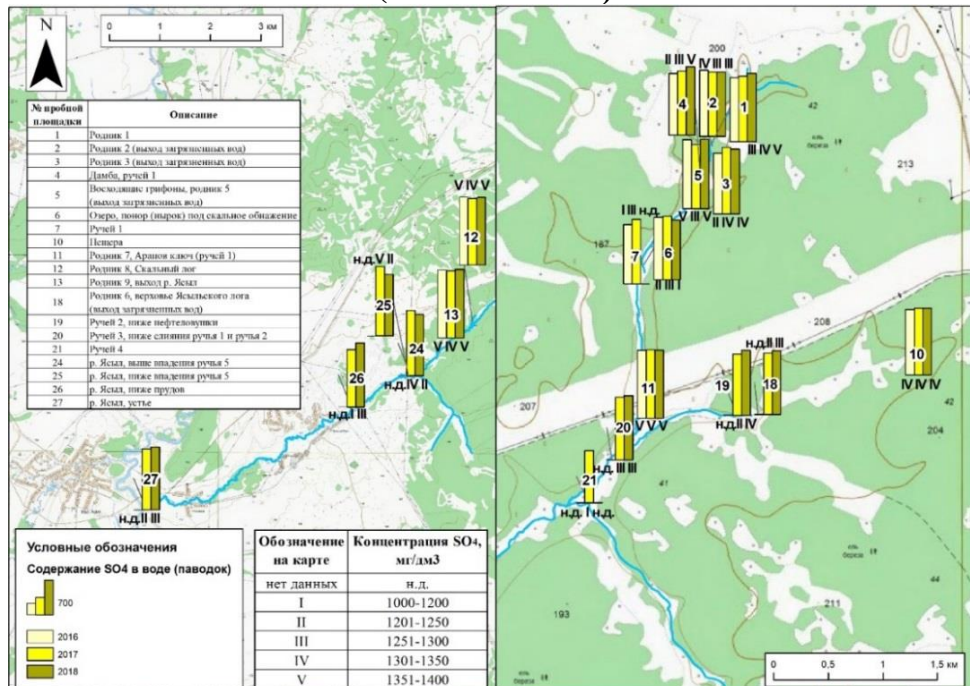
Содержание сульфатов можно оценить, как стабильное, по годам значительных изменений не обнаружено, территориально тоже. Ежегодно максимальные концентрации фиксировались в роднике 7 (точка 11) (рисунок 52).

Исследуемый карстовый район сложен сульфатными породами – гипсами и ангидритами, которые обладают большей растворимостью по сравнению с карбонатными, полагаем, что именно это в первую очередь объясняет высокое

содержание сульфат-иона в водах Ясыла при каждом отборе проб. Воды изучаемого бассейна имеют состав типичный для районов развития сульфатного карста – большую минерализацию в основном за счет сульфат-иона и кальция.



(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
Рисунок 51. Содержание гидрокарбонат-аниона в пробах воды в паводок (2016-2018 гг.)



(слева на карте – р. Ясыл в среднем и нижнем течении; справа – верхнее течение)
Рисунок 52. Содержание сульфат-аниона в пробах воды в паводок (2016-2018 гг.)

Среднее содержание хлорид-аниона за весь период наблюдений и все гидрологические режимы можно увидеть на рисунке 53. Можно отметить, что в большинстве проб концентрации превышают фоновый уровень, идет увеличение содержания хлоридов за время наблюдений.

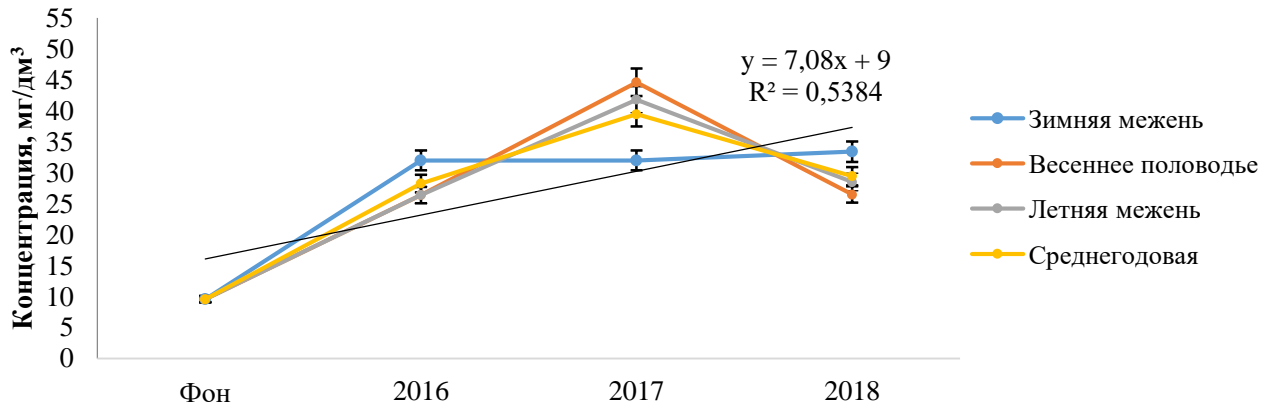


Рисунок 53. Средние концентрации хлорид-аниона по гидрологическим сезонам, мг/дм³

Итоговые графики среднего содержания гидрокарбонатов по сезонам за весь период наблюдений представлены на рисунке 54, линия тренда, как и в случае с хлоридами, показывает стабильный среднегодовой рост.

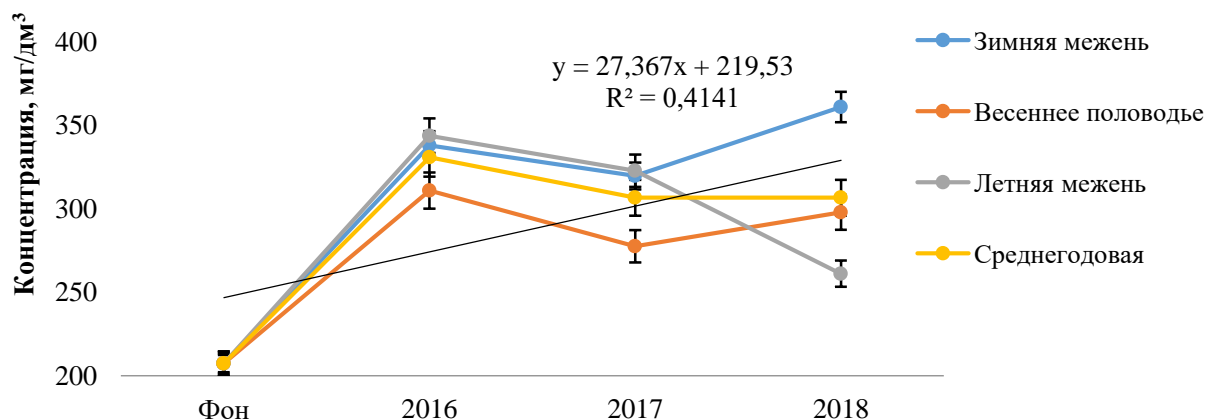


Рис. 54. Средние концентрации гидрокарбонат-аниона по сезонам, мг/дм³

Содержание сульфат-аниона можно оценить, как стабильное, по годам значительных изменений не обнаружено (рисунок 55). Ежегодно максимальные концентрации фиксировались в роднике 7 (ПП 11).

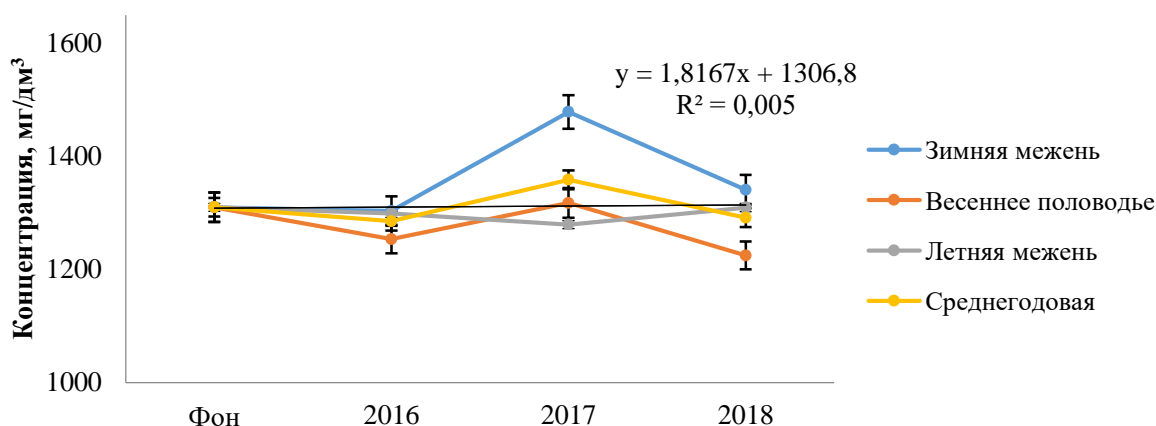


Рис. 55. Средние концентрации сульфат-аниона по сезонам, мг/дм³

3.4.2. Галофильные микроорганизмы в бассейне р. Ясыл

В 2016 г. исследования не выявили присутствие в микробоценозе исследуемых вод галофильных микроорганизмов. Но присутствие галофилов было обнаружено в микробоценозе почв. В образцах почв, характеризующихся повышенным содержанием нефти, количество галофильных микроорганизмов варьировало от $(2,0 \pm 0,3) \times 10^5$ КОЕ/г почвы до $(7,1 \pm 0,1) \times 10^6$ КОЕ/г почвы (таблица 16).

Таблица 16

Количественный состав галофильной эколого-трофической группы микроорганизмов в образцах почвы, 2016 г. (по данным лаборатории микробиологии техногенных экосистем Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН)

№ ПП	Описание	КОЕ/гр почвы	НП, мг/кг
		галофилы	
1	Родник 1	0	<50
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	$(2,0 \pm 0,3) \times 10^6$	58
3	Родник 3 (выход загрязненных вод)	$(7,1 \pm 0,1) \times 10^6$	8886
4	Дамба, ручей 1	0	<50

№ ПП	Описание	КОЕ/гр почвы	НП, мг/кг
		галофилы	
5	Восходящие грифоны, Родник 5 (выход загрязненных вод)	$(2,4 \pm 0,3) \times 10^5$	<50
6	Озеро	0	<50
7	Ручей	0	<50
8	Фон	0	н.д.
9	Трубопровод	0	н.д.
10	Пещера (выход загрязненных вод)	0	<50
11	Родник Арапов Ключ	0	<50
12	Родник Скальный лог	0	<50
13	Родник 9, выход р. Ясыл	0	<50
14	Верховье оврага	0	н.д.
15	Загрязненная карстовая воронка	$(2,0 \pm 0,3) \times 10^5$	181

*Примечание. н.д. – нет данных

В 2017 г. был проведен анализ микробоценоза подземных вод (таблица 17). К концу весенне-летнего периода в трех точках выявлено присутствие галофильных микроорганизмов. В 2016 г. эта эколого-трофическая группа не была зафиксирована в подземных водах.

В пробах, в которых были обнаружены галофильные организмы, зафиксированы концентрации хлоридов, превышающие фоновые значения (родник 3 и родник 7), а также незначительные концентрации НП. Нужно отметить, что численность галофилов невысока.

Таблица 17

**Количественный состав галофильной эколого-трофической группы
микроорганизмов в образцах воды, 2017 г.**

№ ПП	Описание	КОЕ/гр почвы	НП, мг/кг	Хлориды, мг/дм ³
		галофилы		
1	Родник 1	0	<0,04	22,4
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	0	<0,04	62,8
3	Родник 3 (выход загрязненных вод)	200	0,08	59,3
5	Восходящие грифоны, Родник 5 (выход загрязненных вод)	0	<0,04	3,6
10	Пещера (выход загрязненных вод)	0	<0,04	6,1
11	Родник 7, Арапов Ключ	110	<0,04	35,9
12	Родник 8, Скальный лог	110	<0,04	8,9
13	Родник 9, выход р. Ясыл	0	<0,04	9,8

В 2018 году в подземных водах было установлено присутствие эколого-трофической группы галофильных микроорганизмов (таблица 18). При этом, количество точек, в образцах в которых были обнаружены галофилы возросло (рисунок 56). Однако их средняя численность существенно не отличается от результатов в 2017 г. По-прежнему галофилы были найдены в роднике 3 (верховье лога Арапов Ключ), в роднике 8 (Скальный лог). Максимальное их число было обнаружено в верхнем течении реки (родник 5).

Таблица 18

Количественный состав галофильной эколого-трофической группы микроорганизмов в образцах воды, 2018 г.

№ ПП	Описание	КОЕ/гр почвы	НП, мг/дм ³	Хлориды, мг/дм ³
		галофилы		
1	Родник 1	48,9	0,64	16,3
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	0	0,43	47,9
3	Родник 3 (выход загрязненных вод)	104,1	0,29	46,5
5	Восходящие грифоны, Родник 5 (выход загрязненных вод)	146,7	0,39	4,2
10	Пещера (выход загрязненных вод)	66,7	37,4	8,1
11	Родник 7, Арапов Ключ	0	0,07	23,2
12	Родник 8, Скальный лог	66,7	0,08	6,9
13	Выход р. Ясыл	0	0,34	7,3

Три года наблюдений позволяют сделать следующие выводы о распространении солей и галофильных микроорганизмов по площади водосборного бассейна реки Ясыл:

хлориды обладают хорошей растворимостью, вероятно, поэтому в среднем и нижнем течении их концентрации существенно снижаются в любой гидрологический сезон. Наибольшие концентрации фиксируются в верховьях лога Арапов Ключ, в непосредственной близости от истока р. Ясыл и технических объектов нефтепромысла;

содержание гидрокарбонатов разнится по сезонам, определенной закономерности не прослеживается, территориально максимальные значения зафиксированы в Пономаревской пещере, в загрязненных родниках 2 и 3, а также в 2018 г. в верховье Ясылского лога (родник 6, ручей 2);

по сульфатам в каждой точке обнаруживаются превышения ПДКр.х., минимальные значения чаще всего приурочены к периодам половодий. Загрязнение сульфатами территориально довольно однородно, высокие концентрации наблюдаются, как вблизи истока, так и рядом с устьем реки, и это нормальная картина для районов развития сульфатного карста;

галофильные микроорганизмы были обнаружены при повышенном содержании хлоридов, определены места их постоянного присутствия.

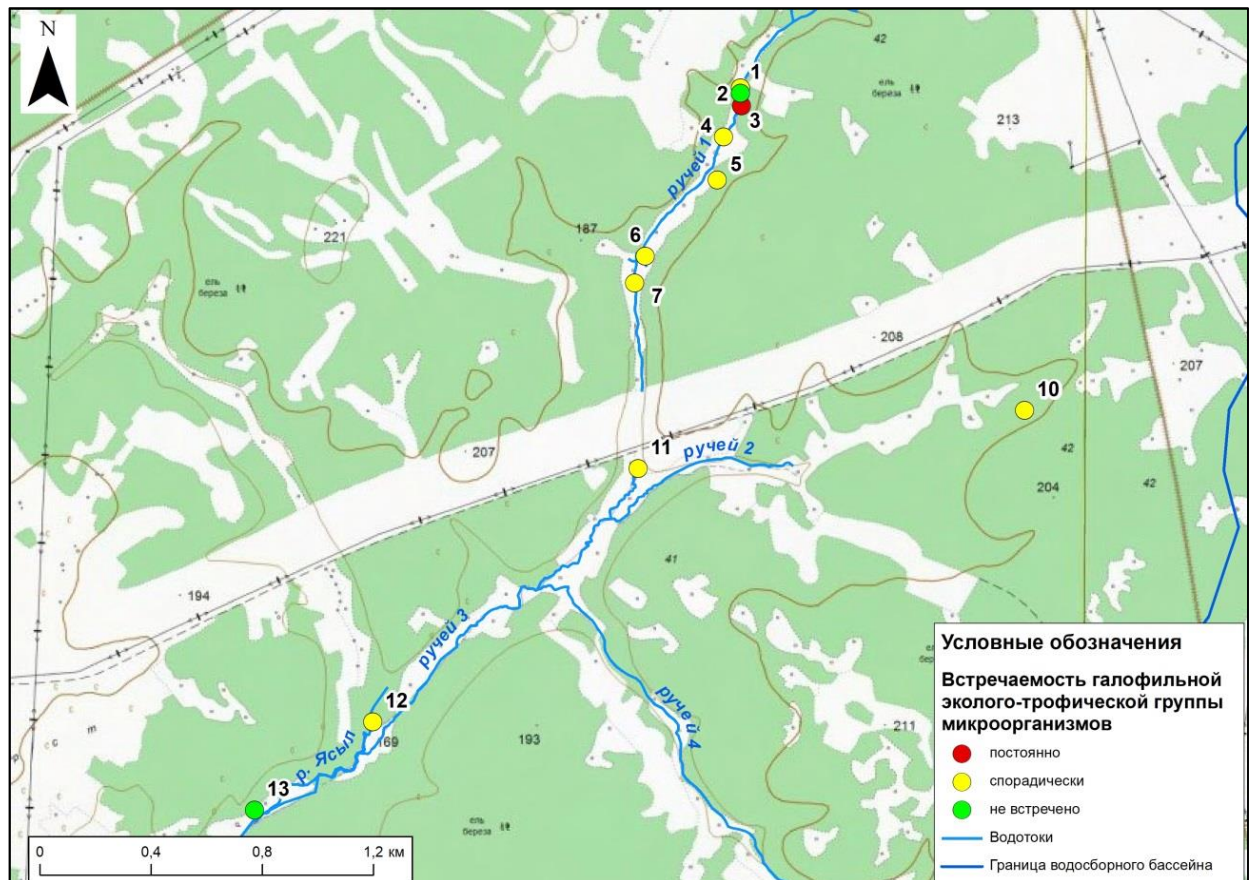


Рисунок 56. Встречаемость галофильных микроорганизмов за весь период наблюдений

Таким образом, техногенный галогенез выражен в увеличении концентрации хлоридов, гидрокарбонатов, обуславливает формирование в карстовых полостях экосистем со значительным участием галофильных микроорганизмов.

3.4.3. Дешифрирование последствий галогенеза на основе данных аэрофотосъемки

На исследуемой территории выявлено 3 типа объектов, ассоциируемых с галогенезом (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

Помутнение воды и смена цвета водоёма на голубовато-белесый (рис. 54) обусловлено большим количеством нанометровых дисперсных частиц гидрированных сульфатов (растворение гипса) в воде (*Плотникова, 2019*).

Смена цвета водоёма на зелёно-жёлтый (рис. 54), предположительно объясняется интенсивным разрастанием галофильной водной растительности, водорослей в засоленных водоёмах.

Скопление белых проявлений (пятен) на поверхности земли (рисунок 57). Вероятно, такие пятна представляют собой солепроявления – результат испарения жидкости, насыщенной водорастворимыми солями, из почвы.

Большая часть выявленных объектов также была верифицирована с помощью результатов анализов почв, вод и фотографий, сделанных в ходе полевых обследований 2016 г., 2018 г.

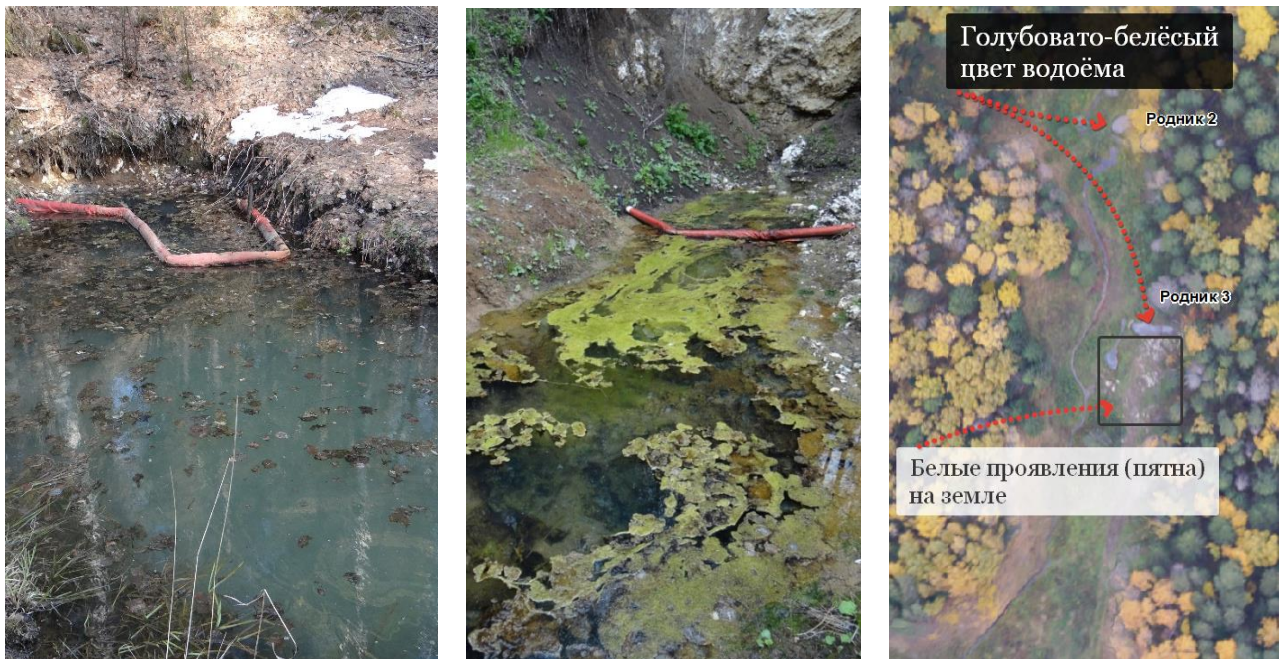


Рисунок 57. Признаки галогенеза: смена цвета водоемов на голубовато-белёсый (Родник 2 – ПП2 (Фото 27.04.2017 г.)) и зелёно-жёлтый (Родник 3 – ПП3 (Фото 02.06.2017 г.)), а также пятна солепроявлений на поверхности земли (южнее Родника 3). Аэрофотосъемка проведена 29.09.2016 г.

Сравнение результатов химического анализа воды с визуальными признаками галогенеза, фиксируемыми на ортофотопланах, представлены в таблице 19.

Таблица 19

Сопоставление данных о галогенезе в отобранных пробах воды с результатами дешифрирования аэрофотосъемки

№	Площадка	Признаки галогенеза: по данным химических анализов (X – хлориды; С – сульфаты; Г – гидрокарбонаты)* / по ортофотоплану (– не выявлены; + выявлены)	
		2016 г.	2018 г.
1	Родник 1 (ПП1)	XГ / +	СГ / +
2	Родник 2 (ПП2)	XСГ / +	XГ / +
3	Родник 3 (ПП3)	XГ / +	XСГ / +
4	Дамба, ручей 1 (ПП4)	Г / +	XСГ / +
5	Родник 5, Восходящие грифоны (ПП5)	СГ / +	СГ / –
6	Родник 7, Арапов Ключ (ручей 1) (ПП11)	СГ / +	XСГ / –
7	Родник 8, Скальный лог (ПП12)	СГ / +	СГ / –
8	Родник 9, выход р. Ясыл (ПП13)	СГ / +	СГ / –
9	Родник 6, верховье ясылского лога, пруд-нефтеловушка (ПП18)	н.д. / +	СГ / +
10	Ручей 2, ниже нефтеловушки (ПП19)	н.д. / +	СГ / –
11	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и 2 (ПП20)	н.д. / –	Г / –
12	р. Ясыл, выше впадения ручья 5 (ПП24)	н.д. / –	Г / –
13	р. Ясыл, ниже впадения ручья 5 (ПП25)	н.д. / –	СГ / –
14	р. Ясыл, ниже прудов (ПП26)	н.д. / –	СГ / –
15	р. Ясыл, устье (ПП27)	н.д. / –	Г / –

* **Примечание.** Жирным шрифтом отмечены параметры, по которым зафиксировано превышение фоновых значений в 2 и более раз.

Превышение фоновых значений концентрации солей (хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов) отмечено на 16 площадках. Согласно результатам лабораторных исследований проб воды (за 2016 г. и 2018 г.), отмечено 23 таких случая. Признаки галогенеза (помутнение и смена цвета на голубовато-белёсый или зелёно-жёлтый) выявлены на ортофотопланах в 15 случаях. При этом, в 2 таких случаях визуальные признаки галогенеза не подкрепляются данными химического анализа, так как пробы в близкие (в том же году) даты не отбирались.

Кроме 15 случаев визуальной фиксации галогенеза на пробных площадках, аналогичные проявления отмечены еще на 11 других участках. Из них 10 таких

участков представляют собой водоемы или водотоки с характерным голубовато-белёсым цветом. Все они расположены либо между пробными площадками, либо в непосредственно близости от них выше по склону логов. Еще 1 случай, отнесённый к галогенезу, представляет собой скопление белых проявлений (пятен) на поверхности земли (рисунок 57).

Отмечено 6 случаев значительных (в 2 и более раз выше фона) превышений фоновых концентрации хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов. При этом, характерные признаки галогенеза выявлены в 5 случаях. В еще 1 случае (Ручей 2, ниже нефтеловушки (ПП19) – съёмка мая 2018 г.) идентификация признаков галогенеза была сильно затруднена сильной облачностью во время съёмки. Искажение цвета воды, вызванное отражением облаков в водотоке, могло помешать идентифицировать характерные признаки галогенеза.

Таким образом, высокая концентрация растворённых форм солей (фиксируемых лабораторными исследованиями) довольно строго коррелирует с высокими концентрациями дисперсной фазы гидрированных сульфатов, отвечающих за появление мути и смену цвета на голубовато-белёсый.

Возможными факторами, дополнительно влияющими на выраженность визуальных изменений воды при высоких концентрациях солей, могут быть: скорость течения, температура воды.

Пространственное распределение участков, на которых отмечена битумизация и галогенез, показано в таблице 20 (*Khotyanovskaya et al, 2023*).

Таблица 20

Участки идентифицированных проявлений битумизации и галогенеза

Процесс	Число выявленных участков, шт.	Площадь выявленных участков, м ²
Битумизация*	5	1270
Галогенез	21	10142
<i>В том числе:</i>		
- в верхней части водосбора	16	5863
- в средней части водосбора	5	4279

* **Примечание.** Все участки битумизации, выявленные путем дешифрирования ортофотопланов, находятся в верхней части водосбора р. Ясыл.

Пространственное распределение выявленных участков, так же, как и в случае с механогенезом, позволяет говорить о взаимосвязи нефтепромысловых объектов и распространения явлений битумизации и галогенеза. Большая часть участков, на которых отмечены последствия битумизации и галогенеза, выявлена в верхней части водосбора р. Ясыл; меньшая – в средней. В нижней части водосбора таких участков не отмечено.

3.5. Загрязнение воздушной среды

3.5.1. Состояние атмосферного воздуха

Результаты обследования атмосферного воздуха представлены в таблице 21. Ниже ПДК м.р. концентрации вредных веществ в точках 2 (родник 2, выход загрязненных вод), 3 (родник 3, выход загрязненных вод), 5 (восходящие грифоны, выход загрязненных вод) и на фоновой площадке (точка 8) (рисунок 58).

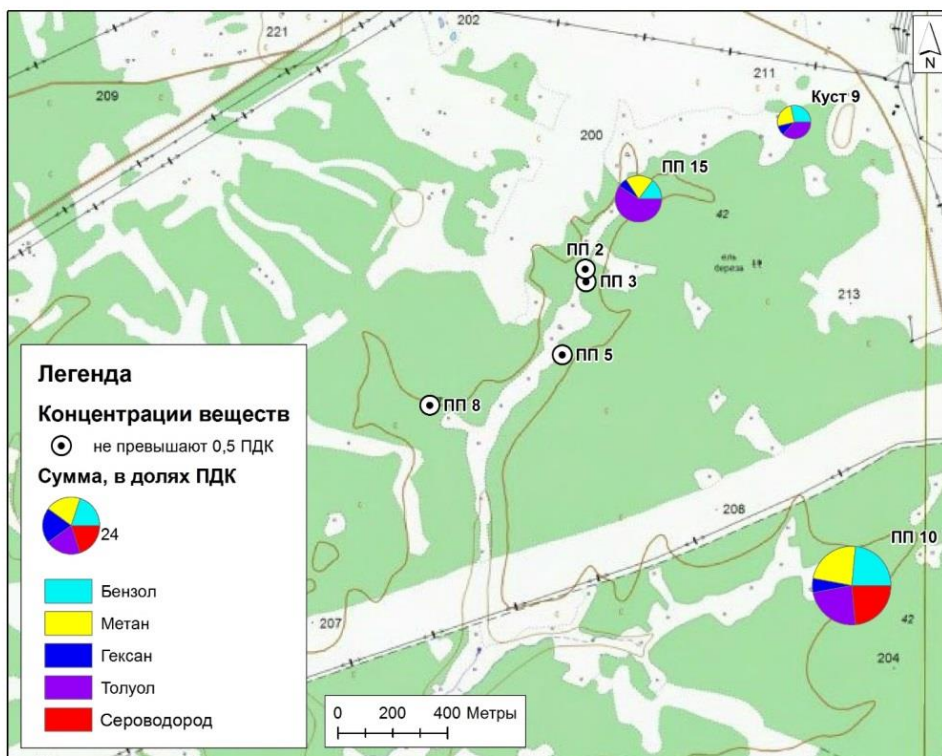


Рисунок 58. Концентрации загрязняющих веществ в точках обследования

Наибольшее загрязнение атмосферного воздуха было отмечено у входа в Пономаревскую пещеру (точка 10) (рисунок 59). Превышение ПДК по бензолу, гексану, толуолу и сероводороду зарегистрировано более чем в 10 раз (выше диапазона измерения прибора), по метану в 9,2 раза.



Рисунок 59. Вход в Пономаревскую пещеру (точка 10)

Таблица 21

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, 2016 г.

Показатель	ПДК м.р. мг/м ³	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, мг/м ³						
		ПП 2, родник	ПП 3, родник	ПП 5, родник	ПП 8, фон	ПП 10, вход в пещеру	ПП 15, воронка	Разлив у куста скважин №9
Бензол	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	>2,5	0,75	0,82
Метан	50	<25	<25	<25	<25	462	165	121
Гексан	60	<30	<30	<30	<30	>150	64	51,3
Метилбензол (Толуол)	0,6	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	>25	7,9	2,12
Формальдегид	0,035	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005
Дигидросульфид (Сероводород)	0,008	0,003	<0,004	0,004	<0,004	>5	0,003	0,003
Аммиак	0,2	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02
Гидрохлорид (Хлороводород)	0,2	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05

**Примечание. < - ниже предела точности метода*

В загрязненной нефтью карстовой воронке (ПП 15, рисунок 60) концентрации по половине показателей превышены: толуол – 13 ПДК, метан – 3,3 ПДК, бензол – 2,5 ПДК, гексан – 1,1 ПДК.



Рисунок 60. Загрязненная карстовая воронка (ПП 15)

Вблизи куста скважин №9 (рисунок 61) на участке нефтяного загрязнения отмечены превышения нормативов по толуолу (3,5 ПДК), бензолу (2,7 ПДК), метану (2,4 ПДК).



Рисунок 61. Участок нефтяного загрязнения вблизи куста скважин №9

Результаты количественного химического анализа атмосферного воздуха в 2017 г. представлены в таблице 22. Загрязнение предельными углеводородами и метаном значительно ниже существующих нормативов качества атмосферного воздуха во всех точках наблюдений.

Загрязнение ароматическими углеводородами во всех точках наблюдений не превышает гигиенических нормативов, как по средним, так и по максимальным разовым концентрациям.

Загрязнение сероводородом существенно превышает ПДК лишь в двух точках: родник 2 – 4,5 ПДКм.р., 2,7 ПДКс.с.; Пономаревская пещера – 28,5 ПДКм.р., 14,3 ПДКс.с.

Результаты количественного химического анализа атмосферного воздуха за 2018 г. представлены в таблице 23.

Загрязнение предельными углеводородами отмечено на всех трех площадках наблюдений в августе 2018 г. В мае повышенные концентрации этилбензола наблюдались на границе промплощадки куста скважин №9.

На площадке наблюдений у входа в Пономаревскую пещеру стабильное многократное превышение ПДК по сероводороду в атмосферном воздухе отмечалось за все три года наблюдений.

В результате битумизации часть карстовых полостей (Пономаревская пещера, карстовая воронка) стали источником загрязнения атмосферного воздуха сероводородом, бензолом, метаном, гексаном, толуолом и предельными углеводородами.

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, 2017 г.

Показатель	ПДК м.р.* ОБУВ	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, мг/м ³											
		Куст скважин №9		ПП 15, воронка		ПП 2, Родник		ПП 18, Родник, верховье Ясьльского лога		ПП 10, Пономаревская пещера		поселок Красный Ясыл	
		макс. разовая	средня я	макс. разова я	средня я	макс. разова я	средня я	макс. разова я	средня я	макс. разова я	средня я	макс. разова я	средня я
сероводород	0,008	<0,006	<0,006	<0,006	<0,006	0,036	0,0218	<0,006	<0,006	0,228	0,114	<0,006	<0,006
бензол	0,3	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	0,019	<0,01	0,01	<0,01	0,01	0,072	<0,01	<0,01
этилбензол	0,02	<0,01	<0,01	0,017	<0,01	0,017	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	0,013	<0,01
предельные углеводороды (C1-C5)	200	1,4	1,7	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2
предельные углеводороды (C6-C10)	50	1,9	2	2,5	2,0	2,5	2,0	<1	<1	1	<1	1	<1
метан	50	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2

* *Примечание.* < - ниже предела точности метода

**Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в
атмосферном воздухе, 2018 г.**

Показатель	ПДК м.р.* ОБУВ	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, мг/м ³					
		Куст скважин №9		ПП 15, карстовая воронка		ПП 10, Пономаревская пещера	
		макс. разовая	средняя	макс. разовая	средняя	макс. разовая	средняя
Май, 2018							
сероводород	0,008	<0,006	<0,006	< 0,006	<0,006	0,062	0,035
бензол	0,3	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
этилбензол	0,02	0,017	0,012	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
предельные углеводороды (C1-C5)	200,0	1,3	1,2	1,6	1,3	1,4	1,2
предельные углеводороды (C6-C10)	50,0	1,4	1,1	1,4	1,2	1,5	1,2
метан	50,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0
Август, 2018							
сероводород	0,008	<0,006	<0,006	<0,006	<0,006	>0,1	>0,1
бензол	0,3	<0,01	<0,01	0,011	0,010	0,065	0,038
этилбензол	0,02	<0,01	<0,01	0,01	0,01	<0,01	<0,01
предельные углеводороды (C1-C5)	200,0	1,3	1,17	1,4	1,33	1,2	1,10
предельные углеводороды (C6-C10)	50,0	62	25,8	9,5	9,2	59	36,9
метан	50,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0	<2,0

* *Примечание.* < - ниже предела точности метода

3.5.2. Газогеохимические исследования

Учитывая возможность разбавления откачиваемых из шпуров и скважин газов атмосферным воздухом, при интерпретации использовались максимальные зафиксированные концентрации, что позволяет оценить наиболее высокое содержание в приповерхностном газовом фоне опасных компонентов.

Содержание метана в почвенном воздухе во всех пунктах наблюдения установлено не было. Концентрация кислорода варьировала в пределах от 20,3

до 20,9 об. % при преобладающем значении 20,9 об. %, что соответствует нормальной концентрации кислорода в составе атмосферного воздуха в нормальных условиях (температуре 20 °С и атмосферном давлении 760 мм рт. ст.).

Содержание углекислого газа в опробованных пикетах также близко к содержанию газа в атмосфере. В абсолютном большинстве пикетов содержание двуокиси углерода не превысило 0,1 об. % (в атмосферном воздухе при нормальных условиях – 0,04 об. %). Большие значения – от 0,2 до 0,8 об. % – наблюдались в 7 пикетах (№№ 42, 90, 130, 183, m12, m18, m27).

Повышенные концентрации сероводорода фиксировались, преимущественно, в точках наблюдения, расположенных по профилям вдоль русла р. Ясыл. Диапазон измеренных значений концентрации сероводорода – от 0 до 9,5 ppm. Участки повышенной концентрации сероводорода в почвенном воздухе приурочены к долине правого притока р. Ясыл. Наибольшие значения – 5,9-9,5 ppm (пикеты №№ 5, 6, 7) – характерны для точек наблюдения, расположенных вблизи карстовых полостей (площадки наблюдений 6 и 7).

Результаты измерений концентрации газов в почвенном воздухе приведены в таблице 24. Результаты измерения концентрации сероводорода в почвенном воздухе в пределах территории изучаемого участка приведены на рисунке 62.

Таблица 24

Результаты газогеохимических исследований, 2016 г.

№ ПП	Определяемый газ	Ед. изм. концентрации	Диапазон измеренных значений	Среднее значение	ПДК	Количество пикетов с превышением ПДК
1	Сероводород	ppm	0-9,5	0,28	7,2	1
2	Кислород	об. %	20,3-20,9	20,9	-	-
3	Углекислый газ	об. %	0-0,8	0	>1,0	-
4	Метан	об. %	н/о	н/о	>5,0	-

* *Примечание.* н/о – не обнаружен

Повышенное содержание углекислого газа и сероводорода в составе почвенного воздуха может быть связано с наиболее характерной особенностью естественных процессов глееобразования – восстановлением

окисного железа в закисное (Зеликов, 1973). Не исключено, что повышенное содержание углекислого газа в составе подпочвенного воздуха может быть связано с бактериальным окислением углеводородных компонентов, поступающих из нижележащей части разреза.

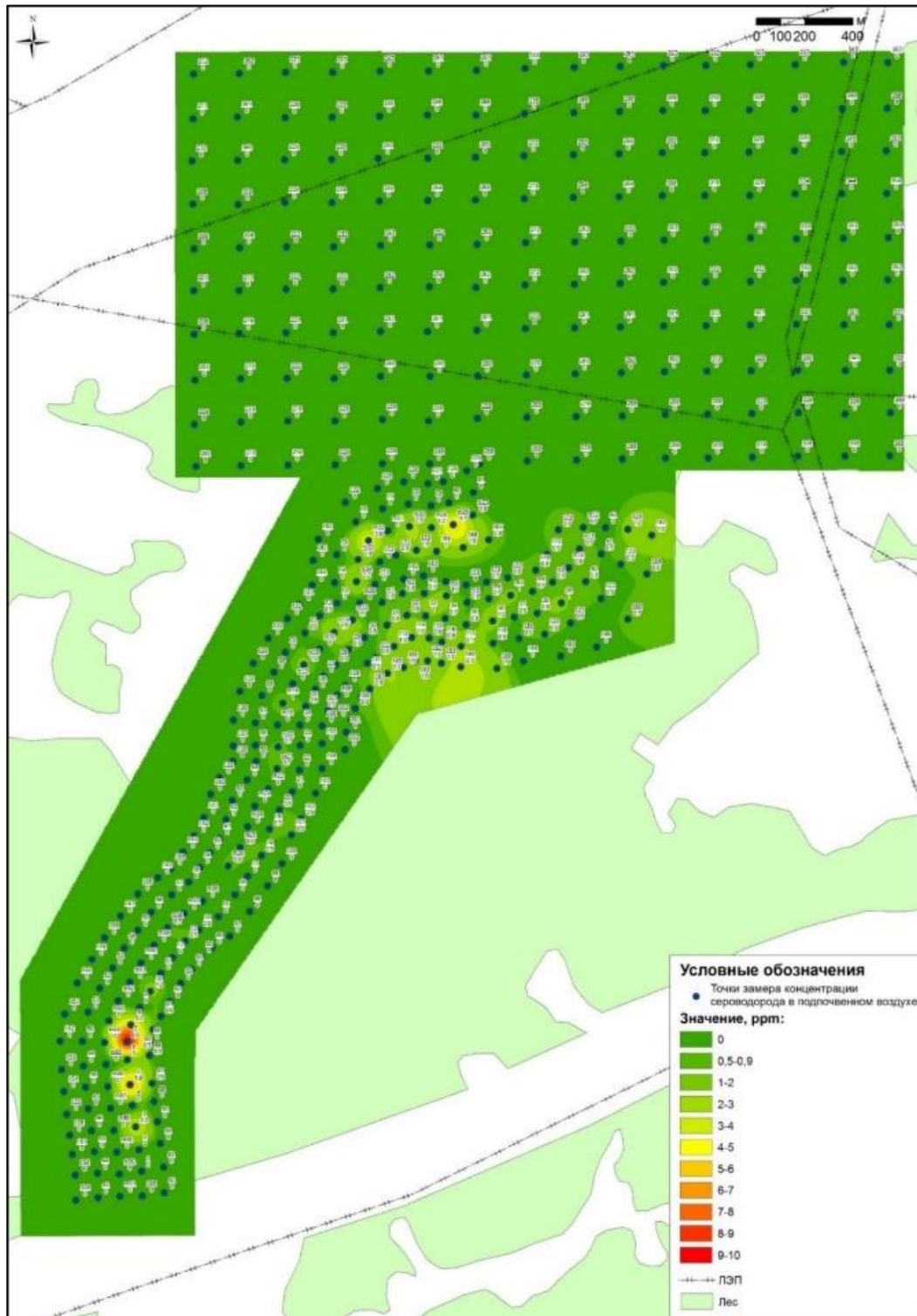


Рисунок 62. Результаты измерения концентрации сероводорода в подпочвенном воздухе (по данным лаборатории экологической геологии ЕНИ ПГНИУ)

Результаты газогеохимического исследования в 2017 г. приведены в таблице 25.

Таблица 25

Статистические параметры газогеохимических показателей, 2017 г.
(по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов Горного института УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

Параметр	Максимальная концентрация (C^{\max}) за время замера			
	CH ₄	УВГ	ЛОС	CO ₂
<i>гумусовый горизонт (глубина 0-0,2 м) – 103 шпура</i>				
Минимальное (X_{\min}), ppm	0,0	0,0	0,00	183,5
Максимальное (X_{\max}), ppm	5629,84	5726,66	9,83	18551,5
Среднее (X_{cp}), ppm	85,73	112,74	1,72	2359,1
Среднеквадратичное отклонение (σ), ppm	561,24	565,93	2,08	3541,15
Верхний предел фона ВПФ ($X_{\text{cp}} + \sigma$)*, ppm	135,28	149,04	2,96	2767,5
Количество аномальных пикетов (> ВПФ)	7	11	19	15
<i>подпочвенный воздух (глубина 0,2-0,7 м) – 191 шпур</i>				
Минимальное (X_{\min}), ppm	0,0	0,00	0,00	65,4
Максимальное (X_{\max}), ppm	1464,4	231634,0	149,44	16221,5
Среднее (X_{cp}), ppm	30,7	1299,0	2,24	2149,0
Среднеквадратичное отклонение (σ), ppm	48,1	16756,6	10,97	2519,7
Верхний предел фона ВПФ ($X_{\text{cp}} + \sigma$)*, ppm	78,8	374,25	3,85	3085,7
Количество аномальных пикетов (> ВПФ)	24	9	25	30
* - при расчете из выборки исключались «ураганные» значения (превышающие 3σ).				

По наиболее информативным газогеохимическим показателям (CH₄ и УВГ) количество аномальных пикетов не превысило 13-18% от числа опробованных. Из приведенных статистических данных (таблица 25) и характера распределения газогеохимических показателей (рисунок 63) видно, что для гумусового горизонта характерно более высокое содержание в составе почвенных газов метана, в то время как для подпочвенного воздуха отмечаются более высокие концентрации суммарного содержания углеводородов C₁-C₅ (УВГ), т.е. присутствие тяжелых углеводородов. Наиболее вероятным источником последнего является «газовое дыхание» недр – поступление миграционных углеводородов в зону аэрации из нижележащей части разреза.

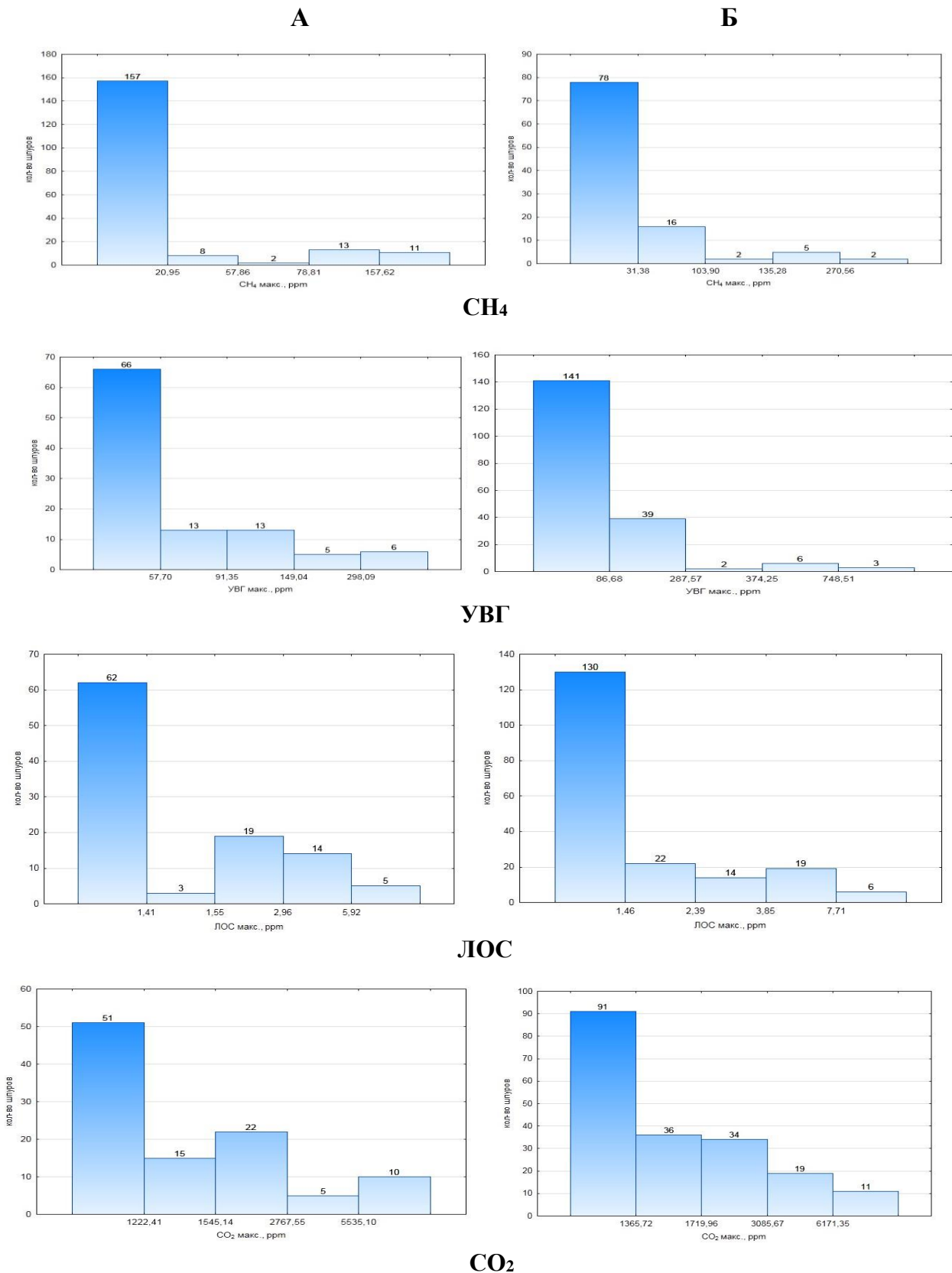


Рисунок 63. Гистограммы распределения газогеохимических показателей для гумусового горизонта (А) и почвенного воздуха (Б) (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов Горного института УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

Характер распределения газогеохимических показателей (СН₄, УВГ, ЛОС, СО₂) в почвенном воздухе (глубина опробования 0-0,2 м) и грунтовых газах (0,2-0,7 м) приведен на рисунках 64-65.

Северная часть площади обследования охватывала верховья лога Арапов Ключ. В пределах ее расположены площадки четырех действующих добывающих (№№ 701, 703, 707, 715) и одной нагнетательной (№ 760) скважин. Газогеохимическое зондирование их приустьевой зоны показало присутствие в приповерхностном газовом фоне вблизи некоторых скважин повышенных концентраций углеводородов, в составе которых доминируют гомологи метана (таблица 26).

Таблица 26

Результаты газогеохимического зондирования приустьевой зоны эксплуатационных скважин (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

№№ скважин	Максимальная концентрация показателей, ppm				Оценка интенсивности вертикального массопереноса
	ЛОС	СН ₄	УВГ	СО ₂	
701	0,00	0,00	0,00	3424,93	отсутствует
703	14,57	36,33	494,51	16221,46	повышенная
707	149,44	6,94	231634,0	15853,71	весьма значительная
715	9,15	112,01	658,32	13851,75	повышенная
760 (нагнетательная)	0,00	0,00	17,13	6196,04	отсутствует

Внимание привлекла скважина № 707, в приустьевой зоне которой в подпочвенном газе зафиксированы «ураганные» концентрации углеводородов С₁-С₅ и ЛОС (в сотни-тысячи раз превышающие ВПФ). Учитывая отсутствие визуальных признаков нефтезагрязнения опробованного разреза, можно предположить, что данные концентрации связаны с активизацией вертикального массопереноса газовых компонентов в околоствольном пространстве скважины из продуктивной части разреза за счет наличия дефектов в ее цементже.

Опробование прилегающей к площадке данных скважин территории выявило несколько пикетов (№№ 94, 128), характеризующихся повышенным содержанием в подпочвенном воздухе углеводородных газов (394-417 ppm), что

свидетельствует о локальном характере данного очага загрязнения. Ниже по потоку грунтовых вод повышенного содержания углеводородов в почвенных газах не выявлено.

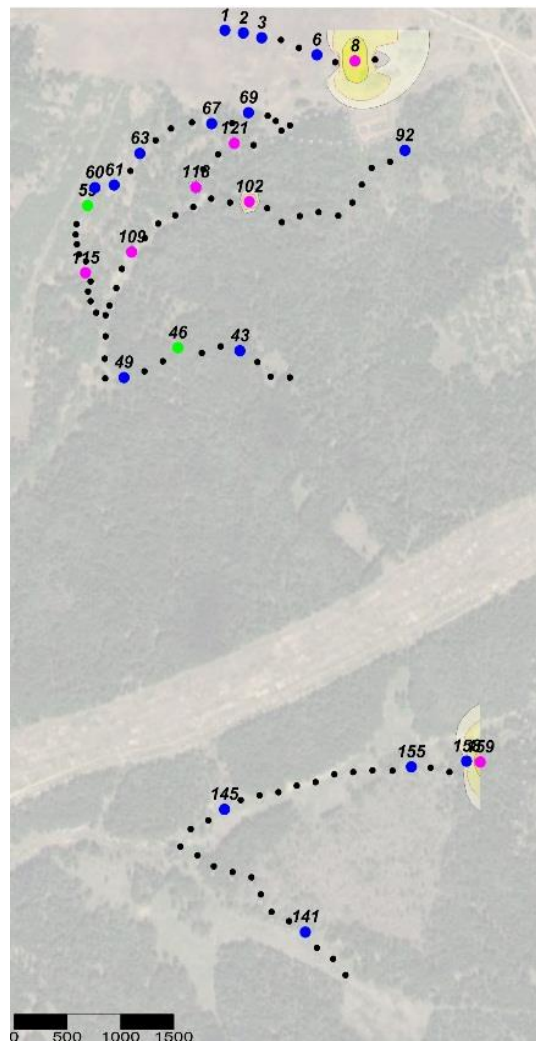
Западнее площадки нефтепромысловых объектов распределение аномальных пикетов носит мозаичный характер, причем повышенное содержание метана и его гомологов отмечается в основном в почвенных газах (глубина опробования 0-0,2 м). Следует отметить, что подобный характер распределения газогеохимических показателей отмечен по результатам опробования профиля №5, пройденного севернее куста скважин, где на ряде пикетов повышенное содержание углеводородов (CH_4 – до 957 ppm, УВГ – до 341-356 ppm) установлено также только в почвенных газах. В почвенном воздухе концентрации данных компонентов значительно ниже, что позволяет предполагать поверхностный источник формирования данной аномалии, в т.ч. возможное влияние нефтепровода, проходящего севернее данного профиля. Не исключено, что с данным источником связан и ряд аномальных пикетов, выявленных к западу от площадки нефтепромысловых объектов.

В районе зоны разгрузки грунтовых вод в верховьях лога Арапов Ключ большинство аномальных пикетов с повышенным содержанием углеводородов C_1 - C_5 (до 332-480 ppm) также связано с гумусовым горизонтом.

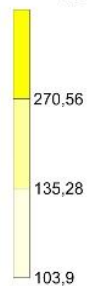
Следует отметить, что в процессе обследования данной территории единственным местом, где зафиксированы визуальные признаки нефтезагрязнения, является карстовая полость, расположенная в 1,7 км юго-западнее куста скважин, и прилегающая к ней территория (рис. 66). На момент обследования данное нефтезагрязнение выглядит «старым» – нефть значительно выветрена и трансформирована. Это подтверждается и результатами газогеохимического опробования данной полости – в ее атмосфере зафиксировано лишь присутствие незначительных концентраций тяжелых углеводородов (165 ppm) при отсутствии метана.

Другая газогеохимическая аномалия, выявленная при опробовании рассматриваемого района, приурочена к пикетам №№ 15-23 профиля №5,

пройденного восточнее куста эксплуатационных скважин (рисунок 66). При опробовании подпочвенного воздуха в отдельных пикетах содержание метана достигало 1464 ppm, УВГ до 622-3668 ppm, что свидетельствует о нефтидном типе данной аномалии, т.е. наличии зоны нефтезагрязнения приповерхностной части разреза. Наиболее вероятным источником формирования данного очага загрязнения является внутрипромысловый нефтепровод, проходящий восточнее пройденного профиля.



содержание CH₄, ppm:



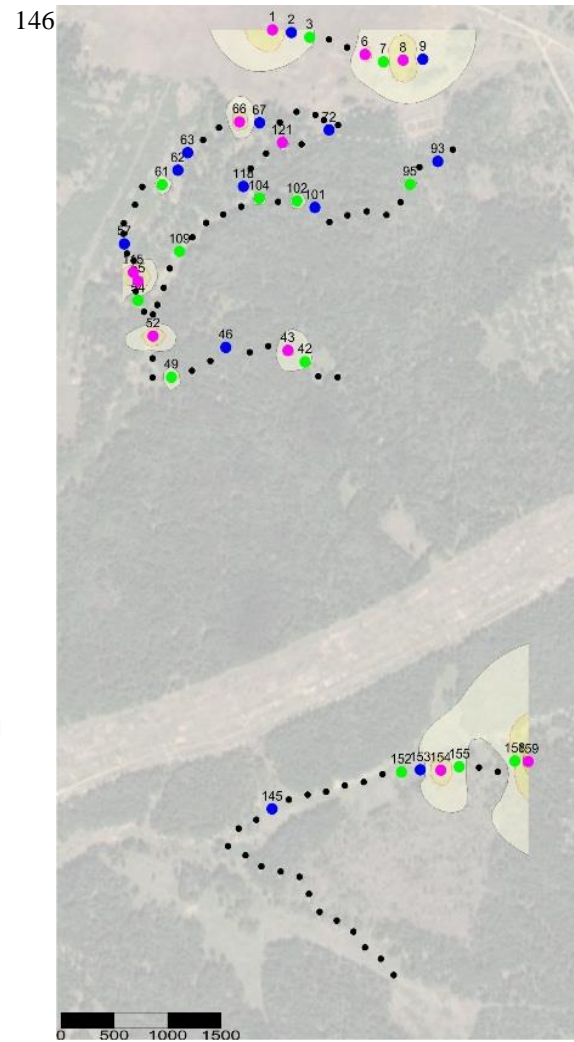
— верхний предел фона

содержание CH₄ в шпуре:

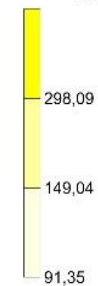
- 31,38 ppm - 103,9 ppm
- 103,9 ppm - 135,28 ppm
- 135,28 ppm - 5629,85 ppm

0 500 1000 1500

CH₄



содержание УВГ, ppm:



— верхний предел фона

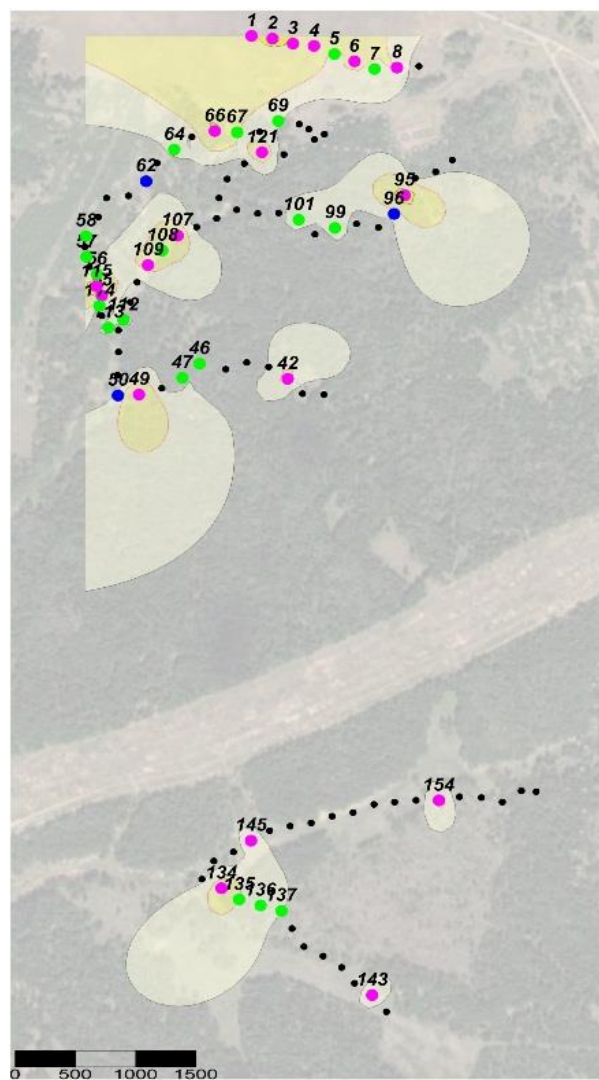
содержание УВГ в шпуре:

- 51,7 ppm - 91,35 ppm
- 91,35 ppm - 149,04 ppm
- 149,04 ppm - 5726,67 ppm

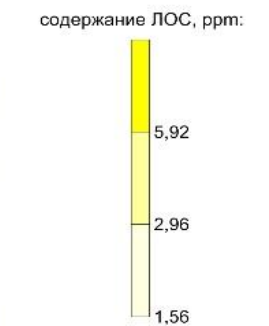
0 500 1000 1500

УВГ

Рисунок 64. Результаты газогеохимического опробования гумусового горизонта (0-0,2 м) (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

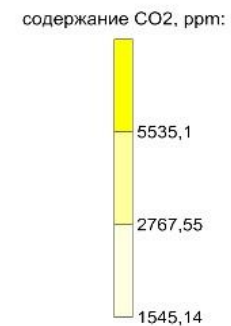
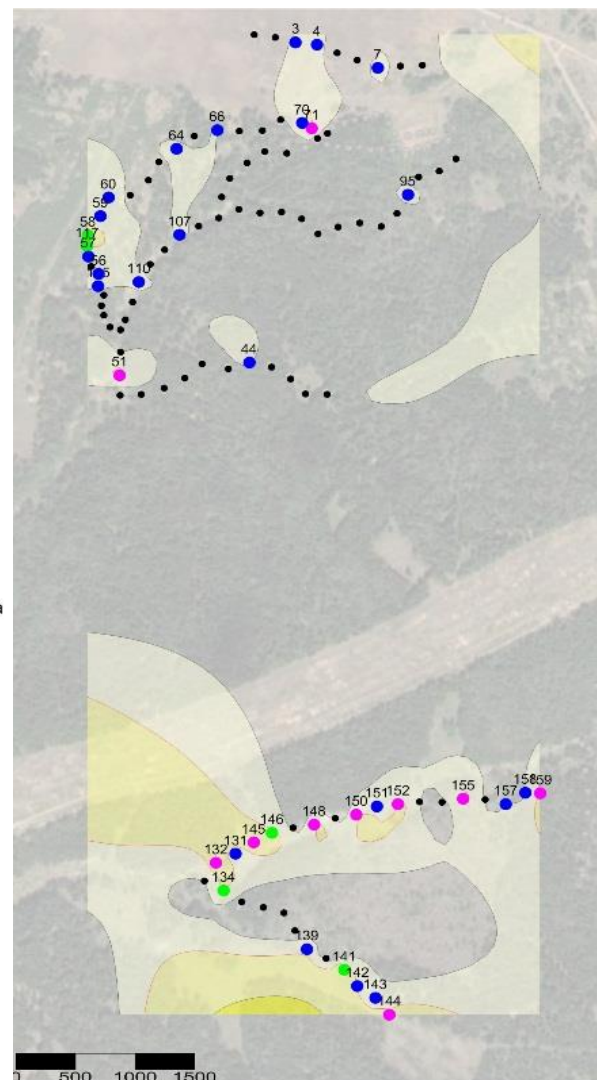
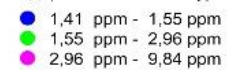


ЛОС



— верхний предел фона

содержание ЛОС в шпуре:



— верхний предел фона

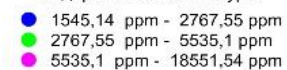
содержание CO₂ в шпуре:CO₂

Рисунок 64 (окончание). Результаты газогеохимического опробования гумусового горизонта (0-0,2 м) (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

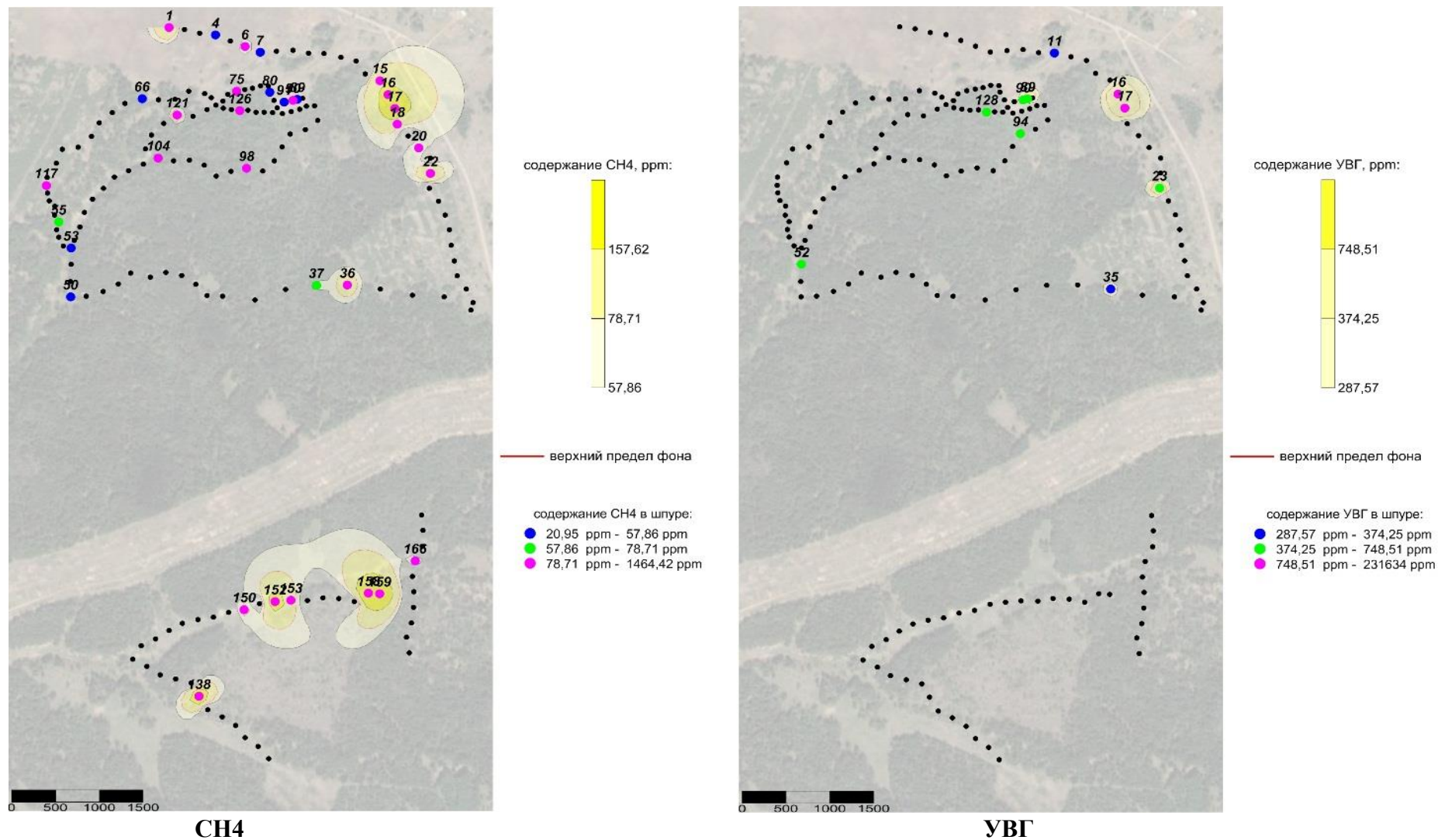
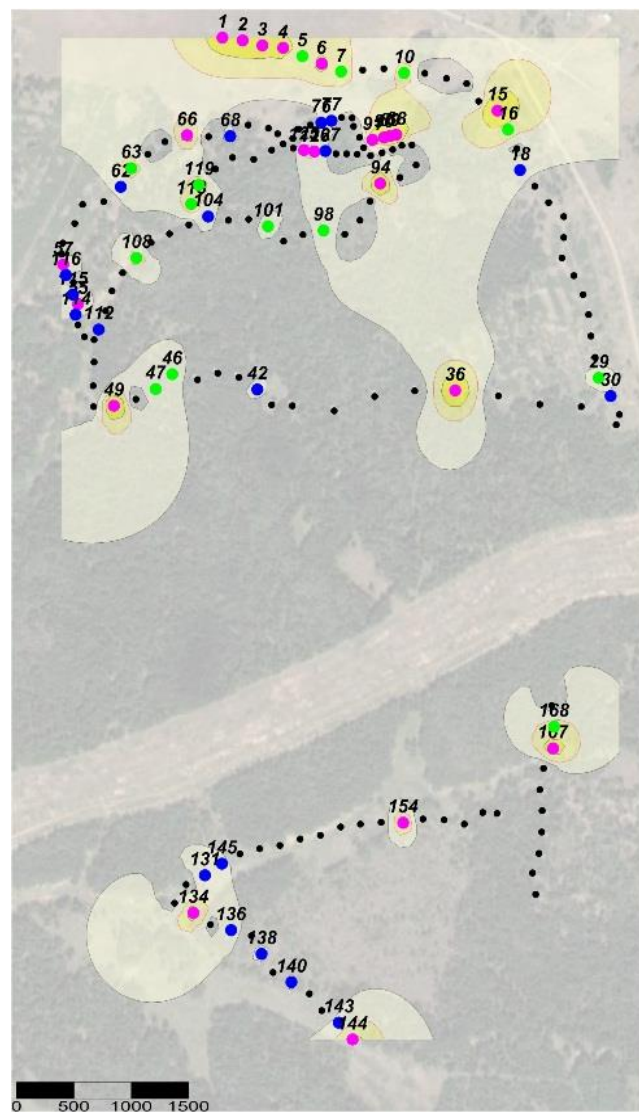


Рисунок 65. Результаты газогеохимического опробования подпочвенного воздуха (0,2-0,7 м)
(по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)



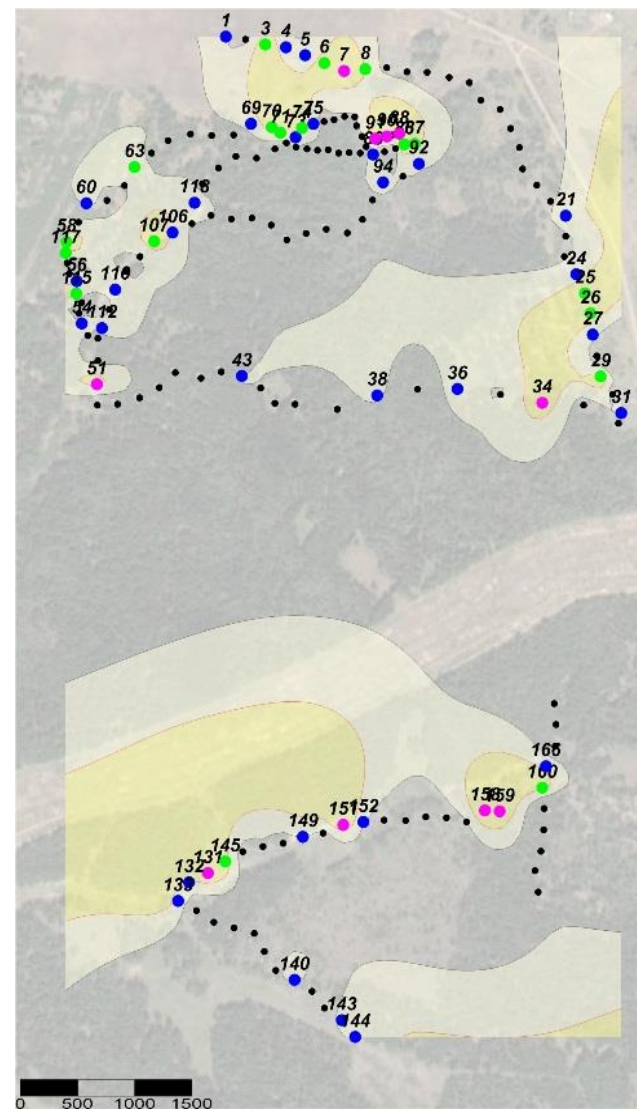
содержание ЛОС, ppm:



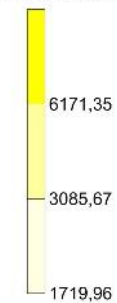
— верхний предел фона

содержание ЛОС в шпуре:

- 1,46 ppm - 2,39 ppm
- 2,39 ppm - 3,85 ppm
- 3,85 ppm - 149,45 ppm



содержание CO2, ppm:



— верхний предел фона

содержание CO2 в шпуре:

- 1719,96 ppm - 3085,67 ppm
- 3085,67 ppm - 6171,35 ppm
- 6171,35 ppm - 16221,46 ppm

ЛОС

CO₂

Рисунок 65 (окончание). Результаты газогеохимического опробования подпочвенного воздуха (0,2-0,7 м) (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)



Рисунок 66. Карстовая полость и прилегающая к ней местность с признаками нефтезагрязнения

В южная часть площади обследования проводилось для выяснения обстановки в районе Пономаревской пещеры, где ранее фиксировалась разгрузка нефти. На момент исследования визуальных признаков нефтезагрязнения данной пещеры и начинающегося в ней водотока не зафиксировано (рисунок 67).



Рисунок 67. Пономаревская пещера

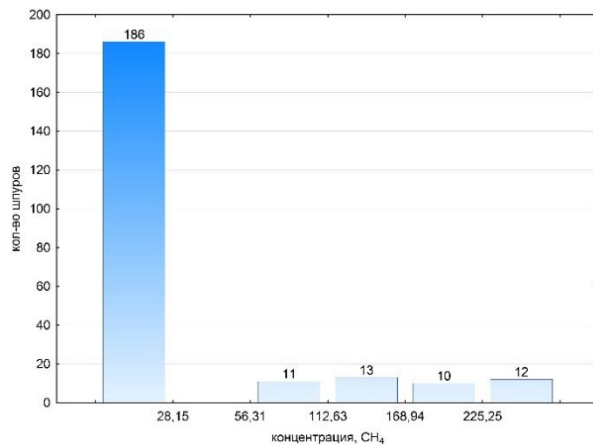
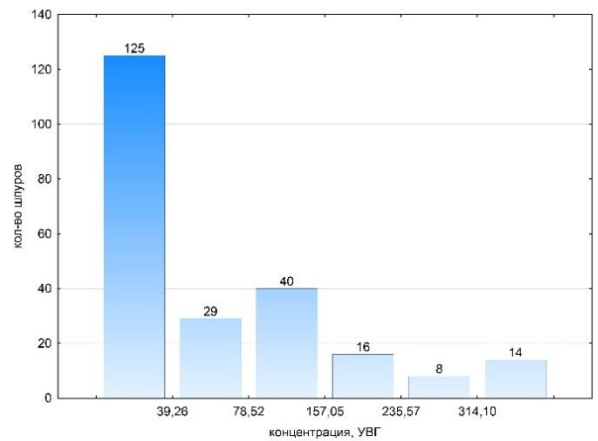
Опробование ее атмосферы показало, что максимальное содержание в воздухе метана (CH_4^{max}) не превышает 94 ppm, суммарного содержания углеводородов $\text{C}_1\text{-C}_5$ (УВГ^{max}) – 49 ppm, т.е. находится в пределах фоновых значений. Вместе с тем, в двух шпурах (№№ 158, 159), пройденных вблизи пещеры, в составе подпочвенного воздуха зафиксировано аномально высокое содержание метана (347-5630 ppm) и его гомологов (до 5727 ppm), что не исключает наличие в данном районе локального очага нефтезагрязнения приповерхностной части разреза. Незначительное превышение фоновых значений метана (CH_4 – 105-292 ppm) в подпочвенном воздухе зафиксировано западнее данного района (пикеты №№ 150, 152, 153), однако влияние данного очага загрязнения на лог Арапов Ключ не прослеживается.

Результаты газогеохимического исследования в 2018 г. приведены в таблице 27. Для оценки параметров распределения газогеохимических показателей и выделения фоновых значений произведена статистическая обработка полученных данных (рисунок 68, таблица 28).

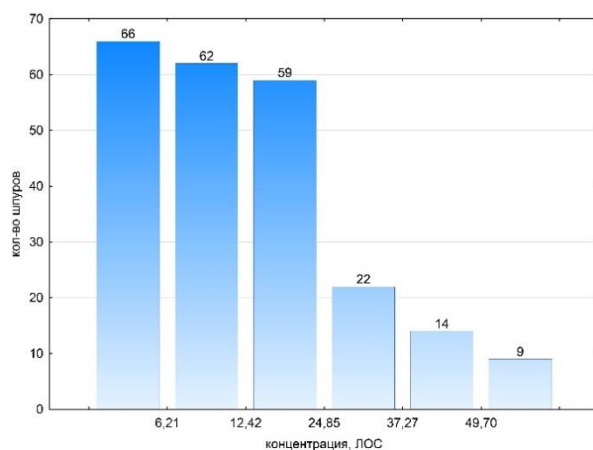
Статистические параметры газогеохимических показателей, 2018 г.
(по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

Параметр	Максимальная концентрация (C^{\max}) за время замера			
	CH ₄	УВГ	ЛОС	CO ₂
Минимальное (X_{\min}), ppm	0,0	0,0	0,0	425,8
Максимальное (X_{\max}), ppm	332,1	413,79	46,48	4710,7
Среднее (X_{cp}), ppm	34,8	65,5	13,70	2137,1
Среднеквадратичное отклонение (σ), ppm	77,8	91,5	11,15	853,7
Верхний предел фона ВПФ ($X_{\text{cp}} + \sigma$)*, ppm	112,6	157,0	24,85	2990,9
Количество аномальных пикетов (> ВПФ)	35	38	45	55

* - при расчете из выборки исключались «ураганные» значения (превышающие 3σ).

CH₄

УВГ



ЛОС

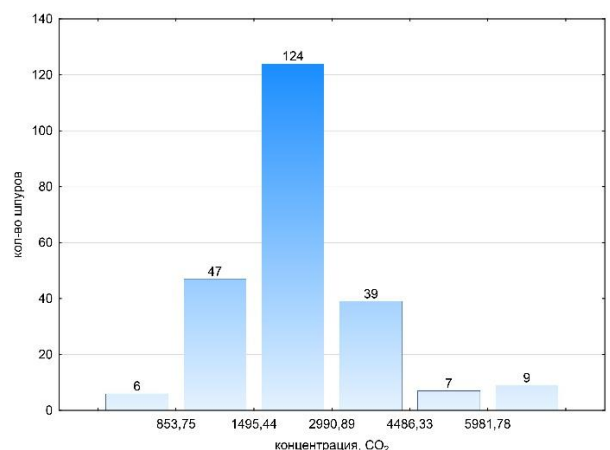
CO₂

Рисунок 68. Гистограммы распределения газогеохимических показателей (C^{\max}), 2018 г. (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

Характер распределения газогеохимических показателей на опробованной территории приведен на рисунках 69-70.

При интерпретации характера распределения газогеохимических показателей учитывались аномальные пикеты по результатам опробования в 2017 г. С учетом этих данных условно принята следующая ранжировка аномальных концентраций углеводородных газов (СН₄, УВГ), используемых в качестве основных показателей:

- низкая контрастность: СН₄, УВГ – 200-300 ppm;
- средняя контрастность: СН₄ – 300-1000 ppm, УВГ – 300-500 ppm;
- высокая контрастность: СН₄ – более 1000 ppm, УВГ – более 500 ppm.

Визуальных признаков поверхностного нефтезагрязнения в 2018 г. площадок скважин добывающих (№№ 701, 703, 707, 715), одной нагнетательной (№ 760) скважин и прилегающей территории не зафиксировано. В то же время газогеохимическое зондирование приустьевой зоны скважин показало, что, как и в 2017 г., в приповерхностном газовом фоне вблизи некоторых скважин фиксируется присутствие повышенных концентраций углеводородов, в составе которых доминируют гомологи метана (таблица 28).

Таблица 28

Результаты газогеохимического зондирования приустьевой зоны эксплуатационных скважин (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН – филиала ПФИЦ УрО РАН)

№№ скважин	Максимальная концентрация (С ^{max}), ppm *				Оценка интенсивности вертикального массопереноса
	ЛОС	СН ₄	УВГ	СО ₂	
701	$\frac{17,63}{0,00}$	$\frac{0,01}{0,00}$	$\frac{149,61}{0,00}$	$\frac{9156,92}{3424,93}$	отсутствует
703	$\frac{28,74}{14,57}$	$\frac{94,94}{36,33}$	$\frac{475,58}{494,51}$	$\frac{8034,72}{16221,46}$	повышенная
707	$\frac{87,24}{149,44}$	$\frac{3065,64}{6,94}$	$\frac{20145,99}{231634,00}$	$\frac{64932,55}{15853,71}$	весьма значительная
715	$\frac{34,38}{9,15}$	$\frac{159,74}{112,01}$	$\frac{645,97}{658,32}$	$\frac{5680,99}{13851,75}$	повышенная
760 нагнетательная	$\frac{7,45}{0,00}$	$\frac{0,01}{0,00}$	$\frac{46,97}{17,13}$	$\frac{5053,15}{6196,04}$	отсутствует
754	$\frac{7,45}{0,00}$	$\frac{0,01}{0,00}$	$\frac{46,97}{17,13}$	$\frac{5053,15}{6196,04}$	отсутствует

* в числителе – результаты опробования в 2018 г., в знаменателе – в 2017 г.

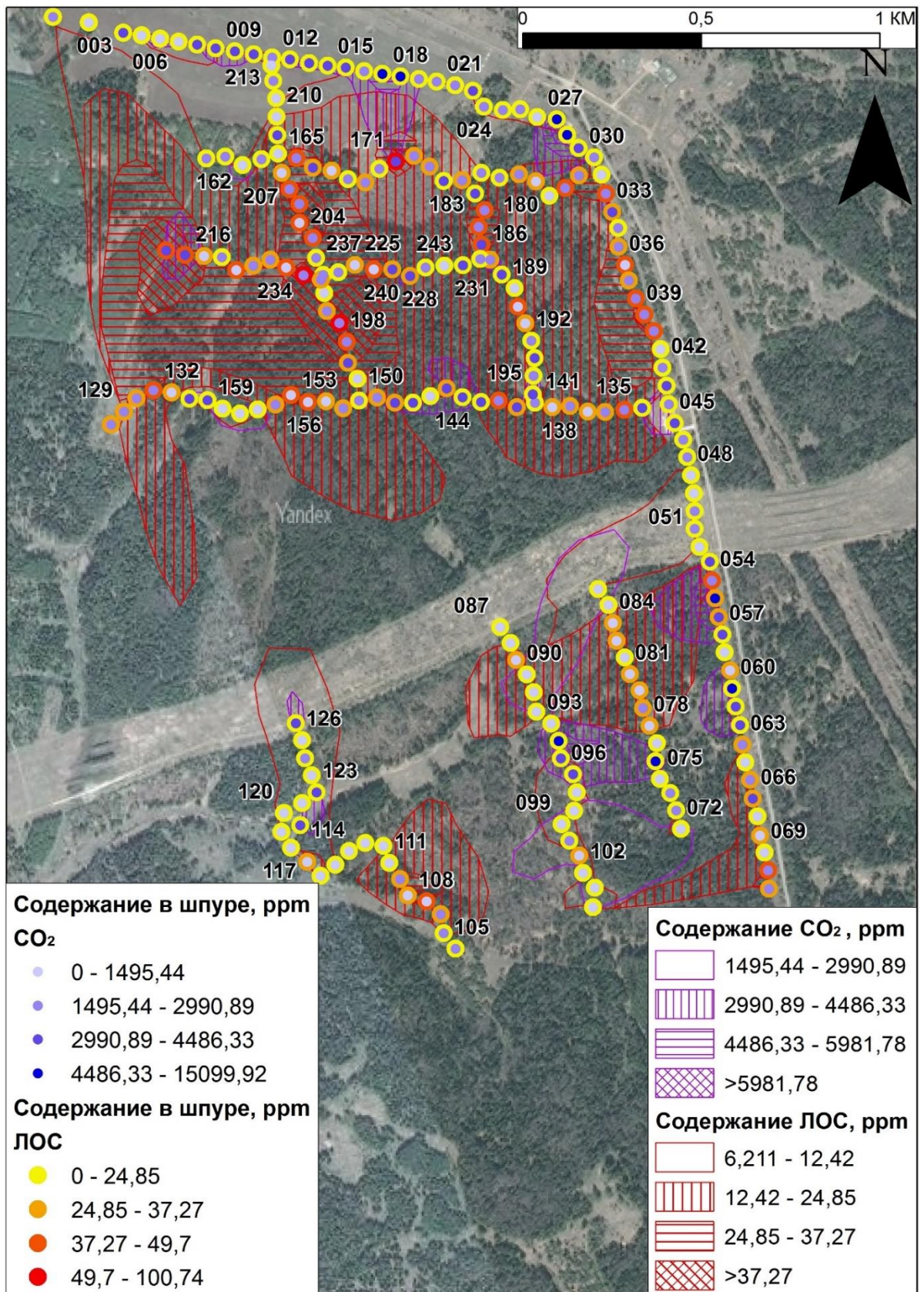


Рисунок 69. Характер распределения газогеохимических показателей CO₂ и ЛОС (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН)

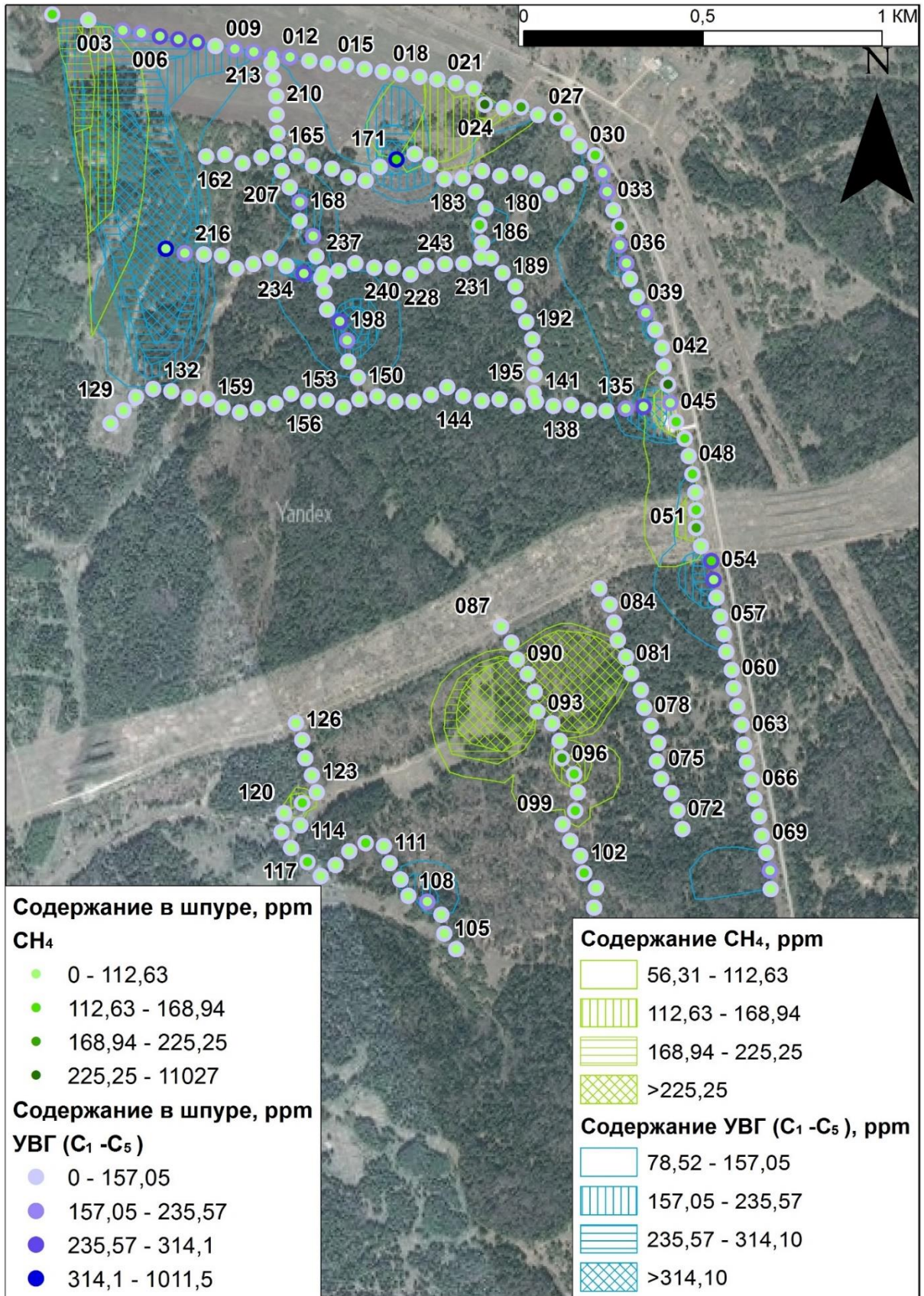


Рисунок 70. Характер распределения газогеохимических показателей CH₄ и УВГ (C₁-C₅) (по данным лаборатории геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН)

Проведенное в 2017 г. опробование прилегающей к площадке данных скважин территории выявило ограниченное количество пикетов (№№ 94, 128), характеризующихся повышенным содержанием в подпочвенном воздухе углеводородных газов (394-417 ppm).

Опробование скважины №707 в 2018 г. показало, что, несмотря на значительное снижение содержания УВГ, их концентрации остаются сверханомальными. Учитывая отсутствие визуальных признаков нефтезагрязнения опробованного разреза по-прежнему можно предположить, что данное явление отражает вертикальный массоперенос газовых компонентов в околоствольном пространстве скважины из продуктивной части разреза за счет наличия дефектов в ее цементе.

В 2018 г. в данном районе зафиксированы еще два аномальных пикета (№№ 173, 174) с повышенными концентрациями углеводородных газов (209-1011 ppm). В целом данный очаг загрязнения носит локальный характер (рисунок 71).

Северо-западнее площадки нефтепромысловых объектов выявлен ряд сопряженных аномальных пикетов (№№ 3-11), характеризующихся повышенным содержанием в подпочвенном воздухе углеводородных газов (224-388 ppm). Учитывая приуроченность данных пикетов к трассе нефтепровода, не исключено, что формирование данного очага загрязнения может быть обусловлено данным нефтепромысловым объектом. Об этом свидетельствуют визуальные признаки нефтезагрязнения в верховьях лога Арапов ручей, в 300 м на северо-запад от родника № 1 (рисунок 72).

В верховьях лога Арапов ключ выделяется группа аномальных пикетов (№№ 167, 206, 208, 224), характеризующихся повышенным содержанием тяжелых углеводородов (210-738 ppm) при отсутствии в составе подпочвенного газа метана, что позволяет отнести данную аномалию к нефтидному типу. Кроме того, аналогичный состав подпочвенного газа зафиксирован южнее (пикеты №№ 200, 201; 280-582 ppm) и западнее (пикеты №№ 216, 217; 325-913 ppm) выделенной аномалии.



Рисунок 71. Поверхностное нефтезагрязнение в верховьях лога Арапов ключ (карстовая воронка)

Другая аномалия нафтидного типа (CH_4 – до 1464 ppm, УВГ – до 622-3668 ppm), выявленная в 2017 г. южнее ДНС-1022, подтверждена опробованием пикетов №№ 32-39, в которых содержание УВГ в почвенном газе достигает 235-353 ppm. Наиболее вероятным источником формирования данного очага загрязнения является внутрипромысловый нефтепровод или стоки с площадки ДНС-1022.

Локальная газогеохимическая аномалия незначительной интенсивности (CH_4 – 236 ppm, УВГ – 205-539 ppm) зафиксирована южнее (пикеты №№ 44, 45, 137, 138) в районе скважины №754. Учитывая фоновое содержание углеводородных газов в приустьевой зоне данной скважины, формирование данной аномалии обусловлено, по всей вероятности, влиянием внутрипромыслового нефтепровода.

На момент опробования в 2018 г. Пономаревской пещеры визуальных признаков нефтезагрязнения и начинающегося в ней водотока не зафиксировано.



Площадка куста эксплуатационных скважин №№ 701, 702, 703, 707, 715



Скв. 702



Скв. 703



Скв. 701



Скв. 707



Скв. 760 (нагнетательная)

Рисунок 72. Площадка куста эксплуатационных скважин

По результатам опробования этого района в 2018 г. в ряде пикетов (№№ 88, 91, 95, 96) зафиксировано повышенное содержание метана в составе подпочвенного воздуха (CH_4 – 240-11026 ppm). Ближайшая аномалия нафтидного типа (CH_4 – 238-311 ppm, УВГ – 540-795 ppm) зафиксирована на значительном удалении на северо-восток в районе внутрипромыслового нефтепровода (пикеты №№ 51, 53, 54). Распространение загрязнения в направлении лога Арапов Ключ по данным газогеохимического опробования не прослеживается.

Мозаичный характер газогеохимических аномалий в верховьях лога Арапов Ключ обусловлен, по всей вероятности, сложным анизотропным строением карстового массива, обусловившим наличие нескольких по размерам локальных зон нефтезагрязнения, сформировавшихся за счет рассеяния грунтовыми водами. Разгрузка нефти осуществляется часто в периоды паводков, когда за счет инфильтрационного питания происходит активизация грунтового стока и поступления углеводородов в родники в долине лога Арапов Ключ. 7.

В результате битумизации часть карстовых полостей (Пономаревская пещера, карстовая воронка) стали постоянным источником загрязнения атмосферного воздуха сероводородом, бензолом, метаном, гексаном, толуолом и предельными углеводородами. Выявлены газогеохимические аномалии, которые обусловлены аккумуляцией углеводородов в карстовом массиве. Определен ряд сопряженных аномалий около площадки нефтепромысловых объектов и нефтепроводов с повышенным содержанием в подпочвенном воздухе углеводородных газов. Приуроченность к трассе нефтепровода показывает, что формирование ареала высокой концентрации углеводородов обусловлено данным технологическим объектом.

3.6. Геоэкологическая ситуация на территории исследования

На основе полученных данных была определена геоэкологическая ситуация в верхней части водосборного бассейна реки Ясыл (рисунок 73) как наиболее

проблемной территории, отражающей техногенные процессы в карстовом районе при добыче нефти.

В качестве первичных источников техногенеза рассматриваются объекты нефтепромысла: площадка скважин, нефтепровод, дожимная насосная станция (ДНС). Разгерметизация процесса добычи и/или транспортировки нефти привела к формированию вторичных источников загрязнения в карстовых полостях различной емкости, которые способны аккумулировать большие объемы нефти (нефтедержащих жидкостей) и загрязнять природную среду, в особенности водооток. Помимо карстовых полостей, в качестве вторичных источников загрязнения можно рассматривать донные осадки и пойменные почвы.

Возможность аккумуляции нефти в карстовых полостях выявлена с помощью бурения исследовательских скважин и газогеохимической съемки. Рассматривая бассейн р. Ясыл можно говорить о том, что выходы подземных вод с признаками битумизации, галогенеза, а также загрязненные донные осадки и почвы наиболее выражены в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл и ручье в Пономаревской пещере.

Таким образом, выявленные пространственные закономерности механогенеза, битумизации и галогенеза подтверждаются результатами газогеохимической съемки и формируют геоэкологическую ситуацию в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл.

Карст представляет собой сложный процесс, в результате которого могут образовываться разнообразные формы рельефа, включая полости больших объемов, которые в перспективе могут стать резервуарами депонирования углеводородов или иных жидкостей. Длительная разработка нефтяных месторождений в районах развития сульфатного и сульфатно-карбонатного карста ведет к изменению гидрохимического состава вод, почв, донных отложений под воздействием поступления углеводородов и хлоридов, в целом, экологической ситуации.

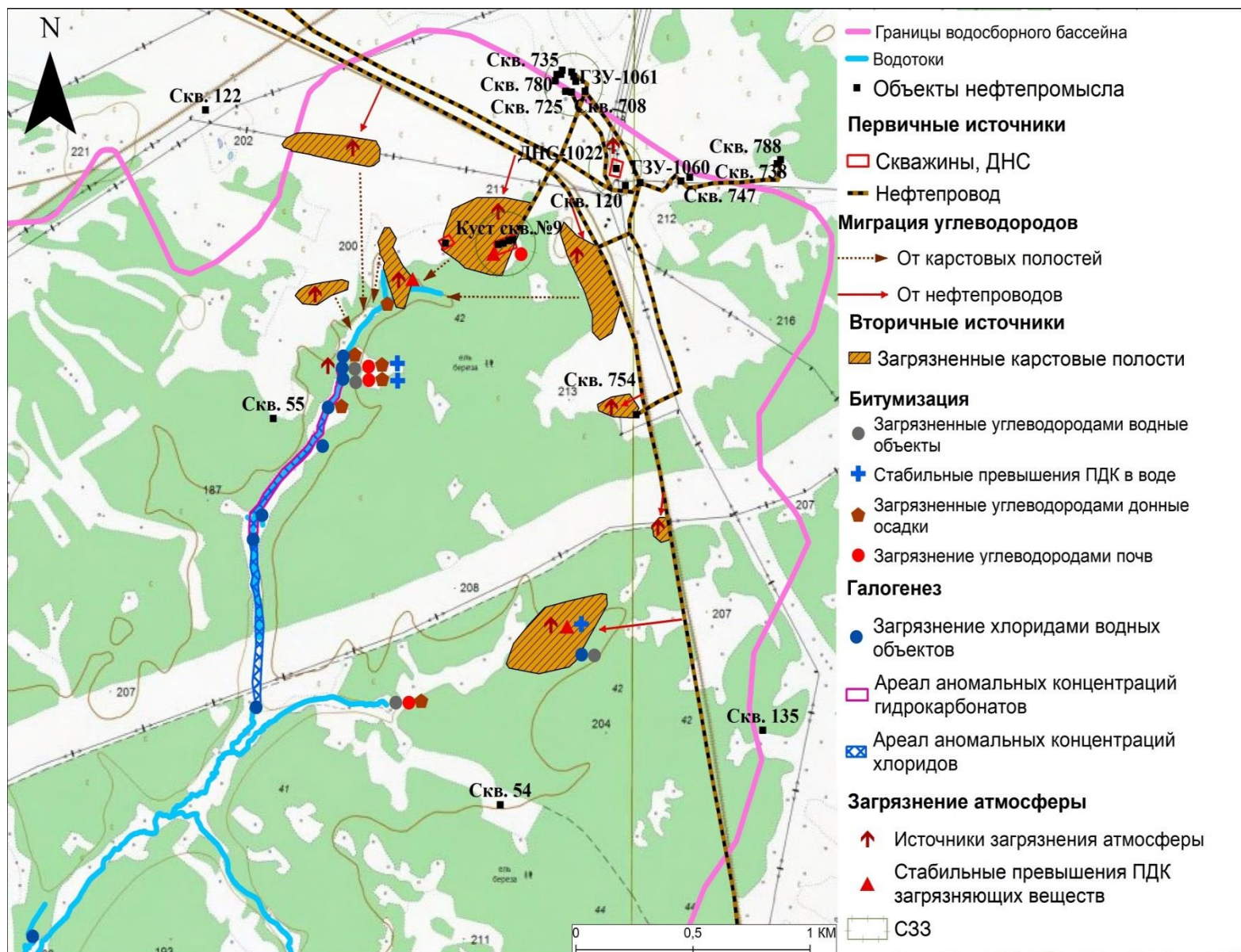


Рисунок 73. Геоэкологическая обстановка в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На территории эксплуатируемого месторождения нефти техногенные потоки, состоящие из нефтяных углеводородов, соленых вод, попутных газов запускают процессы механогенеза, битумизации, галогенеза и загрязнения атмосферы, происходит изменение природной среды.

Карстовые районы отличаются с одной стороны значительной уязвимостью природной среды к нефтепромысловому воздействию, а с другой недостаточно изучены. Существенной особенностью ведения хозяйственной деятельности в условиях карста является скрытость протекания процесса, внезапность его проявления и трудность прогнозирования.

В результате комплексного экологического исследования в бассейне р. Ясыл была разработана методика изучения изменения компонентов природной среды в карстовом районе на основе использования сплошного дистанционного зондирования беспилотным летательным аппаратом, газогеохимической съемки, биоиндикации, общепринятых способов обследования недр, воздушной среды, водных объектов, почв, донных осадков. Проведено комплексное обследование последствий добычи нефти в бассейне реки Ясыл, получены репрезентативные данные о современном состоянии природной среды в карстовом районе. Создана база данных в форме ГИС «Техногенная трансформация природной среды в карстовом районе» (RU 2021621102 от 21.04.2021), которая позволила в пространстве и во времени оценить особенности изменения природной среды при нефтедобыче. Разработанный методический комплекс может быть использован при изучении других карстовых районов.

Наличие карста на территории нефтепромысла определяет потенциальную возможность длительного депонирования значительных объемов углеводородов в карстовых полостях, которые впоследствии становятся вторичными источниками загрязнения природной среды. Потенциальная емкость карстового

массива водосборного бассейна ручья Арапов Ключ может составлять порядка 350 000 тонн нефти.

По результатам аэросъемки выявлено 375 участков механогенеза общей площадью 1039,97 (21,2% от всего водосбора). В наиболее преобразованной добычей и транспортировкой нефти верхней части речного бассейна, механогенезом охвачено 27% территории. При этом, механическое воздействие по большинству таких участков, обусловлено нефтепромысловой деятельностью. Среди механогенеза, связанного с добычей нефти, в верхней части водосбора наибольшие площади занимают полосы отвода линейных коммуникаций; а также рубки леса на прилегающих участках. Доля площади собственно, нефтепромысловых объектов (скважины, кусты скважин, дожимно-насосные станции) сравнительно невелика – 2,7%. Добыча нефти обуславливает постоянный, значительный по площади техногенный механогенез, приуроченный к промышленным объектам.

Присутствие нефтепродуктов и углеводородокисляющих микроорганизмов в водах и почвах водосборного бассейна свидетельствует о том, что битумизация приобрела хронический характер. Во временном отношении концентрации нефтепродуктов возрастают в периоды половодья. В пространственном отношении содержание углеводородов постепенно снижается в направлении устья реки.

Проявление природного и техногенного галогенеза находит выражение в увеличении содержания хлоридов и гидрокарбонатов в пробах воды и обуславливает формирование сообществ галофильных микроорганизмов.

В результате битумизации часть карстовых полостей (Пономаревская пещера, карстовая воронка) стали постоянным источником загрязнения атмосферного воздуха сероводородом, бензолом, метаном, гексаном, толуолом и предельными углеводородами. Выявлены газогеохимические аномалии, которые обусловлены аккумуляцией углеводородов в карстовом массиве. Определен ряд сопряженных аномалий около площадки нефтепромысловых объектов и нефтепроводов с повышенным содержанием в подпочвенном воздухе

углеводородных газов. Приуроченность к трассе нефтепровода показывает, что формирование ареала высокой концентрации углеводородов обусловлено данным технологическим объектом.

По результатам исследования определена геоэкологическая обстановка в верхней части водосборного бассейна р. Ясыл, отражающая первичные и вторичные и источники техногенеза, битумизацию, галогенез и загрязнение атмосферы в условиях карста при добыче нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адерхольд Г. Классификация провалов и мульд оседаний в карстоопасных районах Гессена. Рекомендации по оценке геологических рисков при проведении строительных мероприятий [Текст]: монография / Г. Адерхольд; под ред. Е.В. Копосова; пер. с нем. В.В. Толмачева. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2010. – 109 с.
2. Андреев Д.Н., Дзюба Е.А., Хотяновская Ю.В. Биотический мониторинг в карстовом районе нефтедобычи (Пермский край) // Антропогенная трансформация природной среды. – 2017. – № 3. – С. 87-89.
3. Андреева Е.Н., 1981. Нефть и загрязнение среды на Американском Севере. Изв. АН СССР, сер. Геогр., №3, с. 86-97.
4. Атлас Пермского края / под общ. Ред. Тартаковского А.М./ЛГНИУ – Пермь, 2012. – 124 с.
5. Бабушкин А.Г., Московченко Д.В., Пикунов А.В. Гидрохимический мониторинг поверхностных вод Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Новосибирск: Наука, 2007. 152 с.
6. Баглай Р.Д., Хренов Н.Н. Изучение взаимодействия трубопровода с окружающей средой. М.: Строительство трубопроводов, 1985,12, С. 17-19.
7. Бачурин, Б.А. Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем/ Б.А. Бачурин, Т.А. Одинцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 9-10. С. 79-82.
8. Бачурин, Б.А. К методике идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды / Б.А. Бачурин, А.А. Борисов, Т.А. Одинцова // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2009. № 10. С. 291-298.
9. Белоусова А.П., Галактионова О.В., Шмаков А.И. Оценка техногенного влияния нефтедобычи на формирование водно-солевого режима в системе почва - грунтовые воды // Водные ресурсы, 1997, 24, № 3, с. 352-360.
10. Боровский В.М. 1978. Геохимия засоленных почв Казахстана. М.: Наука. 191 с.
11. Ботиева Т.А. Генетические основы классификации нефтей. М.: Недра, 1987. – 196 с.

12. Бродский Е.С., Савчук С.А. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды // Журнал аналитической химии. – 1998. – Т. 53. – № 12. – С. 1238–1251.
13. Бузмаков С.А. Техногенные изменения компонентов природной среды в нефтедобывающих районах Пермской области / С. А. Бузмаков, С. М. Костарев. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2003. – 171 с.
14. Бузмаков С.А. Техногенная трансформация природной среды под воздействием нефтяной промышленности// Геоэкологические проблемы Приуралья, 2012. – С. 207-222.
15. Бузмаков С.А., Хотяновская Ю.В., Андреев Д.Н., Егорова Д.О., Назаров А.В. Индикация состояния экосистем в условиях нефтепромыслового техногенеза // Географический вестник = Geographical bulletin. 2018. №4(47). С. 90–102. doi 10.17072/2079-7877-2018-4-90-102.
16. Бузмаков С.А., Санников П.Ю., Сивков Д.Е., Дзюба Е.А., Хотяновская Ю.В., Егорова Д.О. Разработка геоинформационных систем для управления окружающей средой и экологической безопасностью в районах эксплуатируемых нефтяных месторождений // Антропогенная трансформация природной среды. 2021. Т. 7. № 1. С. 102–127. DOI: 10.17072/2410-8553-2021-1-102-127.
17. Быков В. Н. Нефтегазовое карстоведение / В. Н. Быков. Перм. ун-т. Пермь, 2002. – 351 с.
18. Васильевская В.Д., Иванов В.В., Богатырев Л.Г. Почвы севера Западной Сибири. М., Изд-во Моск. ун-та, 1986, 286 с.
19. Веб-приложение «Публичная кадастровая карта» (версия 6). Разработано Росреестром. URL: <https://pkk.rosreestr.ru> (дата обращения: 12.10.2021).
20. Веселевский В.А., Вшивцев В.С. Биотестирование загрязнения среды нефтью по реакции фотосинтетического аппарата растений//Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. - М.: Наука, 1988. - С. 99-112.

21. Веслополова Е.Ф. Микрометод определения численности колониобразующих микроорганизмов // Микробиология. 1995. Т. 64. №2. С. 279–284.
22. Гаев А.Я., Катаев В.Н., Бельтюков Г.В., Маклашин А.В., Печенкина Е.И., Прорвин А.С., Казакевич С.В., Лихачев Ю.Н., Закирова Ф.М. Экспертно-аналитическая оценка проектно-нормативных решений по созданию стационарного инженерно-геологического полигона на магистральных газопроводах Ужгородского коридора (1649-1653 км). Научно-технический отчет. Пермь, 1997. 159с. Библ.26, табл.5, рис.20, фото 8. Текст. прил. 3, граф. прил.5. Фонды Института карстоведения и спелеологии, института "Пермгипроводхоз".
23. Гаев А.Я., Килин Ю.А., Катаев В.Н., Иконников Е.А., Назаров Н.Н. и др. Оценка карстовых явлений для прогнозирования аварийных ситуаций и обеспечения противокарстовой защиты магистральных газопроводов п. Пермтрансгаз. Научно-технический отчет. Пермь, 1999. 147с. 11 рис., 6 табл., библ. 50. 6 прил. Фонды Института карстоведения и спелеологии. Фонды предприятия «Пермтрансгаз».
24. Гашев С.Н., Рыбин А.В., Казанцева М.Н., Соромотин А.В. Масштабы нефтесолевого загрязнения Ханты-Мансийского автономного округа и объемы средств на рекультивацию // Биологическая рекультивация нарушенных земель: тез. докл. Междунар. совещ. Екатеринбург, 1996. С. 27–30.
25. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. Под ред. А.А. Геодекяна, Е.В. Каруса. – М.: Наука, 1983.
26. Гидрогеохимические исследования приповерхностной части геологической среды в бассейне рек Каменка и Одиновская: Отчет по договору № 1/3881 с ООО «ПермНИПИнефть». – ГИ УрО РАН. Руководитель Б.А. Бачурин. – Пермь, 2008.
27. Глазовская М.А., Пиковский Ю. И., 1980. Скорость самоочищения почв от нефти в различных природных зонах. «Природа», №5, с.118-119.

28. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР: Учеб. пособие для ун-тов по спец. «География». – М.: Высшая школа, 1988. 328 с.
29. Генеральный план Ординского сельского поселения Ординского муниципального района Пермского края. Обосновывающие материалы. Том 2. Екатеринбург, 2013. 158 с.
30. Горбунова К. А. Типы разгрузки карстовых вод в районах гипсово-ангидритового карста / К.А. Горбунова, Н. Г. Максимович // Европейская региональная конференция по спелеологии: Сб. от материали. София, 1981. С. 439-441.
31. Горбунова К.А., Максимович Н.Г. В мире карста и пещер. Издательство Томского университета Пермское отделение 1991.
32. Горбунова К.А. Карст и пещеры Пермской области / К. А. Горбунова, В. Н. Андрейчук, В. П. Костарев, Н. Г. Максимович. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. 200 с.
33. Горшков С. П. Экзодинамические процессы освоенных территорий. М., Недра. 1982.
34. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. – СПб.: Изд-во "Анатолия", 2000. – 250 с.
35. Дублянский В.Н. Карст мира // В.Н. Дублянский, Г.Н. Дублянская. – Пермь: Изд-во Пермского гос. ун-та, 2007. – 331 с.
36. Ермакова А.Я., Ермаков А.С. Моделирование изменения почвенного покрова земли в промышленных регионах // ГИАБ. 2013. №4 (1).
37. Зайцев Г.М., Карасевич Ю.Н. Подготовительный метаболизм 4-хлорбензойной кислоты у *Arthrobacter globiformis* // Микробиология. 1981. Т.50. С. 423–428.
38. Зеликов В.Д. Почвоведение: учебник для лесных и лесотехнических техникумов по специальности «Лесное хозяйство» / В.Д. Зеликов, М.П. Колюкаева. – Москва: Лесная промышленность, 1973. – 228 с.

39. Инструкция по инженерно-геологическим и геоэкологическим изысканиям в г. Москве, М., «Москомархитектура» 2004.
40. Казанцева М.Н., Сванидзе И.Г. Структура и биоразнообразие луговых фитоценозов долины реки Аремзянки при антропогенном засолении почв // Экологический мониторинг и биоразнообразие. Ишим, 2014. №1. С. 6-12.
41. Катаев В.Н., Пьянков С.В., Лавров И.А. и др. Обоснование и создание системы карстового гидролитомониторинга: газо- и нефтепроводы. Этап 2. Отчет по договору № 7-73/2003 от 23 июня 2003 г. о целевом финансировании работ за счет средств областного бюджета. Пермь, 2003. 78 стр., 12 рисунков, 5 таблиц, 26 источника, 7 текстовых приложений, 3 приложения. Фонды Управления по охране окружающей среды Администрации Пермской области.
42. Катаев В.Н., Печенкина Е.И. Поверхностные формы карста Ясылского поля // Гидрогеология и карстование: Межвуз. сб. науч. тр. /Перм. ун-т. Пермь, 2000. Вып. 13. С. 238-246
43. Катаев В.Н., Максимович Н. Г., Мещерякова О.Ю. Типы карста Пермского края // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – 2013. – № 1. – С. 56-66.
44. Колесников В.П., Костарев С.М., Татаркин А.В. Применение методов и технологий электрометрии для поиска и геометризации техногенных скоплений флюидов в приповерхностной части геологической среды // Экологическая реабилитация промышленных производств и территорий. Сб. статей ФГУП МНИИЭКО ТЭК. Пермь. 2005. С. 288-301.
45. Костарев С.М. Формирование техногенных скоплений компонентов глубинных флюидов в приповерхностных массивах горных пород (на примере районов нефтедобычи Пермской области) // Известия ВУЗов. Нефть и газ. № 5, 2004. С. 132-143.
46. Костарев С.М. Особенности нефтепромыслового загрязнения геологической среды карстовых районов Пермского края // материалы Международного симпозиума «Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах», Россия, Пермь, 26-29 мая 2015 г. / Под ред. В.Н. Катаева,

Д.Р. Золотарева, С.В. Щербакова, А.В. Шиловой; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2015. С. 317-322.

47. Костарев С.М. Методы поиска техногенных скоплений флюидов в верхней части геологической среды нефтяных месторождений Пермского Прикамья // Геоэкология. № 6, 2005. С. 552-559.

48. Костарев С.М., Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Методические проблемы оценки нефтяного загрязнения подземных вод // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 12. – С. 52–56.

49. Кузнецов С.И., Иванов М.В., Ляликова Н.Н. Введение в геологическую микробиологию. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 239 с.

50. Леднев А.В. Изменение свойств дерново-подзолистых суглинистых почв под действием загрязнения продуктами нефтедобычи и приемы их рекультивации: автореф. дис. ... д-ра сельскохоз. наук. Ижевск, 2008. С. 20–33.

51. Лымарь О.А. Техногенные поверхностные образования зоны солечовалов и адаптация к ним растений: автореферат дис. ... кандидата биологических наук: 03.00.16 / Перм. гос. ун-т. - Пермь, 2007. – 22 с.

52. Маковский В.М., 1988. Влияние нефтезагрязнений на состояние болотных экосистем в Сургутском Приобье // Экология нефтегазового комплекса. М., с. 203-206.

53. Максимович Г.А. Карст. Изд. «Знание», М., 1960. – 47 с.

54. Максимович Г.А. Основы карстоведения. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1963. Т. 1. 446 с.

55. Максимович Г.А., Быков В.Н. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ. Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 1978. 96 с.

56. Максимович Н.Г. Особенности эволюции земной коры в районах развития карстующихся карбонатных пород // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: Материалы Второго Всерос. литол. совещ. и Восьмого Всерос. симпоз. по ископаемым кораллам и рифам, 5-7 июня 2001 г., Сыктывкар. - Сыктывкар, 2001. - С.44-45.

57. Максимович Н.Г. О роле карста в формировании нефтяного загрязнения гидросферы в районе п. Полазна / Н. Г. Максимович, С. В. Казакевич, В. В. Никифоров // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы регион. науч.-практ. конф. / Перм. ун-т. – Пермь, 2005. – С. 290-295.
58. Максимович Н.Г., Мещерякова О.Ю. Методы борьбы с нефтяным загрязнением на закарстованных берегах водохранилищ // Экология урбанизированных территорий. 2009. № 4. С. 55-58.
59. Максимович Н. Г., Мещерякова О. Ю. Механизм нефтяного загрязнения в районе закарстованных берегов водохранилищ и методы улучшения экологической ситуации // Современные проблемы водохранилищ и их водосборов. Т.1: Гидро- и геодинамические процессы. Химический состав и качество воды: тр. Междунар. науч. – практ. конф. (26 мая – 28 мая 2009 г., Пермь) – Пермь, 2009. – С.265-270.
60. Максимович Н. Г., Максимович Е. Г., Лавров И. А. Ординская пещера. Длиннейшая подводная пещера России. – Пермь, 2006. 64 с; Илл. 96
61. Мещерякова О.Ю., Максимович Н.Г. Особенности нефтяного загрязнения карстовых районов // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2011. – №11. – С.188-190.
62. Мещерякова О. Ю. Карст района Полазненского месторождения нефти Пермского края [Электронный ресурс] / Фундаментальные исследования. № 6 (часть 3). 2013. С. 628-633.
63. Мещерякова О.Ю. Зонирование закарстованных территорий по степени устойчивости к нефтяному загрязнению // Геология и полезные ископаемые западного Урала. 2015. - № 15. С. 136-139.
64. Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Энциклопедия / Под редакцией А.И. Кудряшова. Пермь, 2006. Раздел «Карст». С. 124-139.
65. Михайлов Г.К., Тюрина И.М., Булдаков Б.А. Удельный приток карстовых вод в дрены, как показатель структурно-тектонических условий // Карст Урала и Приуралья. Пермь, 1968. С.42 – 45.

66. Михайлов Г.К., Оборин А.А. Подземная кладовая пресных вод Сылвенского кряжа / УрО РАН; Перм. гос. унт.- Пермь, 2006. – 154с.: ил.
67. Молдаванов О.И., 1988. Обеспечение экологической безопасности в районах нефтегазового строительства//Экология нефтегазового комплекса. М., С. 26-27.
68. Москаленко В.М. Эффективность использования и охрана земель – Киев: Урожай, 1983. – 86 с.; 20 см.
69. Московченко Д.В. Экогеохимия нефтегазодобывающих районов Западной Сибири / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т проблем освоения Севера. Новосибирск: Гео, 2013. 259 с.
70. Московченко Д.В., Бабушкин А.Г., Убайдулаев А. А. Солевое загрязнение поверхностных вод на нефтяных месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа — Югры // Водные ресурсы. 2017. Т. 44, № 1. С. 91–102.
71. Московченко Д.В., Артамонова Г.Н., Бабушкин А.Г. Особенности формирования гидрохимических аномалий в районах нефтедобычи на севере Западной Сибири // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2008. № 5. С. 411–419.
72. Мукатанов А.Х., Ривкин П.Р. Влияние нефти на свойства почв //Нефт. хоз-во. 1980. №4. С. 53-54.
73. Назаров Н.Н. Карст Прикамья: Физико-географические (геоморфологические) аспекты. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1996. 95 с.
74. Назаров, Н.Н. География Пермского края: Учебное пособие / Н.Н. Назаров; ГОУ ВПО «Пермский государственный университет». – Пермь, 2006. – 138 с. – ISBN 5794405627.
75. Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов [Текст]: Каталог физ.-хим. свойств / Под ред. заслуж. геолога РСФСР С. А. Винниковского и канд. хим. наук А. З. Кобловой; Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т, Кам. отд-ние, объединение «Пермнефть», 1977, 568 с.

76. Никаноров А.М., Страдомская А.Г., Иваник В.М. Локальный мониторинг загрязнения водных объектов в районах высоких техногенных воздействий топливно–энергетического комплекса. СПб.: Гидрометеиздат, 2002. 156 с.
77. Никаноров, А.М. и Страдомская, А.Г. Проблемы нефтяного загрязнения пресноводных экосистем: монография. Ростов н/Д.: НОК, 2008. 222 с.
78. Новиков В.Н. География, история и экономика Ординского района Пермского края с древнейших времен до 2006 года. – Орда, 2005. 178 с.
79. Оборин А.А., Хмурчик В.Т., Иларионов С.А., Маркарова М.Ю., Назаров А.В. Нефтезагрязненные биогеоценозы (Процессы образования, научные основы восстановления, медико-экологические проблемы) / УрО РАН; Перм. гос. ун-т; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2008. 511 с.
80. Одинцова Т.А., Бачурин Б.А., Костарев С.М. Геохимические маркеры идентификации аквабитумоидов нафтидного типа // Изв. Самарского научного центра Российской академии наук. 2015. – Т. 17. – № 5. – С. 293–297.
81. Отчет о выполнении консультационных услуг по договору №16z0245 от 26.02.16 по теме: «Комплексные исследования с целью выявления причин загрязнения подземных вод в бассейне реки Ясыл с разработкой рекомендаций по их локализации. Пермь, 2016. 229 С.
82. Отчет о выполнении консультационных услуг по договору №17z0355 от 01.03.17 по теме: «Проведение наблюдений динамики загрязнения на участке лог «Арапов Ключ» и комплексное обследование бассейна реки Ясыл на территории Кокуйского месторождения нефти и газа». Пермь, 2017. 171 С.
83. Отчет о выполнении консультационных услуг по договору №17z2494 от 01.11.2017 по теме: «Проведение наблюдений динамики загрязнения на участке лог «Арапов Ключ» и комплексное обследование бассейна реки Ясыл на территории Кокуйского месторождения нефти и газа» Пермь, 2018. 181 С.
84. Пиковский Ю.И., Солнцева Н.П. Геохимическая трансформация дерново-подзолистых почв под влиянием потоков нефти // Техногенные потоки вещества в ландшафтах и состояние экосистем. М.: Наука, 1981. С. 149—154.

85. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде: монография/Ю.И. Пиковский. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 207 с. – (Научная мысль).
86. Пиковский Ю.И. Основы нефтегазовой геоэкологии: учеб. пособие / Ю.И. Пиковский, Н.М. Исмаилов, М.Ф. Дорохова; под ред. д-ра геогр. наук, проф. А.Н. Геннадиева. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 400 с.
87. Плотникова М.Д., Медведева Н.А., Бортник А.Г. О причинах возникновения замутненности вод в бассейне реки Ясыл // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 45-50.
88. Полкошникова О.В., Сущеня В.А. 1981. Изменения растительности болот Самоглора под влиянием инженерных сооружений // Изв. АН СССР. Сер. геогр. №4. С. 47-56.
89. Реймерс Н.Ф. Природопользование Словарь-справочник. – М.: Мысль, 1990. – 637 с.
90. Розанова Е.П., Кузнецов С.И. Микрофлора нефтяных месторождений. М.: Наука, 1974. 197 с.
91. Ронжина Т.В. Геохимическая трансформация дерново-подзолистых почв Калининградской области при разливах минерализованных вод. 2011. автореферат дисс.
92. Сванидзе И.Г., Кремлева Т.А., Соромотин А.В. Воздействие подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна на миграцию макро- и микроэлементов малых рек // Вестн. ТюмГУ. 2012. № 12. С. 55–63.
93. Сванидзе И.Г., Моисеенко Т.И., Якимов А.С., Соромотин А.В. Воздействие техногенного галогенеза на водосборные ландшафты речных долин и водные системы (на примере юга Тюменской области) // Вод. ресурсы. 2014. Т. 41. № 1. С. 94–103.
94. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2021621102 Российская Федерация. Техногенная трансформация природной среды в карстовом районе: № 2021620770: заявл. 21.04.2021: опубл. 27.05.2021 / Ю.В. Хотяновская, Д.Н. Андреев, С.А. Бузмаков [и др.]; заявитель Федеральное

государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет».

95. Середина В.П., Андреева Т.А., Алексеева Т.П., Бурмистрова Т.И., Терещенко Н.Н. Нефтезагрязненные почвы: свойства и рекультивация. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 270 с.

96. Середина В.П., Непотребный А.И., Огнев С.А. Особенности техногенного галогенеза при загрязнении нефтью почв бореального пояса // Отражение био-, гео, антропоферных взаимодействий в почвах и почвенном покрове сборник материалов V Международной научной конференции, посвященной 85-летию кафедры почвоведения и экологии почв ТГУ (7-11 сентября 2015 г., г. Томск, Россия) под ред. С.П. Кулижского. Томск: Издательский дом ТГУ, 2015. С. 364-368.

97. Середина В.П., Колесникова Е.В., Кондыков В.А., Непотребный А.И., Огнев С.А. Особенности влияния нефтяного загрязнения на почвы средней тайги Западной Сибири//Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 108-112. DOI: 10.248887/0028-2448-2017-5-108-122.

98. Соколов Э.М., Максимович Н.Г., Мещерякова О.Ю. Формирование нефтяного загрязнения сульфатного массива в карстовых районах и методы его ликвидации // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2015. №2.

99. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: МГУ, 1998. 376 с.

100. Солнцева Н.П., Садов А.П. Техногенный галогенез в районах добычи углеводородного сырья и эволюция солевых ореолов//География, общество, окружающая среда. Том IV: Природно-антропогенные процессы и экологический риск. М.: Городец, 2004. - с. 427-448.

101. Соромотин А.В. Воздействие добычи нефти на таежные экосистемы Западной Сибири: монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2010. 320 с.

102. Соромотин А.В., Гашев С.Н., Казанцева М.Н. Солевое загрязнение таежных биогеоценозов при нефтедобыче в Среднем Приобье // Проблемы географии Западной Сибири. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 1996. С. 121–131.
103. Соромотин А.В. Экологические последствия различных этапов освоения нефтегазовых месторождений в таежной зоне Тюменской области // Сибирский экологический журнал. 2011. Т. 18. № 6. С. 813-822.
104. Стихарев А.Т., 1991. Изучение влияния разработки нефтяных и газовых месторождений на современные вертикальные движения земной поверхности // Экологические проблемы Чечено-Ингушетии и сопредельных территорий. Тез. докл. Сев.-Кавк. регион, конф., Грозный С. 377-387.
105. Таргульян В.О. Общепланетарная модель экзогенеза и педогенеза // Успехи почвоведения. М., 1986. – С. 101-108.
106. Уоллворк, К.Л. Нарушенные земли [Текст] / Сокр. пер. с англ. В.Н. Солнцева; Предисл. и ред. Л.В. Моториной. – Москва: Прогресс, 1979. - 269 с.
107. Фоминых Д.Е. Техногенное засоление почв как геоэкологический фактор при разработке нефтяных месторождений среднего Приобья – автореферат дисс. 2013.
108. Хмурчик В.Т., Максимович Н. Г., Мещерякова О. Ю. Микроорганизмы, карст, нефть и спелеогенез // Пещеры: сб. науч. тр. – Естественнонаучный институт Перм. гос. ун-та. – Пермь, 2010. – Вып. 33. – С. 130-135.
109. Хотяновская Ю.В. Оценка физиологического состояния растительности при нефтедобыче на Юго-Востоке Пермского края // Антропогенная трансформация природной среды. – 2018. – № 4. – С. 202-205.
110. Хотяновская Ю.В. Трансформация природной среды при добыче нефти в карстовом районе // Актуальные проблемы освоения месторождений нефти и газа приарктических территорий России: материалы Всероссийской научно-практической конференции (27-28 сентября 2018 г.), Архангельск, 2018. С. 158-161.
111. Хотяновская Ю.В., Бузмаков С.А., Воронов Г.А., Андреев Д.Н. Техногенные источники поступления нефтепродуктов в поверхностные водные

объекты карстового района // Современные проблемы водохранилищ и их водосборов: Труды VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. В 3-х томах, Пермь, 30 мая – 02 июня 2019 года / Научный редакторы: А.Б. Китаев, В.Г. Калинин, К.Д. Микова. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 205-210.

112. Хотяновская Ю.В. Некоторые аспекты трансформации экосистем в карстовом районе при добыче нефти // Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды: сборник материалов всероссийской школы-семинара, посвященной памяти Н.Ф. Реймерса и Ф.Р. Штильмарка, Пермь, 22–23 апреля 2021 года. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2021. – С. 154-157.

113. Худеньких, К.О. Оценка закарстованности месторождений строительного гипса / К. О. Худеньких // Вестник Пермского университета. Геология. – 2019. – Т. 18. – № 1. – С. 49-54. – DOI 10.17072/psu.geol.18.1.49.

114. Чайкин С.А. Анализ состояния атмосферного воздуха и поверхностных вод для оценки трансформации экосистем на территории староосвоенных месторождений Пермского края // Географический вестник. Пермь, 2012. № 3. С.77-90.

115. Чайкин, С.А. Загрязнение атмосферного воздуха на территории природно-техногенных участков нефтяных месторождений Пермского края /С.А. Чайкин //Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2014; 16 (1-3): 692-694.

116. Шилова И.И. Влияние загрязнения нефтью на формирование растительности в условиях техногенных песков нефтегазодобывающих районов Среднего Приобья. – Растения и промышленная среда, вып. 5. Свердловск, 1978.

117. Шилова И.И., Мамаев С.А. Фитомелиорация техногенных песчаных арен нефтегазодобывающих районов Среднего Приобья//Мелиорация земель Крайнего Севера. М., 1977. С.235-242.

118. Щербак Г.Г., Фоминых Д.Е. Техногенное засоление и возможности рекультивации почв на территориях нефтяных месторождений Западной Сибири // Инженерные изыскания. Москва, 2012. С. 66-71.
119. Bertani G. Studies on lysogenesis. I. The mode of phage liberation by lysogenic *Escherichia coli*. J. Bacteriol. 1951. V. 62. P. 293–300.
120. Buzmakov S.A., Andreev D.N., Zaytsev A.A., Khotyanovskaya Y.V., Voronov G.A. Possible sources of pollution by oil products of water body in karst area // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Perm, 2019. – P. 012051. – DOI 10.1088/1755-1315/321/1/012051.
121. Buzmakov, S.A., Khotyanovskaya Y.V. Degradation and pollution of lands under the influence of oil resources exploitation // Applied Geochemistry. – 2020. – Vol. 113. – P. 104443. – DOI 10.1016/j.apgeochem.2019.104443.
122. Dashpurev B, Bendix J, Lehnert L (2020) Monitoring oil exploitation infrastructure and dirt roads with object-based image analysis and random forest in the Eastern Mongolian Steppe. Remote Sens. 12, 144. <https://doi.org/10.3390/rs12010144>
123. Fritts H. Tree rings and climate. London–New York–San Francisco: Acad. Press, 1976. 567 p.
124. Getzin S, Nuske RS, Wiegand K (2014) Using unmanned aerial vehicles (UAV) to quantify spatial gap patterns in forests. Remote Sens. 6, 6988-7004. <https://doi.org/10.3390/rs6086988>
125. Global Forest Change 2000–2019. Year of gross forest cover loss event – global dataset. URL: http://earthenginepartners.appspot.com/science-2013-global-forest/download_v1.7.html (дата обращения: 15.10.2021).
126. Hansen M, Potapov P, Moore R, Hancher M, Turubanova S, Tyukavina A, Thau D, Stehman S, Goetz S, Loveland T, Kommareddy A, Egorov A, Chini L, Justice C, Townshend J (2013) High-resolution global maps of 21st-century forest cover change. Science 342(6160): 850-853. <https://doi.org/10.1126/science.1244693>
127. Heinz, B., Birk, S., Liedl, R., Geyer, T., Straub, K.L., Andresen, J., Bester, K., Kappler, A., 2009. Water quality deterioration at a karst spring (Gallusquelle,

Germany) due to combined sewer overflow: evidence of bacterial and micro-pollutant contamination. *Environmental Geology* 57, 797-808.

128. Khotyanovskaya, Y., Shekhovtseva A. Negative impact of oil-extracting the industries on the environment // Новое в естественных и гуманитарных науках = innovations in science and humanities: сборник материалов межвузовских научно-практических студенческих конференций, Пермь, 25 ноября 2016 года – 26 2017 года. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017. – P. 20-24.

129. Khotyanovskaya, Y.: Technogenic transformation of ecosystems in the karst area during oil production, EGU General Assembly 2022, Vienna, Austria, 23–27 May 2022, EGU22-6883, <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu22-6883>, 2022.

130. Khotyanovskaya, Y., Buzmakov, S. & Sannikov, P. Identification of oil mining technogenesis based on aerial photography data. *J Soils Sediments* 23, 973–988 (2023). <https://doi.org/10.1007/s11368-022-03357-y>

131. Paneque-Gálvez J, McCall MK, Napoletano BM, Wich SA, Koh LP (2014) Small drones for community-based forest monitoring: An assessment of their feasibility and potential in tropical areas. *Forests* vol. 5(6), 1481-1507. <https://doi.org/10.3390/f5061481>

132. Raymond R.L. Microbial oxidation of n-paraffinic hydrocarbons. *Develop. Ind. Microbiol.* 1961. V. 2. № 1. P. 23–32.

133. Sannikov, P., Khotyanovskaya, Y., and Buzmakov, S.: Applicability of aerial photography for identifying of oil mining technogenesis: mechanical transformations, bitumization, technogenic salinization, EGU General Assembly 2022, Vienna, Austria, 23–27 May 2022, EGU22-2643, <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu22-2643>, 2022.

134. Wang, S.J., Li, Y.B., 2007. Problems and development trends about researches on karst rocky desertification. *Adv. Earth Sci.* 22, 573–582.

135. Wang, S.J., Liu, Q.M., Zhang, D.F., 2004. Karst rocky desertification in Southwestern China: geomorphology, landuse, impact and rehabilitation. *Land Degrad. Dev.* 15, 115–121.

136. Yue, Y.M., Wang, K.L., Zhang, B., Jiao, Q.J., Liu, B., Zhang, M.Y., 2012. Remote sensing of fractional cover of vegetation and exposed bedrock for karst rocky desertification assessment. Proc. Environ. Sci. 13, 847–853.

Нормативные и методические документы

137. ГОСТ 12071-2014. Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов.

138. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

139. ГОСТ 17.1.4.01. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах.

140. ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

141. ГОСТ 31861-2012. Вода. Общие требования к отбору проб.

142. ГОСТ 17.1.5.04-81. Охрана природы. Гидросфера. Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения проб природных вод. Общие технические условия (с Изменением №1).

143. ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.

144. Массовая концентрация нефтепродуктов в водах. Методика выполнения измерений ИК-фотометрическим методом. РД 52.24.476-2007. – Ростов-на Дону, 2007.

145. Методика выполнения измерений массовой концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-002-56591409-2009).

146. Методика выполнения измерений массовой концентрации предельных углеводородов и углеводородов нефти в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-007-565914009-2009).

147. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель / Утв. Роскомземом, Минприроды РФ, РАСХН 27.03.1995 г. № 3-15/582 с дополнениями и изменениями от 01.07.2011 г.
148. Методические указания. Определение массовой концентрации органических соединений в воде методом хромато-масс-спектрометрии. МУК 4.1.663-97. – М.: Минздрав РФ, 1997.
149. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии – М., 2005 год. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
150. СП 11-102-97 Свод правил по инженерным изысканиям для строительства.
151. СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.
152. Методика выполнения измерений массовой концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-002-56591409-2009, ФР.1.31.2009.06144).
153. Методика выполнения измерений массовой концентрации предельных углеводородов и углеводородов нефти в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4 (МВИ-4215-007-565914009-2009, ФР.1.31.2010.06967).
154. ПНД Ф 16.1:2:2.2.22-98 (Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли НП в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии).
155. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Содержание нефтепродуктов в пробах поверхностных и подземных
ВОД**

№ ПП	Наименование площадки	Нефтепродукты, мг/дм ³								
		2016 г.			2017 г.			2018 г.		
		март	апрель	июль	март	апрель	август	февраль	май	июль
1	Родник 1	<0,05	0,51	0,18	0,06	<0,04	<0,04	<0,04	0,64	0,14
2	Родник 2	5,53	1640	570	<0,04	<0,04	<0,04	0,365	0,43	0,05
3	Родник 3	3,62	2360	3200	0,09	<0,04	0,08	0,47	0,29	<0,04
4	Дамба, ручей 1	-	-	<0,05	<0,04	<0,04	<0,04	<0,04	0,55	0,23
5	Восходящие грифоны, родник 5	-	16,6	<0,05	<0,04	<0,04	<0,04	0,043	0,39	<0,04
6	Озеро, понор	-	<0,05	0,07	<0,04	<0,04	<0,04	<0,04	0,21	0,11
7	Новый понор	-	-	<0,05	-	<0,04	<0,04	-	0,15	-
10	Пономаревская пещера	-	3,04	<0,05	0,08	0,13	<0,04	36,7	37,4	8,3
11	Родник 7, Арапов Ключ	-	0,88	<0,05	-	<0,04	<0,04	<0,04	0,07	0,56
12	Родник 8, Скальный лог	-	1,25	<0,05	-	<0,04	<0,04	-	0,08	0,23
13	Выход р. Ясыл, родник 9	-	<0,05	<0,05	<0,04	0,04	<0,04	0,192	0,34	0,56
18	Родник 6, верховье ясылского лога	-	-	-	3,9	3,9	<0,04	0,80	8,5	0,27
19	Ручей 2, ниже нефтеловушки	-	-	-	<0,04	<0,04	<0,04	0,237	0,26	0,47
20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и 2	-	-	-	-	<0,04	<0,04	-	0,09	0,54
21	Ручей 4	-	-	-	-	<0,04	<0,04	-	0,13	-
24	р. Ясыл, выше впад. ручья 5	-	-	-	-	<0,04	<0,04	-	0,18	2,61
25	р. Ясыл, ниже впад. ручья 5	-	-	-	-	<0,04	<0,04	-	0,20	1,75
26	р. Ясыл, ниже прудов	-	-	-	<0,04	<0,04	<0,04	0,231	5,4	0,71
27	р. Ясыл, устье	-	-	-	<0,04	<0,04	<0,04	-	0,18	0,95
ПДК р.х.		0,05								

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Содержание нефтепродуктов в донных осадках

№ ПП	Наименование площадки	Содержание нефтепродуктов, мг/кг			
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	среднее
1	Родник 1	63	71	171	101,7
2	Родник 2 (выход загрязненных вод)	7527	3834	2048	4469,7
3	Родник 3, нисходящий (выход загрязненных вод)	10653	5729	7662	8014,7
4	Дамба, ручей 1	61	601	298	320
5	Восходящие грифоны, родник 5 (выход загрязненных вод)	101	59	<50	80
6	Озеро, понор (нырок) под скальное обнажение	74	496	181	250,3
7	Новый понор (нырок)	627	52	<50	339,5
10	Пономаревская пещера	9337	-	54872	32104,5
11	Родник 7, Арапов Ключ (ручей 1)	104	102	74	93,3
12	Родник 8, Скальный лог	<50	<50	<50	<50
13	Выход р. Ясыл, родник 9	92	72	57	73,7
15	Загрязненная карстовая воронка	-	2665	<50	-
18	Родник 6, верховье ясылского лога (выход загрязненных вод)	-	557	33238	16897,5
19	Ручей 2, ниже нефтеловушки	-	276	101	188,5
20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и ручья 2	-	194	236	215
21	Ручей 4	-	55	-	-
22	Ручей 3, ниже слияния ручья 4, сухое русло	-	147	-	-
25	река Ясыл, ниже впадения ручья 5	-	281	295	288
26	река Ясыл, ниже прудов	-	<50	<50	-
27	река Ясыл, устье	-	<50	<50	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Содержание нефтепродуктов в пробах почв

№ ПП	Наименование площадки	Содержание нефтепродуктов, мг/кг		
		2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Почвы около Родника 1	<50	62	63
2	Почвы около Родника 2 (выход загрязненных вод)	58	2566	573
3	Почвы около Родника 3 (выход загрязненных вод)	8886	2272	3388
4	Почвы рядом с Дамбой, ручей 1	<50	154	287
5	Почвы вблизи Восходящих грифонов, родник 5 (выход загрязненных вод)	<50	<50	69
6	Почвы рядом с Озером (понор (нырок) под скальное обнажение)	<50	<50	<50
7	Почвы около Нового понора (нырок)	<50	52	<50
10	Почвы около Входа в пещеру	<50	<50	-
11	Почвы около Родника 7, Арапов Ключ (ручей 1)	<50	429	<50
12	Почвы около Родника 8 (Скальный лог)	<50	447	<50
13	Почвы вблизи Выхода р. Ясыл, родник 9	<50	97	<50
15	Почвы около Загрязненной карстовой воронки	181	<50	58
18	Почвы около Родника 6, верховье ясылского лога (выход загрязненных вод)		748	8380
19	Почвы около Ручья 2, ниже нефтеловушки		156	1414
20	Почвы около Ручья 3 (ниже слияния ручья 1 и ручья 2)			<50
24	Почвы вблизи р. Ясыл (выше впадения ручья 5)			92
26	Почвы вблизи р. Ясыл (ниже прудов)			<50
27	Почвы вблизи р. Ясыл (устье)			<50
41	Почвы с загрязненного участка за кустом скважин №9			>100000

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Сводная таблица результатов стандартного химического анализа воды, 2016 г.

№ точки	Дата отбора	Содержание															Ед. рН	град. жесткости	Мг/дм ³
		мг/дм ³																	
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Минерализация	Сухой остаток	Fe _{общ}	рН			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1	04.16	<0.6	369.1	1223.0	46.5	<0.2	<0.2	599.2	36.8	29.4	0.5	0.8	2305,2	2120,7	0,41	7,08	32,9	1,5	
	05.16	<0.6	329.4	1174.0	22.8	<0.2	<0.2	589.1	36.7	11.1	0.7	<0.5	2164,1	1999,4	< 0,05	7,63	32,4	1,1	
	07.16	<0.6	335.5	1286.0	10.6	3.9	<0.2	335.5	30.7	3.1	0.7	0.6	2265,3	2097,5	< 0,05	7,13	32,2	0,7	
2	04.16	<0.6	352.3	1314.0	19.6	3.7	<0.2	591.6	32.7	10.9	0.5	0.8	2126,1	1949,9	0,05	7,10	32,2	1,0	
	05.16	<0.6	350.8	1279.0	43.2	0.4	<0.2	594.2	39.4	24.2	<0.5	<0.5	2331,8	2156,4	0,15	7,04	32,9	1,9	
	07.16	<0.6	396.5	1324.0	33.8	<0.2	<0.2	396.5	35.8	3.3	0.6	0.8	2411,6	2213,4	0,59	7,05	33,7	1,9	
3	04.16	<0.6	292.8	788.7	25.4	0.8	<0.2	370.6	21.4	15.4	0.5	0.7	151,3	1369,9	0,25	7,10	20,3	2,9	
	05.16	<0.6	309.6	1214.0	21.2	0.7	<0.2	584.1	38.1	12.4	<0.5	<0.5	2180,6	2025,8	0,39	7,04	32,3	1,7	
	07.16	<0.6	355.3	1220.0	22.2	1.0	<0.2	355.3	41.9	21.8	<0.5	<0.5	2264,0	2086,3	0,05	7,14	33,5	1,1	
4	07.16	<0.6	349.2	1233.0	18.2	2.3	<0.2	349.2	38.0	4.6	1.1	1.0	2249,1	2074,5	0,06	7,31	33,1	0,8	
5	05.16	<0.6	282.1	1298.0	2.1	0.5	<0.2	571.5	32.6	1.2	<0.5	<0.5	2188,5	2047,4	0,19	7,15	31,2	2,2	
	07.16	<0.6	286.7	1385.0	5.2	<0.2	<0.2	286.7	35.8	23.7	0.9	0.6	2324,6	2181,2	0,66	7,34	32,2	2,5	
6	05.16	<0.6	309.6	1271.0	24.8	2.1	<0.2	574.0	32.9	13.0	<0.5	<0.5	2227,8	2073,0	0,12	7,71	31,4	1,7	
	07.16	<0.6	297.4	1245.0	18.5	1.6	<0.2	574.0	39.4	16.4	<0.5	<0.5	2192,8	2044,1	0,05	7,58	31,9	1,1	
7	07.16	<0.6	315.7	1188.0	18.7	<0.2	<0.2	315.7	23.9	14.5	<0.5	<0.5	2107,6	1949,7	0,42	7,12	29,2	6,0	
10	05.16	<0.6	350.8	1280.0	1.7	0.7	<0.2	586.6	38.0	1.1	<0.5	<0.5	2259,5	2084,1	0,05	7,57	32,4	2,1	
	07.16	<0.6	477.3	1310.0	55	<0.2	< 0.2	477.3	41.2	4.7	0.6	1.1	2476,7	2238,1	0,63	7,06	35,1	2,7	
11	05.16	<0.6	277.6	1241.0	20.1	1.8	<0.2	591.6	32.6	10.6	<0.5	<0.5	2175,7	2036,9	0,12	7,27	32,2	2,1	
	07.16	<0.6	321.8	1363.0	18.7	2.1	<0.2	591.6	37.1	16.7	0.6	<0.5	2351,8	2190,9	0,07	7,27	32,6	1,2	
12	05.16	<0.6	335.5	1227.0	4.8	2.7	<0.2	584.1	37.0	1.1	<0.5	<0.5	2192,6	2024,8	0,14	7,31	32,2	1,2	
	07.16	<0.6	341.6	1362.0	4.6	3.3	<0.2	341.6	33.9	4.7	<0.5	<0.5	2357,3	2186,5	< 0,05	7,20	33,1	0,6	
13	05.16	<0.6	271.5	1299.0	4.4	1.6	<0.2	571.5	28.4	3.2	<0.5	<0.5	2180,0	2044,3	0,14	7,65	30,9	2,4	
	07.16	<0.6	305.0	1373.0	4.8	1.6	<0.2	305.0	34.9	2.7	0.8	0.7	2315,6	2163,1	< 0,05	7,33	32,4	1,3	
СКВАЖИНЫ																			
№5 гл.0,2	08.16	< 0,6	388,8	1426,0	38,0	3,9	< 0,2	609,2	35,4	20,3	1,7	< 0,5	2501,2	2309,8	1,06	7,07	32,3	18,8	
№4 гл.2,3	08.16	< 0,6	382,8	1429,0	37,8	3,5	< 0,2	589,1	35,4	21,0	2,3	< 0,5	2923,6	2680,3	0,17	7,18	38,7	2,8	
№2 гл.11,2 5м	08.16	< 0,6	486,5	1457,0	179,1	< 0,2	< 0,2	689,8	51,6	58,7	0,6	< 0,5	5860,5	5777,4	0,29	7,96	47,0	3,2	
№6 гл.0,6	08.16	< 0,6	166,2	3775,0	355,3	< 0,2	< 0,2	478,3	281,7	773,1	30,9	< 0,5	1862,9	1779,8	0,32	7,24	26,0	4,9	

№ точки	Дата отбора	Содержание																
		мг/дм ³														Ед. рН	град. жесткост и	Мг/дм ³
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Минер ализац ия	Сухой остаток	Fe _{общ}	рН	Жёсткост ь общая	Перманганат ная окисляемост ь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
№-2 гл.11,8 5	08.16	< 0,6	175,4	3651,0	383,4	< 0,2	< 0,2	458,2	266,5	770,8	31,1	< 0,5	5824,0	5736,3	0,87	8,00	46,4	4,7
№8 гл.9,5М	09.16	< 0,6	378,2	1458,5	33,6	7,4	< 0,2	617,4	37,3	12,0	< 0,5	1,0	2545,3	2356,2	0,14	7,34	33,9	1,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Сводная таблица результатов стандартного химического анализа воды, 2017 г.

№ Точки	Дата отбора	Содержание, мг/дм ³														Ед.р Н	град. жестко сти	Мг/дм ³ Перманган атная окисляемос ть
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Минерализация	Сухой остаток	Fe общ	рН	Жёсткость общая	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20
1	03.17	<0,6	286,7	1438,0	12,0	5,1	<0,2	580,4	27,7	7,1	0,6	0,7	2358	2215	0,06	7,17	31,2	0,8
	04.17	<0,6	331,8	1386,0	29,9	7,2	<0,2	587,3	30,8	10,9	0,5	1,0	2385	2220	0,05	7,22	31,8	0,9
	08.17	<0,6	366,0	1316,0	22,4	7,5	<0,2	584,0	28,7	8,9	<0,5	1,3	2335	2152	<0,05	7,11	31,5	0,70
2	03.17	<0,6	390,4	1461,0	43,8	<0,2	<0,2	600,2	31,7	33,0	1,5	1,0	2564	2368	1,1	6,96	32,6	9,9
	04.17	<0,6	478,2	1347,0	69,5	<0,2	<0,2	611,1	34,9	38,8	<0,5	1,0	2582	2342	1,01	6,97	33,4	3,8
	08.17	<0,6	427,0	1291,4	62,8	<0,2	<0,2	595,5	31,3	32,6	0,5	1,4	2442	2229	0,12	7,23	32,3	1,79
3	03.17	<0,6	329,4	1489,0	33,6	1,3	<0,2	580,4	32,7	23,6	1,7	0,8	2492	2328	<0,05	6,97	31,7	16,2
	04.17	<0,6	361,1	1356,0	72,7	1,9	<0,2	595,2	20,8	20,5	0,8	<0,5	2429	2249	0,10	7,04	31,4	1,6
	08.17	<0,6	427,0	1338,5	59,3	<0,2	<0,2	580,5	30,2	30,4	0,5	1,5	2468	2254	0,14	7,78	31,4	1,71
4	03.17	<0,6	317,2	1396,0	25,4	2,0	<0,2	600,2	29,8	17,9	1,0	0,8	2390	2232	<0,05	7,56	32,4	2,6
	04.17	<0,6	331,8	1152,0	47,4	3,5	<0,2	508,0	27,1	21,1	0,3	1,2	2093	1927	0,13	7,47	27,6	1,9
	08.17	<0,6	390,4	1287,4	36,7	4,2	<0,2	576,4	28,9	18,1	<0,5	0,9	2343	2148	0,05	7,43	31,1	1,24
5	03.17	<0,6	250,1	1458,0	1,5	0,6	<0,2	583,1	28,0	1,0	1,6	0,7	2325	2200	0,06	7,53	31,4	1,7
	04.17	<0,6	268,4	1225,0	3,5	0,5	<0,2	531,8	10,5	1,2	0,6	<0,5	2041	1907	0,19	7,31	27,4	4,8
	08.17	<0,6	292,8	1282,6	3,6	2,2	<0,2	565,0	28,4	0,8	<0,5	1,2	2177	2031	0,10	7,49	30,5	1,46
6	03.17	<0,6	262,3	1445,0	25,2	2,2	<0,2	589,2	29,0	17,0	0,9	0,6	2371	2240	<0,05	7,42	31,8	4,5
	04.17	<0,6	283,0	980,0	35,4	6,0	<0,2	416,8	26,2	17,1	1,1	0,9	1767	1625	0,08	7,89	23,0	3,3
	08.17	<0,6	329,4	1269,0	37,4	3,5	<0,2	549,7	29,1	17,8	<0,5	1,1	2237	2073	0,06	7,55	29,8	1,69
7	04.17	<0,6	209,8	711,0	25,8	5,0	<0,2	611,1	19,8	12,4	0,6	0,8	1355	1250	<0,05	7,92	20,0	3,0
	08.17	<0,6	305,0	1291,0	37,8	3,8	<0,2	526,8	30,2	17,0	<0,5	0,9	2213	2060	<0,05	7,68	28,8	1,54
10	03.17	<0,6	457,5	1563,0	14,6	<0,2	<0,2	669,3	39,0	10,2	1,2	1,0	2756	2527	0,20	7,29	36,6	5,2
	04.17	<0,6	341,6	1393,0	6,5	1,0	<0,2	591,6	38,2	3,4	<0,5	1,1	2396	2225	0,38	6,84	33,6	2,1
	08.17	<0,6	427,0	1345,5	6,1	<0,2	<0,2	584,0	33,1	4,5	<0,5	0,8	2402	2188	0,11	7,11	31,9	3,69
11	04.17	<0,6	273,3	1395,0	31,7	5,5	<0,2	587,3	31,1	14,7	0,8	1,11	2340	2204	<0,05	7,42	31,9	1,4
	08.17	<0,6	341,6	1369,7	35,9	3,9	<0,2	587,9	27,5	14,5	0,5	0,7	2382	2211	<0,05	7,53	31,6	1,54
12	04.17	<0,6	312,3	1448,0	4,9	4,2	<0,2	579,4	33,1	2,3	0,8	1,0	2386	2230	<0,05	7,25	31,6	0,4
	08.17	<0,6	341,6	1332,8	8,9	4,1	<0,2	576,4	32,2	1,0	<0,5	0,8	2298	2127	<0,05	7,32	31,4	1,77
13	03.17	<0,6	274,5	1529,0	2,8	2,1	<0,2	593,2	29,2	1,5	0,6	0,6	2434	2296	<0,05	7,46	32,0	0,6
	04.17	<0,6	253,8	1364,0	7,9	4,4	<0,2	587,3	27,0	4,0	0,8	1,1	2250	2123	<0,05	7,33	31,5	2,1
	08.17	<0,6	317,2	1345,5	9,8	2,3	<0,2	576,4	25,9	4,8	<0,5	0,8	2283	2125	0,06	7,48	30,9	1,46
18	03.17	<0,6	329,4	1280,0	7,7	<0,2	<0,2	547,1	26,4	7,9	0,6	0,8	2201	2036	0,77	7,08	29,5	3,5

№ Точки	Дата отбора	Содержание, мг/дм ³														Ед.р Н	град. жестко сти	Мг/дм ³
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Минерализация	Сухой остаток	Fe общ	pH	Жёсткость общая	Перманганатная окисляемость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20
	04.17	<0,6	258,6	1351,0	8,4	4,8	<0,2	539,7	30,3	4,9	0,7	1,5	2200	2071	0,10	7,20	29,4	2,7
	08.17	<0,6	329,4	1225,8	7,3	1,2	<0,2	561,1	34,5	4,4	<0,5	1,3	2165	2000	0,06	7,26	30,8	2,46
19	03.17	<0,6	378,2	1572,0	9,8	<0,2	<0,2	635,3	32,6	9,0	0,2	0,8	2638	2449	0,06	7,42	34,4	1,4
	04.17	<0,6	278,2	1373,0	5,6	5,2	<0,2	571,4	28,8	4,3	0,9	1,5	2255	2116	0,09	7,38	30,9	2,1
	08.17	<0,6	366,0	1232,0	8,4	1,0	<0,2	574,5	35,4	5,2	<0,5	1,2	2224	2041	0,08	7,49	31,6	2,62
20	04.17	<0,6	263,5	1354,0	7,9	4,7	<0,2	543,7	29,2	5,8	0,9	1,5	2211	2079	0,06	7,56	29,5	3,7
	08.17	<0,6	353,8	1253,1	15,2	<0,2	<0,2	557,3	29,3	8,3	<0,5	1,2	2218	2041	0,10	7,79	30,2	2,23
21	04.17	<0,6	97,6	403,4	2,1	9,8	<0,2	174,6	7,6	1,3	1,4	0,5	698	650	0,16	7,40	9,3	5,1
	08.17	<0,6	268,4	1051,6	1,7	<0,2	<0,2	488,6	16,6	2,3	<0,5	1,2	1831	1697	0,97	7,40	25,7	5,69
24	04.17	<0,6	263,5	1261,5	6,5	2,7	<0,2	555,6	26,5	5,7	0,8	1,9	2125	1993	0,07	7,61	29,9	2,3
	08.17	<0,6	292,8	1309,4	7,6	<0,2	<0,2	584,0	25,7	4,0	<0,5	1,3	2225	2079	0,07	7,68	31,3	2,92
25	04.17	<0,6	258,6	1202,5	5,8	2,5	<0,2	539,7	25,8	5,7	0,7	1,9	2043	1914	0,19	7,61	29,1	2,6
	08.17	<0,6	292,8	1392,0	7,9	<0,2	<0,2	650,8	26,5	4,0	<0,5	1,1	2376	2229	0,13	7,72	34,7	3,54
26	03.17	<0,6	280,6	1553,0	2,4	0,9	<0,2	694,5	28,3	1,3	0,9	0,7	2563	2422	0,05	7,57	37,0	1,5
	04.17	<0,6	190,3	927,4	4,3	0,3	<0,2	397,0	19,7	3,8	<0,5	0,9	1544	1449	<0,05	7,68	21,4	1,9
	08.17	<0,6	183,0	1152,8	6,6	<0,2	<0,2	526,8	23,3	3,3	<0,5	0,7	1897	1805	0,08	7,81	28,2	4,38
27	03.17	<0,6	280,6	1558,0	2,7	4,3	<0,2	611,2	30,5	3,3	1,2	0,7	2493	2352	0,30	7,93	33,0	1,2
	04.17	<0,6	219,6	1156,5	5,5	4,8	<0,2	484,1	26,4	4,8	1,4	1,7	1905	1795	<0,05	7,67	26,3	3,2
	08.17	<0,6	256,2	1222,3	8,0	<0,2	<0,2	568,8	27,3	4,1	<0,5	0,9	2088	1960	0,14	7,90	30,6	2,77
СКВАЖИНЫ																		
Скв. 1 (гл. 2,3 м)	08.17	<0,6	353,8	1398	100,5	<0,2	<0,2	616,2	42,2	48,0	1,9	1,4	2563	2386	1,15	6,99	34,2	0,98
Скв. 1 (гл. 6,8 м)	08.17	<0,6	378,2	1524	97,9	<0,2	<0,2	632,1	42,3	50,6	1,6	1,7	2729	2540	0,45	7,09	35,0	0,98
Скв. 2 (гл. 11,25м)	08.17	<0,6	762,5	1490	105,1	<0,2	<0,2	731,8	54,3	59,6	5,9	2,3	3212	2831	0,46	6,93	41,0	16,97
Скв. 4 (гл. 2,3 м)	08.17	<0,6	311,1	487,5	10,4	<0,2	<0,2	221,3	28,0	6,1	1,1	1,0	1067	912	0,60	7,07	13,4	5,01

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Сводная таблица результатов стандартного химического анализа воды, 2018 г.

№ точки	Дата отбора	Содержание, мг/дм ³												Ед. рН	град. жесткости
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Сухой остаток	рН	Жёсткость общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
1	02.18	<0,6	343	1258	18,0	8,7	<0,20	635	26,7	8,1	<0,5	<0,5	2126	7,28	32,2
	05.18	<0,6	331	1319	13,2	6,77	<0,02	606	25,9	4,6	<0,5	<0,5	2072	7,2	26,1
	07.18	<0,6	281	1377	16,3	8,86	<0,02	592	27,9	6,4	<0,5	0,5	2220	7,2	32,1
2	02.18	<0,6	460	1301	57,1	0,47	<0,20	659	32,1	34,0	1,51	<0,5	2316	7,36	33,5
	05.18	<0,6	356	1265	41,7	1,21	0,021	587	26,8	19,5	<0,5	<0,5	2233	7,1	26,2
	07.18	<0,6	320	1293	47,9	1,66	0,033	603	30,9	25,1	1,1	<0,5	2330	7,2	33,0
3	02.18	<0,6	412	1332	46,7	<0,20	<0,20	664	32,2	28,1	<0,5	<0,5	2312	7,21	30,7
	05.18	<0,6	356	1236	5,6	1,58	0,030	591	28,6	18,9	<0,5	<0,5	2223	7,1	26,5
	07.18	<0,6	333	1306	46,5	1,80	<0,02	608	30,8	23,9	1,1	0,5	2290	7,2	33,0
4	02.18	<0,6	365	1373	32,0	<0,20	<0,20	636	30,0	18,4	<0,5	<0,5	2283	7,63	32,4
	05.18	<0,6	337	1216	23,4	3,75	<0,02	581	28,2	11,0	<0,5	<0,5	2120	7,3	26,1
	07.18	<0,6	294	1372	27,9	4,14	<0,02	600	29,3	13,9	<0,5	<0,5	2170	7,4	31,7
5	02.18	<0,6	295	1357	8,46	<0,20	<0,20	620	28,5	6,34	<0,5	<0,5	2272	7,33	31,3
	05.18	<0,6	278	1303	3,3	2,51	<0,02	578	29,7	1,1	<0,5	<0,5	2125	7,2	25,7
	07.18	<0,6	222	1390	4,2	3,44	<0,02	572	29,3	3,1	1,2	<0,5	2150	7,5	31,3
6	02.18	<0,6	305	1382	29,7	4,28	<0,20	601	30,20	15,0	<0,5	<0,5	2214	7,65	31,4
	05.18	<0,6	324	1182	23,1	4,90	0,025	551	27,3	10,2	<0,5	<0,5	2075	7,8	25,1
	07.18	<0,6	267	1192	25,7	4,18	0,023	499	27,4	12,9	<0,5	<0,5	2420	7,9	27,5
7	05.18	<0,6	331	1192	23,1	4,49	0,023	555	25,0	10,0	<0,5	0,5	2041	7,9	25,1
10	02.18	<0,6	346	1416	13,4	<0,20	<0,20	638	39,9	8,2	<0,5	1,4	2290	7,28	34,7
	05.18	<0,6	337	1272	5,1	0,39	0,022	581	31,3	2,5	<0,5	0,5	2148	7,0	26,6
	07.18	<0,6	335	1352	8,1	<0,20	0,021	559	36,8	4,8	<0,5	<0,5	2320	7,1	30,5
11	02.18	<0,6	349	1293	17,0	3,91	<0,20	559	32,4	8,5	0,62	1,5	2098	7,49	32,7
	05.18	<0,6	307	1251	21,4	4,64	<0,02	589	27,2	9,7	<0,5	<0,5	2075	7,6	25,0
	07.18	<0,6	265	1364	23,2	3,43	<0,02	572	29,1	11,6	0,7	<0,5	2420	7,5	30,7
12	05.18	<0,6	321	1290	6,1	3,60	<0,02	589	29,0	1,8	<0,5	<0,5	2137	7,3	25,2
	07.18	<0,6	280	1356	6,9	3,45	<0,02	554	30,7	2,9	0,9	<0,5	2230	7,2	30,2
13	02.18	<0,6	314	1321	9,51	2,65	<0,20	579	29,5	4,66	0,66	1,6	2263	7,58	32,1
	05.18	<0,6	292	1284	7,9	2,97	<0,02	585	28,1	3,9	<0,5	<0,5	1267	7,5	24,1
	07.18	<0,6	249	1378	7,3	0,35	<0,02	548	27,5	4,7	1,0	<0,5	2130	7,3	29,5
18	02.18	<0,6	412	1351	15,2	0,78	<0,20	593	32,6	9,0	0,75	1,7	2418	7,35	33,4
	05.18	<0,6	316	1225	6,6	1,86	<0,02	583	27,6	3,1	<0,5	<0,5	2109	7,2	25,2
	07.18	<0,6	266	1278	7,6	<0,20	<0,02	547	28,7	6,7	1,9	0,5	2090	7,1	29,6
19	02.18	<0,6	419	1326	15,2	0,44	<0,20	591	32,6	9,1	0,75	2,0	2396	7,47	33,8

№ точки	Дата отбора	Содержание, мг/дм ³												Ед. рН		град. жесткости
		CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	NO ₂ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Сухой остаток	рН	Жёсткость общая	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	
	05.18	<0,6	313	1225	6,6	1,86	<0,02	588	29,3	3,1	<0,5	<0,5	2087	7,4	24,6	
	07.18	<0,6	265	1301	7,0	1,46	<0,02	547	28,5	4,7	<0,5	<0,5	2130	7,5	29,6	
20	05.18	<0,6	308	1268	11,6	2,47	<0,02	587	24,5	5,3	<0,5	<0,5	2081	7,8	25,0	
	07.18	<0,6	268	1288	12,0	1,81	0,020	537	28,3	7,1	<0,5	<0,5	2060	7,8	29,0	
21	05.18	<0,6	180	947	1,9	7,70	<0,02	442	15,8	0,9	1,7	<0,5	1587	7,7	18,2	
24	05.18	<0,6	270	1235	6,8	2,14	<0,02	567	23,4	2,8	<0,5	<0,5	1972	7,7	24,1	
	07.18	<0,6	223	1233	6,3	1,07	<0,02	502	23,4	3,9	<0,5	<0,5	1900	7,8	27,4	
25	05.18	<0,6	263	1355	6,3	1,96	<0,02	547	24,2	2,8	<0,5	<0,5	2069	7,7	23,7	
	07.18	<0,6	222	1233	5,9	0,70	0,021	506	22,3	3,4	<0,5	<0,5	1900	7,7	26,7	
26	02.18	<0,6	312	1378	7,88	2,05	<0,02	581	29,2	4,76	0,64	1,6	2320	7,60	33,2	
	05.18	<0,6	206	1073	6,1	<0,20	<0,02	484	21,4	2,3	<0,5	<0,5	1690	7,8	20,7	
	07.18	<0,6	148	1287	5,8	<0,02	<0,02	495	23,7	3,8	<0,5	<0,5	1930	7,6	26,5	
27	05.18	<0,6	235	1133	6,5	4,21	0,022	529	23,4	2,5	1,1	0,5	1818	7,9	22,5	
	07.18	<0,6	203	1261	6,9	3,38	0,027	535	26,2	4,0	1,3	<0,5	1990	7,9	28,0	
ПДК		-	-	500	350	-	-	50	50	-	20	-	-	6-9	7,0	