

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АКАДЕМИКА М. Д. МИЛЛИОНЩИКОВА»**

На правах рукописи



Усманов Анди Хамзатович

**ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА
ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДАМИ
ПОДЗЕМНЫХ ВОД Г. ГРОЗНЫЙ**

Специальность 1.6.21. Геоэкология

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор географических наук, доцент
Гайрабеков Умар Ташадиевич

Грозный – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.....	12
1.1. Физико-географические особенности района.....	12
1.1.1. Орография.....	12
1.1.2. Климат.....	14
1.1.3. Речная сеть.....	15
1.1.4. Почвы и растительность.....	17
1.2. Геологические и гидрогеологические особенности.....	17
1.2.1. Изученность и общие сведения о геологии района.....	17
1.2.2. Литология и стратиграфия.....	19
1.2.3. Тектоника.....	23
1.2.4. Гидрогеология.....	25
1.3. Нефтегазоносность Терско-Сунженского района.....	30
1.3.1. Общая характеристика нефтегазоносности.....	30
1.3.2. Классификация залежей нефти и газа района.....	34
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ И ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ Г. ГРОЗНЫЙ.....	36
2.1 Исторический обзор добычи нефти и газа на территории г. Грозный.....	36
2.1.1. Начальный период использования нефти.....	37
2.1.2. Период освоения залежей углеводородов в миоценовых отложениях.....	40
2.1.3. Период освоения залежей углеводородов в меловых отложениях.....	43
2.1.4. Функционирование нефтекомплекса в период политической нестабильности.....	44
2.2. Загрязнений геологической среды территории в 1990-2000 гг.....	46

2.2.1. Источники загрязнения геологической среды углеводородами.	46
2.2.2. Выявление и картографирование поступления нефтепродуктов.....	50
2.2.3. Геоэкологический мониторинг территории 1990-2000 гг.....	52
2.2.4. Локализация техногенных залежей углеводородов в геологической среде.....	57
2.2.5. Экологические последствия освоения месторождений.....	62
2.3. Анализ ранее проведенных мероприятий по ликвидации линз углеводородов в геологической среде.....	64
2.3.1. Мероприятия по локализации и ликвидации крупных очагов загрязнения геологической среды.....	64
2.3.2. Характеристика планируемых и реализованных ликвидационных мероприятий.....	67
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДАМИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД Г. ГРОЗНЫЙ.....	73
3.1. Анализ результатов исследования территории методом дистанционного зондирования Земли.....	73
3.1.1. Физические основы дистанционного геотермического картографирования и оборудование для измерения «тепловых аномалий».....	73
3.1.2. Тепловая съемка в инфракрасной зоне.....	74
3.1.3. Источники формирования тепловых потоков.....	77
3.1.4. Признаки дешифрования различных поверхностей.....	78
3.1.5. Дистанционное геотермическое картографирование.....	80
3.1.6. Анализ снимков тепловых аномалий исследуемой территории в период 1989-2002 гг.....	81
3.1.7. Тепловые аномалии района г. Грозный.....	88
3.2. Анализ результатов исследования территории методом георадарного зондирования.....	90
3.2.1. Обоснование выбора территории исследований техногенных	90

залежей углеводородов.....	
3.2.2. Георадарное зондирование исследуемой территории.....	93
3.2.2.1. Георадарная съемка.....	94
3.2.2.2. Участки проведения георадарных работ.....	94
3.2.2.3. Результаты полевых георадарных исследований.....	94
3.3. Анализ результатов исследования территории методом газовой и геохимической съемки.....	96
3.3.1. Планирование работ по выявлению и оконтуриванию залежей углеводородов и проведение газовой и геохимической съёмки.....	96
3.3.2. Обработка результатов исследований газовой и геохимической съемки.....	98
3.3.3. Примерная количественная оценка залежей углеводородов на основе экспериментальных исследований.....	99
3.3.4. Результаты исследований концентраций углеводородов для идентификации залежей нефтепродуктов в геологической среде.....	101
3.3.4.1 Анализ статистических данных.....	101
3.3.4.2 Анализ аномалий углеводородных газов.....	104
3.3.4.3 Анализ аномалий ртути, сероводорода, углекислого газа.....	108
3.3.4.4 Комплексный анализ геохимического исследования.....	110
3.4. Оценка запасов техногенных залежей углеводородов в выявленных линзах на основе комплекса геолого-геофизических и буровых работ.....	113
3.4.1. Определение места размещения скважин и проведение комплекса буровых работ.....	113
3.4.2. Оценка загрязнения геологической среды углеводородами и распределения нефтепродуктов в пробуренных скважинах.....	118
3.4.3. Оценка запасов техногенных нефтепродуктов в выявленных линзах на основе выполненного комплекса геолого-геофизических и буровых работ.....	123
3.5. Разработка рекомендаций по экологической реабилитации геологической среды г. Грозный.....	124

3.5.1. Обзор существующих методов и рекомендации по очистке геологической среды от углеводородного загрязнения.....	124
3.5.1.1. Микробиологические технологии.....	125
3.5.1.2. Низкотемпературная термическая десорбция.....	126
3.5.1.3. Откачка нефтепродуктов.....	128
3.5.2. Разработка рекомендаций по очистке подземных вод от углеводородного загрязнения.....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	163
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	187

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Более чем вековая промышленная добыча и переработка нефти в Грозненском нефтегазодобывающем районе – одном из старейших в России – сопровождалась чрезмерным негативным воздействием на геологическую среду. В течение всего периода разработки месторождений в этом районе отмечалась высокая аварийность участков кустовых насосных станций, установок подготовки нефти, узлов очистки стоков и др. Многочисленные утечки из хранилищ нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, амбаров, шламохранилищ, отстойников в течение длительного времени привели к накоплению нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод и образованию значительных объёмов техногенных залежей углеводородов (УВ). Как правило, они представляют собой достаточно компактные линзы жидких УВ, формирующиеся над зеркалом вод первого от поверхности водоносного горизонта и мигрирующие по уклону, частично «размазываясь» как в плане, так и по вертикали в пределах зоны аэрации. Нарушение инфильтрационного водного режима зоны аэрации приводит к постепенному подъёму уровня грунтовых вод и вследствие этого – к подтоплению промышленных и жилых районов. Принятие своевременных мер для ликвидации последствий нефтяного загрязнения геологической среды требует оперативных методов картографирования пространственных границ техногенных залежей нефтепродуктов для блокирования процесса дальнейшего переноса УВ подземными водами, извлечение плавающих на поверхности грунтовых вод нефтепродуктов, очистку подземных вод и пород зоны аэрации.

Наиболее значительным очагом загрязнения является промышленная зона в юго-западной части г. Грозный (Заводской район и часть прилегающей с востока территории). Здесь были сконцентрированы крупнейшие в стране предприятия нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Низкий уровень экологизации технологических процессов, применяемых в период многолетней эксплуатации объектов нефтепромышленного производства, сопровождался утечками и скоплением жидких УВ на

поверхности грунтовых вод. Наблюдения за динамикой перемещения линз УВ показывают их подвижность и способность мигрировать, расширяя ареал загрязнения подземных вод. Сложившиеся экологические условия требуют разработки научно-обоснованных рекомендаций по очистке геологической среды г. Грозный от углеводородного загрязнения и минимизации техногенного воздействия на подземные воды и водозаборы питьевого назначения г. Грозный. Для эффективного решения этой задачи, наряду с использованием существующего опыта, необходим индивидуальный подход к решению проблемы. Это в свою очередь диктует необходимость проведения специальных научно-исследовательских и полевых работ. В связи с этим геозекологическая оценка техногенного загрязнения геологической среды УВ и разработка на этой основе научно-обоснованных рекомендаций по оптимизации геозекологической ситуации Заводского района г. Грозный является актуальной задачей.

Цель работы – анализ и оценка степени техногенного загрязнения грунтовых вод УВ и оптимизация геозекологической ситуации территории г. Грозный.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **задачи**:

1. Анализ особенностей природных условий и нефтегазоносности территории г. Грозный.
2. Анализ освоения нефтяных месторождений исследуемой территории, геозекологический мониторинг загрязнения территории УВ и экологических последствий добычи, транспортировки и переработки нефти и нефтепродуктов.
3. Исследовать особенности формирования техногенных залежей УВ в геологической среде территории г. Грозный на основе ретроспективного анализа.
4. Разработать методологические основы оценки степени углеводородного загрязнения грунтовых вод.

5. Дать научно-обоснованные рекомендации по ликвидации подземных линз УВ и экологической реабилитации геологической среды территории г. Грозный.

Научная новизна:

1. Впервые проведён всесторонний научный анализ современного состояния проблемы нефтяного загрязнения подземных вод и особенностей формирования техногенных залежей УВ на территории г. Грозный.

2. Установлено пространственное размещение техногенных залежей УВ в акчагыл-апшеронских отложениях Заводского района г. Грозный.

3. Впервые проведено картирование кровли и подошвы продуктивного горизонта и водонефтяного контакта (ВНК) на различных участках исследуемого района.

4. Выполнена оценка геоэкологического состояния верхней части геологического разреза территории г. Грозный.

5. Разработаны научно-обоснованные рекомендации по извлечению техногенных залежей УВ и улучшению геоэкологической ситуации, связанной с загрязнением почвогрунтов и подземных вод.

Объект исследования – геологическая среда территории г. Грозный, подверженная загрязнению УВ в условиях многолетней эксплуатации объектов нефтепромышленного производства.

Предмет исследования – пространственное проявление природных и техногенных процессов, способствующих образованию техногенных залежей УВ, и разработка рекомендаций по оптимизации природопользования.

Материалы и методы исследований. Диссертационная работа основана на материалах полевых исследований по выявлению и оконтуриванию площадей техногенных подземных линз нефтепродуктов территории г. Грозный. В качестве основных методов применялись: геолого-геофизические и геохимические методы, включающие георадарную, газовую и геохимическую съёмки, а также бурение оценочных скважин с использованием материалов высокоточной космической съёмки. Используются результаты дешифрирования космических снимков «NOAA», «Landsat-5,7» и «Ikonos».

Достоверность научных положений выводов и рекомендаций подтверждается значительным объемом фактического материала, полученного с использованием современных средств измерений и стандартных методик проведения исследований, применением современных методов химического анализа полевых образцов и методов статистической обработки данных.

Теоретическая и практическая значимость работы. Теоретическая значимость работы состоит в том, что на основе проведенных исследований для сложных геологических и гидрогеологических условий разработан научно-обоснованный комплекс методов изучения геоэкологической обстановки районов добычи, транспортировки и переработки нефти.

Практическим результатом работы являются научно-обоснованные рекомендации по экологической реабилитации геологической среды территории г. Грозный и минимизации воздействия техногенных залежей УВ на подземные воды и водозаборы питьевого водоснабжения. Предложенные рекомендации включены в Федеральную целевую программу «Ликвидация накопленного экологического ущерба на 2014-2025 гг.», рекомендованы ФГУП «Чеченнефтехимпром» к внедрению предприятиям ОАО «Грознефтегаз» при разработке программ экологизации производственной деятельности и планировании мероприятий по оптимизации природопользования в рамках требований социально-экономического развития Чеченской Республики.

Личный вклад автора заключается в выполнении основного объема теоретических и экспериментальных исследований, изложенных в диссертационной работе, включая постановку цели и задач исследования, выборе методик экспериментов, непосредственном участии в их проведении, анализе и обобщении экспериментальных результатов, научном обосновании выводов, при подготовке материалов публикаций и докладов. Автором проведены полевые комплексные исследования, георадарная съемка, бурение оценочных скважин, обработка и интерпретация полученных данных и разработаны рекомендации по минимизации техногенного воздействия на геологическую среду территории г. Грозный.

Положения, выносимые на защиту

1. Полевые исследования с применением георадарной съёмки позволили определить литологический состав грунтов, глубины залегания и мощности слоя жидких нефтепродуктов, располагающихся на поверхности грунтовых вод. Результаты интерпретации данных георадарной съёмки позволили определить стратегию последующего комплекса поисковых работ, включающего геохимическую и газовую съёмки и бурение оценочных скважин.
2. Структурно-литологические неоднородности акчагыл-апшеронских отложений, заключающиеся в том, что в восточной части исследуемого района апшеронские отложения погружаются под толщу высокопроницаемых четвертичных отложений. Это создает благоприятные условия для накопления нефтепродуктов в данных отложениях и загрязнения ими подземных вод. В то же время, в западной части города, где в основном развиты слабопроницаемые глинистые породы апшеронского возраста, отсутствуют геологические условия для формирования углеводородных линз.
3. Выявленные площади техногенных линз УВ приурочены к району концентрации объектов нефтепромышленного производства. Отмечается неустойчивость в распределении нефтепродуктов в пространстве и времени, связанная с изменением фильтрационных свойств пород под влиянием нефтепродуктов. Максимальные концентрации наблюдаются на локальных участках, что позволит уменьшить технические и финансовые затраты на экологическую реабилитацию геологической среды.

Апробация работы. Основные результаты исследования представлены автором на международных, российских и региональных конференциях, наиболее значимые из которых: XI Международная конференция «Биологическое разнообразие Кавказа» (Магас, 2009), Межрегиональный Пагуошский симпозиум «Наука и высшая школа Чеченской Республики: перспективы развития межрегионального и международного научно-технического сотрудничества» (Грозный, 2010), I Кавказский международный экологический форум (Грозный, 2013), I Международная

научная конференция «Наука и образование Австралии, Америки и Евразии: фундаментальные и прикладные науки» (Мельбурн, 2014), Международная научно-практическая конференция «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии» (Краснодар, 2017), Международный симпозиум «Инженерные науки и науки о Земле. Прикладные и фундаментальные исследования» (Грозный, 2019), III Международный симпозиум «Науки о Земле: история, современные проблемы и перспективы» (Москва, 2021), XI Всероссийская научно-техническая конференция «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа» (Ессентуки-Грозный, 2021), XII Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа» (Махачкала, 2022) и др.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 30 научных работ, из которых 3 статьи – в журналах, в журналах международной базы данных Web of Science и Scopus, 10 научных статей – в журналах, рекомендуемых ВАК РФ.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы из 209 наименований, в том числе 13 источников на иностранном языке. Работа изложена на 146 страницах, иллюстрирована 4 таблицами и 21 рисунком.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю, д.г.н. У.Т. Гайрабекову. Особую благодарность автор выражает научному консультанту к.г.-м.н., д.ф.-м.н., профессору академику Академии наук Чеченской Республики, Заслуженному геологу РФ И.А. Керимову за ценные советы на всех этапах работы. Автор благодарит за ценные советы и рекомендации при оформлении диссертации д.г.-м.н. А.А. Даукаева, д.ф.-м.н. В.Б. Заалишвили, д.г.-м.н. С.Г. Парадю и д.г.-м.н. В.И. Черкашина

ГЛАВА 1 ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ

1.1 Физико-географические особенности района

1.1.1 Орография

Грозный расположен в центральной части Чеченской Республики на широкой долине р. Сунжа, частично захватывая склоны Сунженского, Грозненского и Новогрозненского хребтов. Сунженский и Грозненский хребты разделены узкой Андреевской долиной, а Терский и Сунженский хребты – Алханчурской долиной, которая в своей восточной части соединяется с Петропавловской долиной (рис. 1.1).

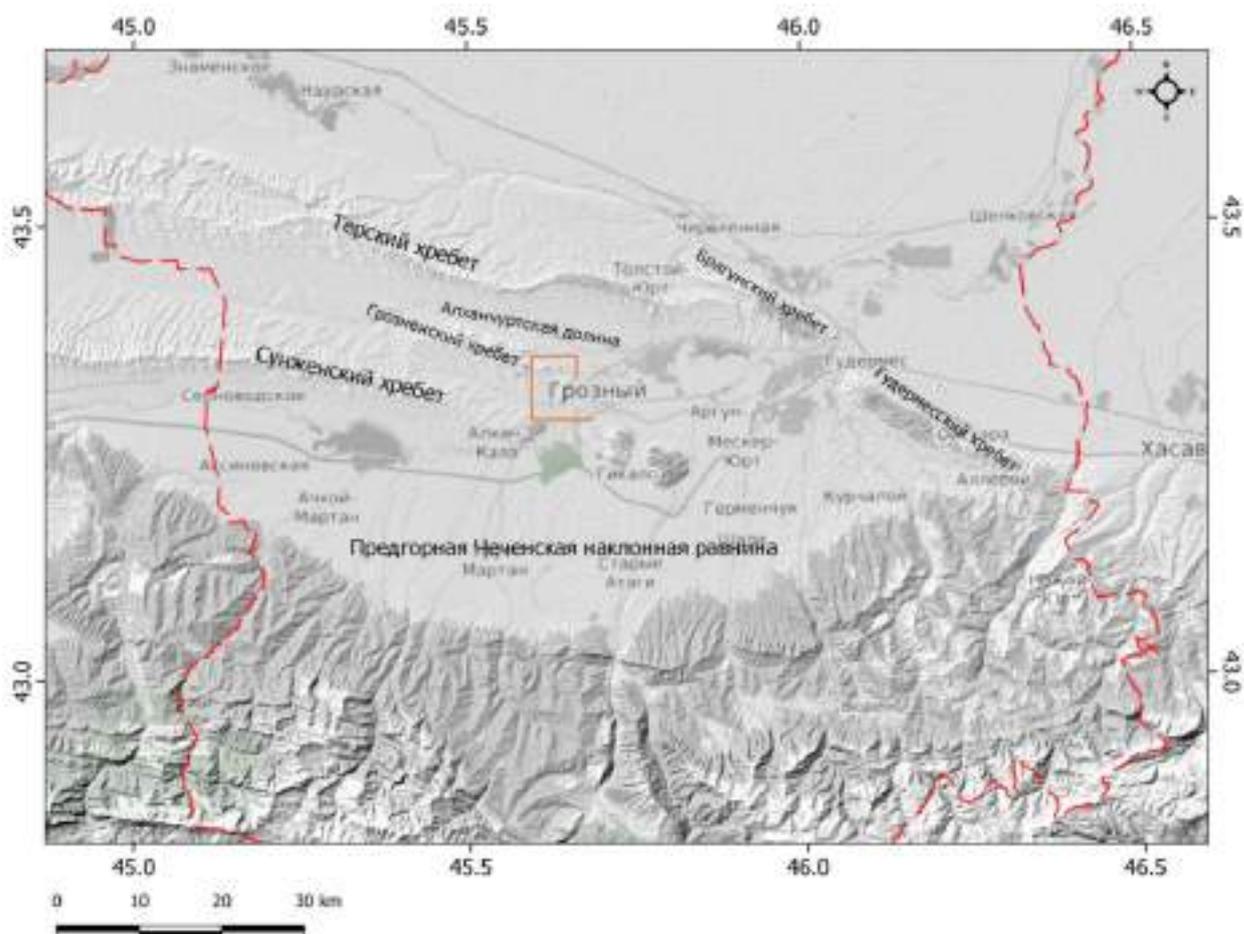


Рис. 1.1 – Географическая карта расположения территории г. Грозный

Рельеф территории г. Грозный чрезвычайно разнообразен и характеризуется преимущественно равнинным строением, четко отражающим глубинное строение недр. Его основные формы образовались в процессе орогенных движений Восточно-Кавказской и Бакинской фаз, и денудационными процессами были сглажены лишь частично. Его формирование обусловлено сочетанием воздействия горообразовательных и денудационных процессов.

Грозненский хребет по своим очертаниям сходен с Сунженским, так же, как и Сунженский, имеет простирание, близкое к широтному. Длина хребта около 20 км. Самая высокая точка – «Лазарев шпиль» имеет отметку 387,2 м.

Новогрозненский хребет представлен возвышенностями Сюир-Корт и Сюиль-Корт, разделенными между собой узкой Ханкальской долиной. Андреевская и Алханчурская долины, несмотря на различия в размерах, имеют много общих черт. Днища долин широкие, борта пологие и постепенно переходят в склоны хребтов. В Андреевской долине нет постоянного водотока, в Алханчурской – р. Нефтянка является искусственным водоемом.

Долина р. Сунжи приурочена к широкому седловидному перегибу, разделяющему Грозненскую и Новогрозненскую антиклинали. Далее, к северу, она проходит по западному центриклинальному окончанию Петропавловской синклинали. В границах города она имеет весьма характерный поперечный профиль. У юго-западных окраин города ее правый борт пологий, а левый – обрывчатый. Высота обрыва превышает местами 20 м.

В городской черте поперечный профиль приобретает симметричное строение. На выходе из города р. Сунжа прижимается мощным конусом выноса р. Аргун к северному склону Терского хребта.

Здесь ее левый борт становится обрывистым, правый пологим, с несколькими террасовыми уровнями. Следует отметить, что в межгорной части долина лучше всего выражена вторая терраса. Ее ширина местами по

правому и левому берегам превышает 2 км. Первая терраса лучше всего выражена в заводском районе и в районе Старой Сунжи.

Описание рельефа дано в работах И.Н. Сафронова [158, 159, 161] Н.В. Думитрашко [80], Гвоздецкого Н.А. [49], В.В. Рыжикова [152, 153, 154], М.И. Жемеричко [82]. Морфометрический анализ отдельных участков приводится в многочисленных отчетах, касающихся нефтегазоносности района г. Грозный.

Город Грозный является одним из старейших нефтепромышленных центров страны, продукция предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности которого не только обеспечивала потребности внутреннего рынка страны, но и поставлялась во многие зарубежные страны. Добыча, переработка, хранение и транспортировка нефти и нефтепродуктов на всём протяжении функционирования нефтекомплекса в районе г. Грозный сопровождалась негативным воздействием на окружающую среду.

1.1.2. Климат

Умеренный, увлажнённый климат г. Грозный характеризуется жарким и сухим летом, мягкой, малоснежной зимой. Коэффициент увлажнения (от 0,61 до 0,9) увеличивается с севера на юг и к вершинам хребтов. Осадки выпадают в основном в весенне-летний период в виде дождя. Их количество увеличивается к югу, составляет 400-500 мм в равнинной части и достигает до 600 мм на Терско-Сунженской возвышенности [1, 11].

Средние температуры июля – 20-24 °С, января – 4 °С. Среднегодовая температура в г. Грозный – 10,4 °С [11]. Преобладают ветра восточного и западного направлений. Лето в районе г. Грозный умеренно-жаркое и продолжительное. Наиболее жарким месяцем года является июль. Средняя многолетняя температура июля равна (+ 23,8) °С, а максимальная – (+41) °С.

Зима сравнительно мягкая, но не устойчивая, с частыми оттепелями. Наиболее холодным месяцем года является январь. Средняя многолетняя температура января равна $(-3,6)$ °С, а минимальная – (-33) °С

Минимальное количество осадков приходится на зимнее время. Снежный покров появляется в начале декабря и носит неустойчивый характер. Его высота не превышает 10-15 см. В течение зимы снег может несколько раз стаивать и появляться вновь.

Господствующими ветрами являются восточные и западные, направленные вдоль Передовых хребтов Терско-Сунженской возвышенности. Зимой преобладают холодные сухие восточные ветры, которые приносят с Каспия низкие туманы, оседающие в предгорной полосе. В начале лета юго-западные ветры приносят влажные теплые массы воздуха с Черного и Средиземного морей. Максимальная скорость ветра – 25 м/сек.

1.1.3 Речная сеть

Речная сеть г. Грозный представлена р. Сунжа и ее притоками: правым Гойтой и левым Нефтянкой. Река Сунжа является второй по величине в республике после Терека и берет начало на склонах г. Уш-Корт, абсолютная отметка которой равна 1693,2 м. Ее длина от истока до устья – 265 км, водосборная площадь – 12,2 тыс. км². Речной сток формируют в основном ледники и высокогорные снега [155].

Водный режим р. Сунжа характеризуется резкими дождевыми паводками в летний период. Наиболее высокие уровни и расходы воды приходится на теплую часть года, когда тают снега, ледники и льют дожди.

Зимой расход воды резко уменьшается, т.к. питание рек поддерживается, главным образом, подземными водами. Замерзание и ледовый режим рек на территории Чеченской Республики зависят не только от зимних температур, но и от скорости их течения. На реках высокогорной зоны, где высокая скорость течения воды, даже при довольно низких зимних температурах сплошного ледосостава не бывает. В нижнем течении, где

скорость течения замедляется, в суровые зимы реки на отдельных участках замерзают.

Река Сунжа – самая крупная река, проходящая через г. Грозный до впадения в Терек. По водному режиму она относится к обоим типам рек и питается как от ледников и высокогорных снегов, так и из родников и рек, впадающих в нее. Сунжа и ее притоки в верховье питаются родниками, грунтовыми водами и атмосферными осадками. Она течет по пониженной части Сунженской долины, сложенной на большую глубину аллювиальными и делювиальными отложениями. Мощный слой валунно-галечного материала обуславливает в сухие годы переход поверхностного стока в подрусловый, с выходом на дневную поверхность далеко за пределами от своего начала.

На участке от г. Карабулак до г. Грозный р. Сунжа принимает ряд притоков, из которых наибольшими являются: Асса, Фортанга, Шалажа, Гехи, Мартан, Гойта. На протяжении от г. Грозный до железнодорожного моста, пересекающего Сунжу ниже г. Гудермес, в нее впадает ряд притоков, из которых наибольшими являются реки Аргун и Белка с притоками Гумс и Хулхулау. На протяжении остальных 20 км р. Сунжа притоков не имеет [62].

Водный режим р. Сунжа характеризуется редкими паводками в летний период, которые вызываются таяниями снегов, ледников и ливнями. Начало паводка относится к апрелю и к концу сентября. Высокие пики паводка отмечаются в июне, июне и редко – в августе. Интенсивность подъема уровня воды достигает 1,8 м/сут. Средний многолетний расход воды составляет 35,6 м³/с. Средний многолетний слой стока равен 240 мм. Коэффициент стока – 0,48. Ширина реки в черте города составляет 20-30 м. Глубина в среднем составляет 0,6-0,8 м. Средняя скорость течения – 0,8 м/с. Русло и пойма сложены галечниками. По химическому составу воды р. Сунжа могут быть охарактеризованы как сульфатно-кальциевые в весенне-летние месяцы и как гидрокарбонатно-кальциевые в весенне-зимние месяцы.

Река Гойта является правым притоком р. Сунжа, впадающим в нее на юге в городской черте. Это небольшая речка шириной 2-4 м и глубиной от 0,5

до 1,5 м. Перекрытая Чернореченской дамбой р. Гойта образовала Грозненское водохранилище. Питание реки преимущественно осуществляется за счет атмосферных осадков.

Река Нефтянка является левым притоком р. Сунжа. Важную роль в ее питании имеют нефтепромысла: в нее сбрасываются воды, добываемые попутно с нефтью. На режим реки существенную роль оказывают летние ливни.

1.1.4. Почвы и растительность

Основными почвообразующими породами служат лёссовидные суглинки и глины. Почвенный покров в основном представлен черноземами выщелоченными и темно-каштановыми почвами в сочетании с лугово-черноземными, лугово-дерновыми, лугово-каштановыми и аллювиальными, в том числе заболоченными.

В Алханчуртской долине среди солонцеватых черноземов встречаются крупные пятна темно-каштановых почв. На Чеченской равнине наряду с карбонатными и выщелоченными черноземами широкое распространение имеют различные луговые почвы. Черноземы здесь залегают на повышенных участках. В долинах рек преобладают луговые, лугово-болотные и аллювиально-луговые почвы.

Левобережная часть города расположена в разнотравно-типчакково-ковыльной и борадачёвой степи. Растительность правобережья более разнообразна и мезофильна, здесь помимо степных встречаются и лесные виды (фиалка полевая, ландыш закавказский, тюльпан Биберштейна и другие). Для склонов Сунженского хребта характерны разнотравно-злаковые полынные степи с небольшими куртинами низкорослых лесов. В пойме р. Сунжа растительность луговая и лугово-болотная, с фрагментами пойменных лесов.

1.2. Геологические и гидрогеологические особенности

1.2.1. Изученность и общие сведения о геологии района

Первые работы, посвящённые описанию геологического строения Терско-Сунженской области, относятся к середине XIX и к началу XX столетий. К ним следует отнести работы Н.И. Зинина (1853), Г.В. Абиха (1865), Ф. Кошкуля (1879), А.М. Коншина (1892-1899), И.Н. Стрижова (1902-1926). Наиболее значительными являются исследования К.А. Прокопова (1915-1936), Б.А. Алферова (1926-1927), И.О. Брода (1936-1966) и др.

Вопросы геологии и геоморфологии района исследования анализируются в монографии И.Н. Сафронова (1969), в работах Н.В. Думитрашко (1974, 1977), Е.Е. Милановского (1968), Н.А. Гвоздецкого (1954, 1963), Б.К. Лотиева и др. (1968-1979), Ю.А. Стерленко (1968-1991), М.И. Жемеричко (1982), М.Н. Смирновой (1984), И.А. Керимова (2010), А.А. Даукаева (2010, 2018) и др.

В геологическом строении территории г. Грозный принимают участие породы юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Фрагмент карты геологического строения района г. Грозный показан на рисунке 1.2.

Предгорная часть Чеченской Республики, включая территорию г. Грозный, сложена молодыми породами кайнозойского возраста. Верхняя часть палеогена и нижняя часть неогена слагаются однообразной толщей темно-серых и шоколадно-бурых глин, известных под названием майкопской свиты [152]. Следующие за ней отложения неогеновой системы, распространенные в предгорьях и слагающие Терский и Сунженский хребты, состоят преимущественно из глин и песчаников.

Самые молодые отложения четвертичной системы выстилают равнины, речные долины. Они представлены морскими, речными, ледниковыми и другими отложениями в виде глин, песков, галечников, щебня, гравия, валунов, лесовидных суглинков.

1.2.2. Литология и стратиграфия

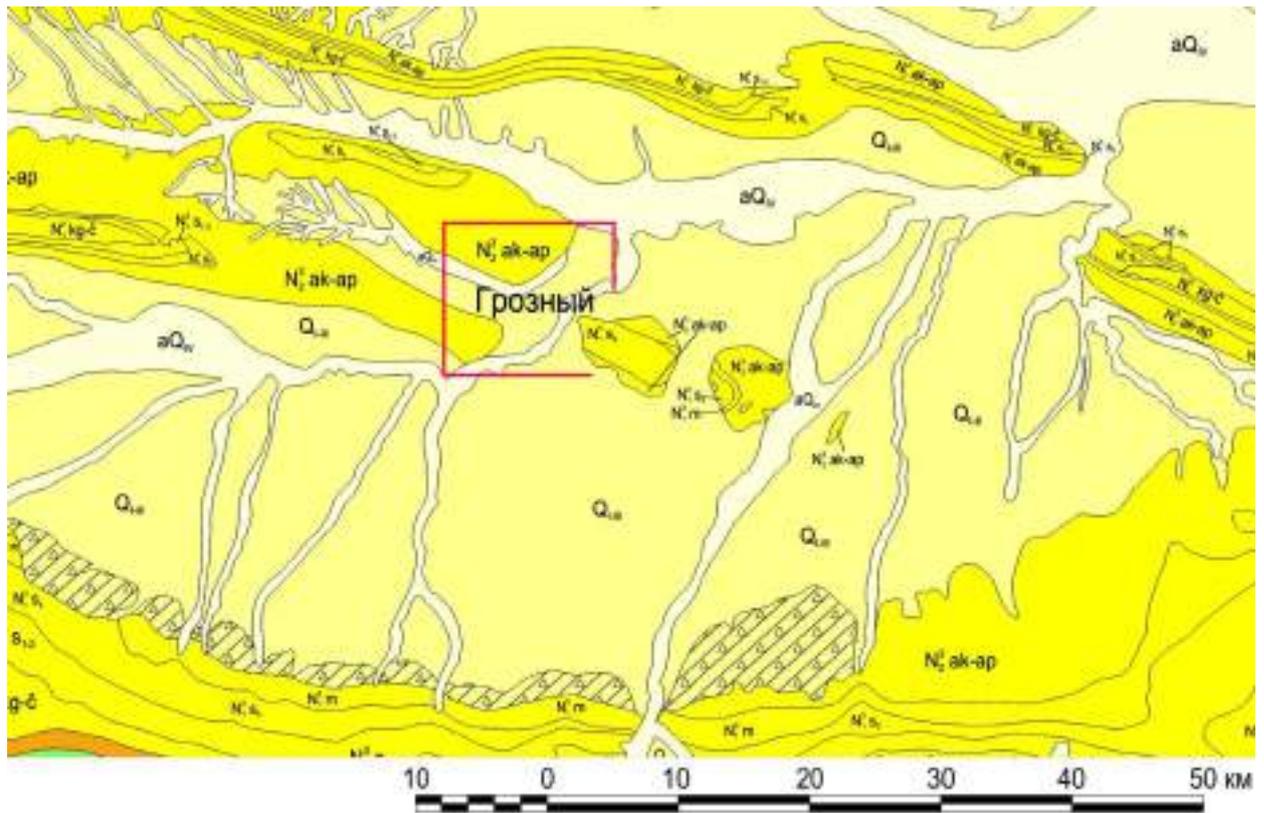
В строении описываемого участка принимают участие мощные толщи мезозойско-кайнозойских отложений. Наиболее древние отложения, выходящие на дневную поверхность в ядрах антиклиналей в Пригрозненском районе, являются породы верхнего и среднего миоцена, склоны хребтов сложены более молодыми отложениями неогена.

Олигоцен-нижнемиоценовые отложения слагают основание структурного олигоцен-четвертичного орогенного этажа. На Северном Кавказе они объединены в майкопскую серию. Прослеживаются в осевых частях Терского и Сунженского хребтов. Низы разреза сложены глинами, мергелями, алевролитами, песчаниками, песками в сильно нарушенном залегании (углы падения от 5 до 30°. Верхняя часть разреза представлена переслаивающимися песками, глинами, известняками и мергелями. Залегание пологое, тектонические нарушения отсутствуют. Описываемые отложения характеризуются значительным распространением оползней.

Неогеновые отложения (N) на склонах Терского и Сунженского хребтов смяты в системы узких и брахиантиклинальных субширотных складок. Основание разреза слагают конгломераты и пески, обнажающиеся на северных склонах Терско-Сунженского хребта и в глубоких врезках рек. Выше по разрезу залегают галечники, известняки, конгломераты и песчаники. Склоны Терско-Сунженского хребта сложены конгломератами и галечниками, а по мере удаления вглубь впадины – глинами и песками с прослоями мергелей и ракушечников. Глины – относительно плотные породы, но быстро и легко поддающиеся выветриванию, что значительно снижает их прочностные свойства и приводит к широкому развитию оползней.

Средний миоцен (N₁)

Караганский и конкский ярусы (N²_{1кq1 кп}). Отложения караганского и конкского ярусов в пределах изучаемого района представлены сходным литолого-фациальным комплексом пород – чередованием слоев глин и песчаников, а иногда тонким переслаиванием глин и песков. В толще



Условные обозначения

аQ_{IV} Современные четвертичные отложения. Галечники, пески, глины, суглинки пойм рек	N₂ ak-ap Акчагыл-апшеронские отложения. Пески, глины, глины песчанистые, конгломераты
d-pQ_{IV} Современные четвертичные отложения. Делювиально-пролювиальные глины, супеси, суглинки	N₁ m Мзотические отложения. Глины, пески
grQ_{IV} Современные четвертичные отложения. Гравитационные валуны, гравий, глины, суглинки	N₁ s₁ Верхнесарматские отложения. Тонкослоистые глины, иногда песчанистые с редкими прослоями и пачками
edQ_{IV} Современные четвертичные отложения. Золотые пески	N₁ s_{1,2} Нижне-среднесарматские отложения. Тонкослоистые и сланцеватые глины
Q_{III} Нерасчлененные нижне-верхнечетвертичные отложения. Аллювиально-пролювиальные глины, супеси суглинки, галечники	N₁ kg-č Караган-чокракские отложения. Аргилитоподобные тонкодисперсные глины с прослоями и пачками песчаников
f-gQ_{IV} Верхнечетвертичные водно-ледниковые отложения. Валуны, галечники брекчии	P₁-N, mk Палеоген-неогеновые отложения. Майкопская серия. Глины, реже мергели и песчаники
 Делювиально-пролювиальные отложения	

Рис. 1.2 – Фрагмент геологической карты территории Чеченской Республики (район г. Грозный)

отложений встречаются тонкие прослои твердых мергелей и песчаников.

Верхнемиоцен-плиоценовый комплекс сложен песчано-глинистыми образованиями с прослоями мергелей и известняков. Доминируют в разрезе глинистые толщи сармата и мэотиса. Углы падения пород верхнемиоцен-плиоценового этажа в присводных частях Старогрозненской, Новогрозненской и Сунженской антиклиналей составляют 30-40°. На погружении крыльев структур слои комплекса испытывают резкий перегиб и имеют падение до 60-70°. В периферийных частях описываемых антиклиналей крутопадающие слои верхне-миоценплиоценового этажа постепенно выполаживаются и на далеких погружениях крыльев падают под углами не более 10-15°. В ядерных частях синклиналей вся рассматриваемая толща кайнозоя в значительной степени утрачивает характерные черты дисгармоничной складчатости. Залегание слоев характеризуется пологими углами падения от 1-2° до 5-7°. Данный комплекс представлен отложениями верхнего миоцена (сармат и мэотис) и плиоцена (понт и акчагыл).

Сарматский ярус $N_1^3 S$. Отложения сарматского яруса представлены зеленовато-серыми, песчано-глинистыми пачками с тонкими прослойками известняков. Сарматский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний.

Нижний сармат $N_1^3 S_1$ серыми и голубовато-серыми известковистыми глинами с прослоями светло-серых крепких мергелей с *Mastra Eichwaldi*.

Средний сармат $N_1^3 S_2$ представлен светло-серыми известковыми глинами и частыми прослоями светло-серых мергелей и песчаников общей мощностью 100 м.

Верхний сармат $N_1^3 S_3$ подразделяется на Грозненские слои и слои *Mastra Caspia*, хотя резко выраженной границы между ними не наблюдается. Грозненские слои представлены глиной зеленовато-серой, неплотной, песчанистой. Слои *Mastra Caspia* представлены глиной зеленовато-серой и темно-серой с зеленоватым оттенком, слабопесчанистой.

Мэотический ярус N_1^3 т. Отложения мэотического яруса представлены пятнистой мергелистой глиной с прослойками светло-серого, тонкозернистого кварцевого песчаника. Общая мощность мэатиса составляет 420 м.

Понтический ярус $N_2рп$. Литологически представлен глинами и песчаниками. Песчаники, зеленовато-серые и желтоватые, мелкозернистые, слюдистые, плотные.

Нижний горизонт глинистый- с типичной морской понтической фауной. Глины желтовато-серые. В глинах встречаются прослои мергелей. Мощность понтических отложений составляет 186-233 м.

Акчагылский ярус $N_2 ак$.

Акчагылские отложения представлены самыми различными породами: серыми глинами средней крепости, сильно-корбонатными слоистыми; мергелями; галечниками и конгломератами.

Четвертичные отложения Q

Нижнечетвертичные отложения Q_1 .

Апшеронский ярус $N_2 ар$ (рис. 1.3) представлен грубозернистыми песчаниками и неотсортированными песками с прослоями серых известковистых глин. Встречаются тонкие прослойки до 30 см. Мощность апшеронских отложений колеблется в широких пределах, достигая 350 м. В пределах Алханчурской и Петропавловской долин нижнечетвертичные отложения представлены песчаниками и глинами, залегающими на больших глубинах.

Среднечетвертичные отложения Q_2 представлены аллювиальными песчанно-галечниковыми отложениями р. Сунжа и ее притоков, а также толщей эолово-делювиально-пролювиальных отложений лессовой формации.

Аллювиальные отложения ($al Q_2^{hz}$) представлены галечниками и песками, слагающие 5 и 4 террасы рр. Сунжа и Аргун. 5 терраса прослеживается вдоль восточного склона Сунженского хребта, 4 терраса

развита в районе Черноречья на правом берегу р. Сунжа, на левом берегу ее отложения различны.

Эолово-делювиально-пролювиальные отложения (Q_2^{hz}) представлены породами лессовой формации.

Стратиграфогенетические комплексы г. Грозный представлены *Четвертичными отложениями* сложенными гравийно-галечным материалом в пределах Сунженской равнины и мощной толщей просадочных суглинков.

В работе наиболее подробно рассмотрены в основном только те отложения, которые имеют отношение к изучаемой проблеме.

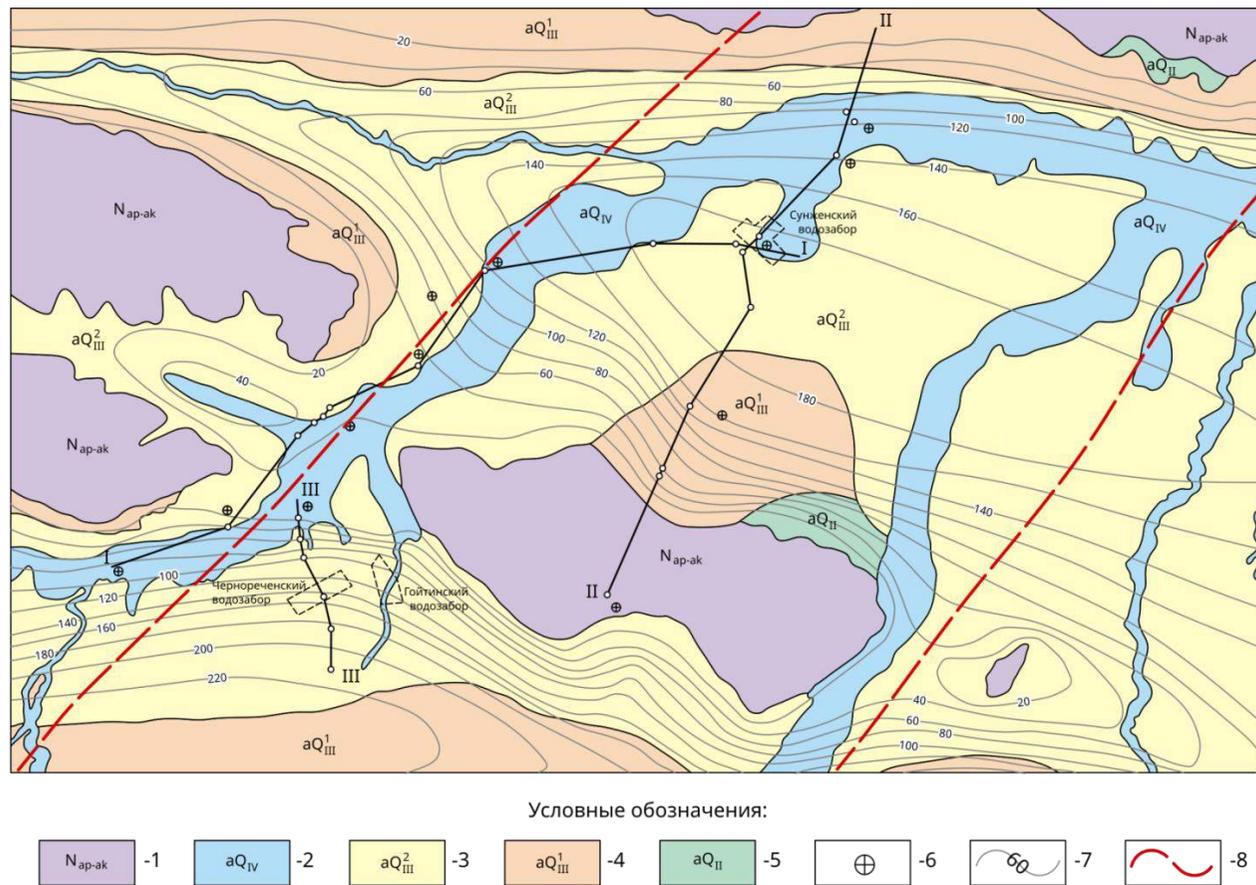


Рис. 1.3 – Карта четвертичных отложений района г. Грозный (составлена по материалам Чеченнедра)

- 1 – Дочетвертичные образования. Карбонатно-терригенные породы апшеронского и акчагыльского ярусов; 2 – Современные аллювиальные отложения русла и поймы. Галька, гравий, песок, супеси; 3 – Плейстоцен. Верхнее звено. Верхний горизонт. Аллювий 1-й террасы. Галька, гравий, песок, супесь; 4 – Плейстоцен. Верхнее звено. Нижний горизонт. Аллювий III террасы. Галька, гравий, песок, супесь, суглинок; 5 – Плейстоцен. Среднее звено. Аллювий IV террасы. Гравий, песок, супесь, примесь вулканического пепла; 6 – Скважины, вскрывающие разрез четвертичных отложений; 7 – Изопахиты четвертичных отложений (проведены через 20 метров); 8 – Неотектонические разломы

1.2.3. Тектоника

В тектоническом отношении территория г. Грозный находится в зоне сочленения крупных антиклинальных структур и разделяющих их прогибов, имеющих субширотное, т.е. Кавказское простирание. Исключение составляет седловидный перегиб между Старорозненской и Октябрьской антиклиналями, имеющий меридиональное простирание. История развития этого сложного тектонического узла предопределила сложность геологического строения и характерные черты гидрогеологических условий района [31]. Рельеф поверхности города отражает тектоническое строение территории.

Исследуемый район находится в пределах тектонической области Передовых хребтов, включающих:

- Терскую антиклинальную зону;
- Алханчуртскую синклинальную зону;
- Сунженскую антиклинальную зону.

Все антиклинальные структуры и разделяющие их синклинали имеют простирание близкое к широтному.

Сунженский антиклинорий (антиклинальная зона) протяженностью до 120 км и шириной 5-15 км (по фундаменту) в осадочном чехле представлен Старогрозненской, Новогрозненской (Октябрьской), Северо-Октябрьской, Андреевской и дугими антиклинальными складками. Старогрозненская антиклиналь, выраженная в рельефе Грозненским хребтом и возвышенностью Ташкала, приурочена к северному перегибу свода Сунженского антиклинория в его восточной части. Она отделяется от Сунженской антиклинали продольным перегибом Андреевской долины.

Северное крыло складки местами запрокинуто, южное крыло и свод подняты и надвинуты в северном направлении. Новогрозненская антиклиналь представляет собой коробчатую складку с плоским сводом и почти вертикальными крыльями. Зона синклинальных прогибов, отделяющих Терский антиклинорий от Сунженского, представлена в районе

Алханчуртской и Петропавловской синклиналими. Синклинали имеют крутые крылья и плоское дно.

1.2.4 Гидрогеология

Гидрогеологические условия района тесно связаны с его геолого-тектоническим строением [24]. В настоящей работе будут рассмотрены верхние водоносные горизонты, подверженные загрязнению с поверхности и используемые для водоснабжения г. Грозный. В этой связи не рассматриваются водоносные горизонты ниже акчагыльского. Что касается водоносного горизонта в современных отложениях, то на большей части территории он представлен суглинистыми разностями различного генезиса, и, в основном, сдренированы. В целом этот горизонт не имеет самостоятельного значения. Вместе с тем отметим, что защитные свойства пород невелики, и они не препятствуют проникновению загрязнений к основным водоносным горизонтам.

В соответствии с геологическим строением в районе традиционно выделяются следующие водоносные горизонты:

- аллювиальных отложений р. Сунжа верхней части верхнего плейстоцена;
- аллювиальных отложений нижней части верхнего плейстоцена;
- аллювиальных отложений среднего плейстоцена;
- морских отложений бакинского яруса;
- отложений апшеронского яруса;
- отложений акчагыльского яруса.

Аллювиальные отложения р. Сунжа верхней части верхнего плейстоцена aQ_{III}^2 – слагают II террасу р. Сунжа. Представлены гравийно-галечниковыми породами в центральной части района, переходящими в пески с гравием и линзами глин в северной части района. Коэффициент фильтрации отложений оценивается в $150 \text{ м}^2/\text{сут}$. Водоносный горизонт отделен от нижележащего горизонта aQ_{III} пластами глин мощностью 3-4 м.

Однако в нижней части Старосунженского участка они сообщаются и имеют одинаковый статический уровень. Водоносный горизонт загрязнен растворенными нефтепродуктами – в пределах Заводского района г. Грозный. Ранее, в 1966 г., в районе Старосунженского водозабора отмечалась загрязненность горизонта нефтепродуктами и фенолами, содержащимися в пределах от 0,001-1,2 мг/л. Источником загрязнения подземных вод являлся котлован промстоков пропарочной железнодорожной станции. Станция была ликвидирована в 1978 г., однако нефтепродукты и фенолы фиксировались до 1986 г. [35].

Водоносный горизонт аллювиальных отложений нижней части верхнего плейстоцена aQ_{III} представлен галечниками III террасы. Мощность водоносного горизонта достигает 45 м. Коэффициент фильтрации примерно $50 \text{ м}^2/\text{сут}$. Отмечалось присутствие нефтепродуктов до 4,4-6, 2 мг/л.

Водоносный горизонт аллювиальных отложений среднего плейстоцена aQ_{II} представлен разнородными песками с прослоями глин мощностью до 40-50 м. Водопроницаемость горизонта $1760 \text{ м}^2/\text{сут}$. Единичные анализы на загрязненность нефтепродуктами показывали содержание фенолов до 0,02 мг/л, что явилось основанием не рекомендовать его для целей питьевого водоснабжения.

Водоносный горизонт морских отложений бакинского яруса вскрыт на глубине 140-145 м. Преобладают мелкозернистые пески с хорошо выдержанными глинистыми прослоями. Мощность обводненной толщи песков – около 100 м. Водопроницаемость горизонта достигает $250 \text{ м}^2/\text{сут}$. Содержание фенолов 0,1 мг/л, нефтепродуктов – до 9 мг/л.

Четвертичные отложения образуют единый водоносный комплекс подземных вод гидрокарбонатно-натриевых, с минерализацией от 0,7 до 2 г/л, в основном, менее 1,4 г/л.

Водоносный горизонт апшеронского яруса N^3_{IIap} представлен песками, песчаниками рыхлыми с прослоями песчаных глин и конгломератов. Распространен в центральной части города (восточная оконечность

Заводского района), погружаясь под четвертичные отложения в направлении Старосунжинского водозабора. Водопроницаемость водоносного горизонта достигает $900 \text{ м}^2/\text{сут}$. Минерализация подземных вод – от 0,6 до 7 г/л, как правило, за пределами города – не более 1,9 г/л. Загрязнение вод апшеронского яруса происходит на территории нефтехимзаводов, где содержание растворенных нефтепродуктов достигает 13,5 мг/л [24].

Водоносный горизонт акчагыльского яруса $N^3_{\text{Пак}}$, представленный глинами с прослоями песчаников и конгломератов, перекрыт четвертичными суглинками мощностью до 3 м на большей части Заводского района и подвержен загрязнению нефтепродуктами. Гидравлически связан с апшеронским водоносным горизонтом.

Необходимо отметить, что в целом район находится в зоне недостаточного увлажнения, что предопределяет развитие процессов континентального засоления на участках близкого залегания уровней подземных вод. Эти процессы в сочетании со сложными геолого-структурными условиями предопределяют пестроту минерализации подземных вод. Вместе с тем отмечается, что если в четвертичных отложениях минерализация не превышает 2 г/л, в основном менее 1,4 г/л, то в отложениях неогена она повышается до 5-7 г/л [24].

Гидрогеологические особенности района исследования находятся в прямой связи с его тектоническим строением. В целом Сунженский антиклинорий в рельефе представлен Сунженским, Грозненским и Новогрозненским хребтами, разделяющими двумя межгорными артезианскими бассейнами: Алханчурский и Сунженский. Нижний ярус сложен отложениями неогена, которые залегают в форме синклиналей. Верхний ярус представлен породами четвертичного возраста, выполняющие синклинальные прогибы. В пределах Алханчурской долины четвертичные отложения представлены в основном, глинами и суглинками. Естественной границей рассматриваемых бассейнов является зона распространения

отложений сарматского яруса, которые представлены мощной тощей глинистых отложений с резкими прослоями песчаников.

Описание гидрогеологического разреза приводится с отложений мэотического яруса, которые перекрывают практически безводную толщу сарматских глин, являющихся водоупором для неоген-четвертичного водоносного комплекса.

Водоносность мэотического яруса

В пределах Сунженского и Алханчурского артезианских бассейнов в отложениях мэотиса водоносными являются слои песков, песчаников и конгломератов.

Воды мэотических отложений пресные вполне пригодны для питьевого водоснабжения. Однако они практически не используются, т.к. залегают на глубинах более 450 м.

Водоносность Акчагылского яруса

Отложения акчагыла выходят на дневную поверхность на склонах Терского и Сунженского хребтов. В пределах впадин они погружены на глубину до 400 м. Водоносными являются слои песчаников и конгломератов. Состав вод сульфатный, реже – хлоридно-сульфатно-натриевый. Минерализация воды изменяется от 0,7 до 1,9 г/л [24].

Водоносность отложений апшеронского яруса

Отложения апшерона на склонах хребтов слабо водоносны. Водоносный горизонт здесь характеризуется свободной поверхностью. Водоносными являются пески, песчаники и конгломераты. В пределах Алханчурской долины водоносные породы апшерона вскрыты на глубине 141-169 м и более м. По химическому составу воды апшеронских отложений гидрокарбонатные, гидрокарбонатно-сульфатно-натриевые и кальциевые. Минерализация изменяется от 0,26 до 1,6 г/л [24]. Разгрузка вод данного горизонта происходит в четвертичные отложения на участках, где апшеронские отложения различны и контактируют с четвертичными галечниками.

Водоносность четвертичных отложений

Толща четвертичных отложений в описываемом районе подразделяется на два комплекса:

- водоносный комплекс аллювиальных отложений;
- водоносный комплекс делювиально-пролювиальных отложений.

Водоносный комплекс аллювиальных отложений

Этот водоносный комплекс включает в себе воды аллювиальных отложений от четвертичного до современного возраста, развиты в Сунженском бассейне и долине р. Сунжа.

Водоносный комплекс аллювиальных отложений средне- и нижнечетвертичного возраста выражен галечниками с песчаным заполнителем. Мощность толщи песчаников достигает 250 м. Минерализация вод комплекса чаще всего составляет 0,5-0,6 г/л. По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатно-кальциевые и сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевые. Наибольшая внутриводная амплитуда колебаний уровня достигла 1,80 м [24]. Установлена зависимость между количеством выпадающих осадков и положением уровней. В непосредственной связи со временем выпадения максимума атмосферных осадков наивысший уровень грунтовых вод в среднем приходится на период от июля по октябрь месяцы, а их наиболее глубокое залегание приходится на январь-март месяцы. Питание вод горизонта происходит за счет инфильтрации.

1.3. Нефтегазоносность Терско-Сунженского района

1.3.1. Общая характеристика нефтегазоносности

Территория Грозного охватывает восточную часть Сунженской зоны Терско-Сунженского нефтегазоносного района (рис. 1.4) и характеризуется наличием локальных скоплений нефти и развитием нефтегазоносности в широком стратиграфическом диапазоне осадочного чехла, начиная от караганского яруса миоцена до валанжинского нижнего мела.

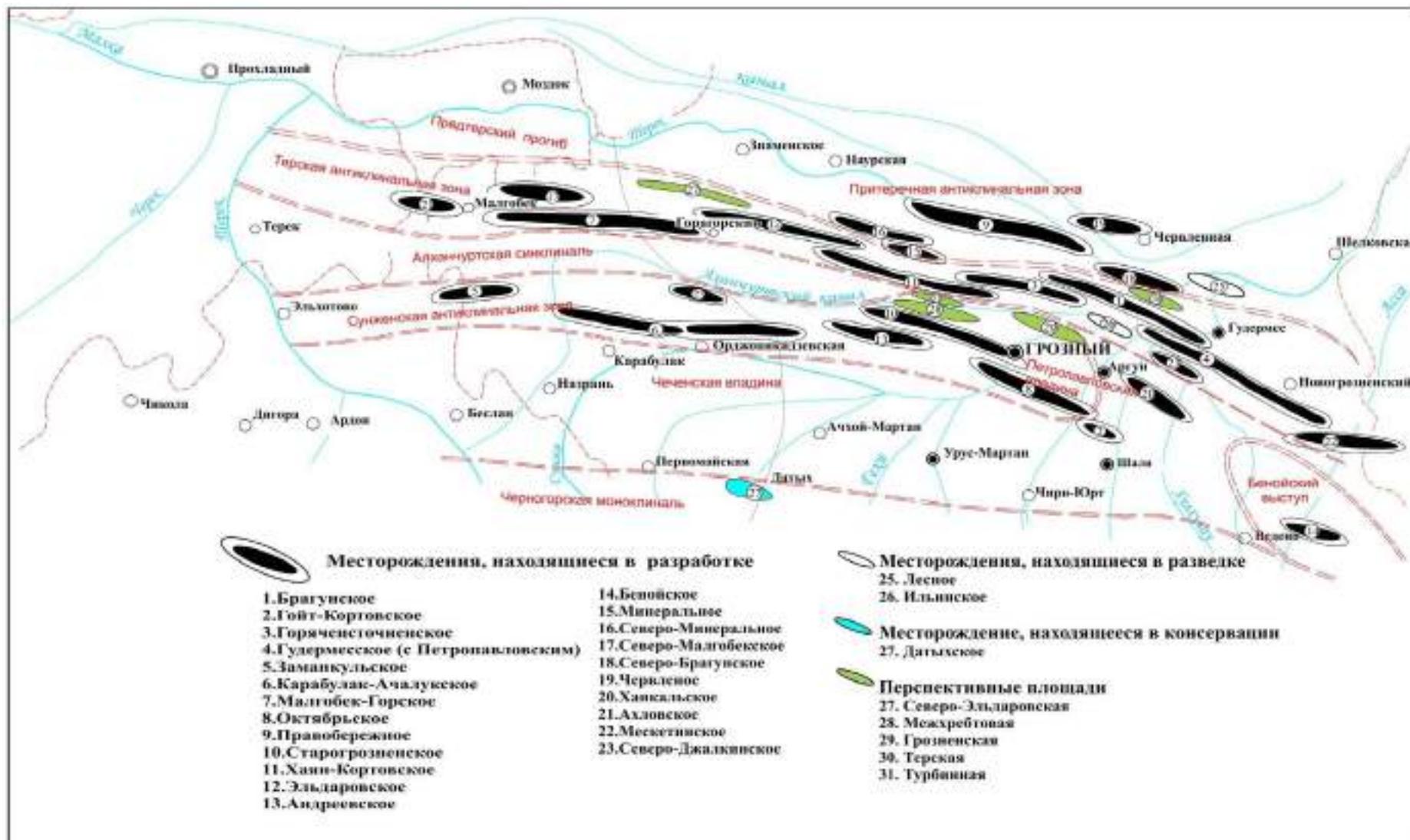


Рис. 1.4 – Обзорная карта месторождений нефти и газа Терско-Сунженского нефтегазоносного района (Керимов, Даукаев, Борисенко и др., 2005)

При бурении скважин нефтепроявления и признаки нефти и газа в сарматских отложениях были зафиксированы на Октябрьской и Старогрозненской площадях. По мнению Н.А. Кудрявцева (1955) [105], нефтепроявления в сарматских отложениях имеют вторичное происхождение и связаны с миграцией нефти из нижележащих регионально нефтеносных слоев среднего миоцена. Из верхнесарматских отложений на площадях Старогрозненского месторождения (участок Ташкала) были получены промышленные притоки газа в виде мощных фонтанов с дебитами до 100 тыс. м³/сут [118].

На Старогрозненском месторождении залежи нефти в миоценовых отложениях установлены в надвинутой и поднадвиговой частях складки и на участке Ташкала. Промышленно нефтенасыщенными в надвинутом крыле структуры являются пласты 2В, 3В, – IX карагана и пласты X-XVI чокрака. В поднадвиговой части структуры продуктивными являются те же пласты карагана и чокрака, кроме 1В и XV. На участке Ташкала залежи нефти открыты в пластах IX-XIV и XVI караганского и чокракского горизонтов [86, 151].

Промышленная нефтегазоносность караган-чокракских отложений установлена на площадях Октябрьская, Старогрозненская. На Октябрьском месторождении нефтеносными являются пласты I, II, III, IV, VIII, X, XI, XII, XIII и XIV караганского горизонта и пласты XV, XVI, XVIII, XIX, XX, XXI и XXII чокракского горизонта.

На Старогрозненском месторождении залежи нефти в миоценовых отложениях установлены в надвинутой и поднадвиговой частях складки и на участке Ташкала. Промышленно нефтенасыщенными в надвинутом крыле структуры являются пласты 2В, 3В, – IX карагана и пласты X-XVI чокрака. В поднадвиговой части структуры продуктивными являются те же пласты карагана и чокрака, кроме 1В и XV. На участке Ташкала залежи нефти открыты в пластах IX-XIV и XVI караганского и чокракского горизонтов. В поднадвиге складки II, III-IV, X пласты карагана и XIV, XVI, XVII и XVIII пласты чокрака являются нефтенасыщенными. Таким образом, в караган-чокракских

отложениях распространены, в основном, однофазовые нефтяные, реже газовые или двухфазовые газонефтяные залежи. Фазовое состояние флюидов, заполняющих ловушки в разновозрастных отложениях (караган-чокрак), в какой-то степени контролируется гипсометрическим положением последних. С установлением нефтегазоносности верхнемеловых отложений на ряде площадей в конце 50-х и в начале 60-х гг. прошлого века начался новый период в развитии нефтедобывающей промышленности Чеченской Республики [53]. Локальные скопления углеводородов в верхнем мелу представляют однофазовые залежи нефти, приуроченные к литологически однородной толще известняков. Чисто нефтяные залежи открыты на площадях Старогрозненская, Октябрьская.

Из верхнемеловых залежей нефти только одна – Брагунская – относится к крупным, а Октябрьская и Старогрозненская – к средним. Крупные и средние залежи в верхнемеловых отложениях установлены на тех же площадях, где ранее были открыты скопления нефти и газа в миоценовых отложениях. В нижнемеловом литологически неоднородном комплексе отложений залежи нефти и газа установлены в альб-аптских, барремских, валанжинских и готеривских отложениях. Однофазовые нефтяные залежи приурочены к альб-аптским песчаным пластам (Старогрозненская, Октябрьская, месторождения). Единичные газовые залежи открыты в валанжинских отложениях Старогрозненской площади. Опыт проведения поисково-разведочных и эксплуатационных работ показывает на тесную связь между стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности месторождений и степенью дислоцированности антиклинальных складок. Для сильно дислоцированных складок Терской и Сунженской зон характерно наличие крупных скоплений нефти в караган-чокракских и верхнемеловых отложениях и залежей нефти и газа небольших размеров в нижнемеловых отложениях. В пределах складок средней интенсивности дислокаций установлены массивные и массивно-пластовые сводовые залежи в верхнемеловых, нижнемеловых и верхнеюрских отложениях. Слабо дислоцированные складки характеризуются значительно

меньшим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, отсутствием скоплений нефти и газа в миоценовых и верхнемеловых отложениях и большой концентрацией скоплений нефти и газа в верхнеюрском комплексе. К настоящему времени в пределах Терско-Сунженского нефтегазоносного района открыто 22 месторождения, которые содержат более 150 залежей нефти и газа. Наиболее крупные и высокодебитные из них (Старогрозненское, Октябрьское и др.), сосредоточены в пределах Терской и Сунженской антиклинальных зон [53].

1.3.2. Классификация залежей нефти и газа района

Классификацией залежей нефти и газа Терско-Сунженского нефтегазоносного района, занимались И.О. Брод (1937), Б.А. Алферов (1954) и др. Согласно классификации Б.А. Алферова [8] залежи в среднемиоценовых отложениях объединены в три группы: структурные, литологические и структурно-литологические.

В группу структурных входят залежи нефти и газа, приуроченные к сводовым частям антиклиналей (пластово-сводовые залежи). К ним можно отнести залежи нефти и газа, приуроченные к сводовым частям Старогрозненской, Октябрьской и других антиклинальных складок. К литологическим залежам в пределах рассматриваемого района Б.А. Алферовым [8] отнесены скопления нефти и газа, приуроченные к ловушкам, в образовании которых доминирующим являлся литологический фактор (замещение проницаемых пород непроницаемыми, линзовидное строение пласта песчаников и т.д.). И, наконец, к структурно-литологическим отнесены залежи, приуроченные к ловушкам, образованным в результате сочетания тектонического и литологического факторов (спорадические изменения толщи и литологического состава пластов на фоне антиклинального строения, обуславливающие различную нефтенасыщенность в пределах структуры). Примерами структурно-литологических залежей являются локальные

скопления нефти, приуроченные к VIII, X, XIV и XX пластам Октябрьского, X, XI и XII пластам Старогрозненского месторождений нефти и газа.

Залежи нефти и газа, установленные в миоценовых отложениях, связаны с гранулярными терригенными коллекторами (в основном песчаники). Покрышками для них служат глинистые породы. Фораминиферово-верхнемеловые залежи связаны преимущественно с трещинно-кавернозными карбонатными коллекторами (известняки). Сверху они перекрываются мощной толщей майкопских глин.

Нижнемеловые и верхнеюрские залежи УВ связаны в основном с трещинными коллекторами, перекрытыми сверху карбонатно-сульфатными породами-покрышками.

В пределах Терско-Сунженского нефтегазоносного района установлены залежи УВ как с горизонтальным, так и с наклонным положением поверхности водонефтяного контакта. Глубины залегания залежей нефти и газа колеблются от нескольких десятков метров до 5800 м. Для миоценовых залежей УВ Терско-Сунженского нефтегазоносного района характерны различные режимы (упруговодонапорный, гравитационный, растворенного газа), а для мезозойских – преимущественно упруго-водонапорный.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ И ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ Г. ГРОЗНЫЙ

2.1. Исторический обзор добычи нефти и газа на территории г. Грозный

Истории освоения Грозненских нефтяных месторождений и развитию нефтегазовой отрасли Северного Кавказа посвящены работы многих исследователей. В частности, развитию Грозненской нефтяной промышленности посвящена монография «Нефть и газ Чечни и Ингушетии: К 100-летию грозненской нефтяной промышленности, 1893-1993 гг.» (Ибрагимов Л.Х., Бабуков В.Г., Дорогочинский А.З. и др., 1993). Глубокий анализ истории геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Северного Кавказа провел Даукаев А. А. [72, 73].

Период разработки нефтяных месторождений на территории Чеченской Республики в своей монографии «Геоэкология нефтекомплекса Чеченской Республики» Керимов И.А., Уздиева Н.С [95] условно делят на 5 этапов:

- 1 этап – 1819-1992 гг.;
- 2 этап – 1893 - 1920 гг.;
- 3 этап – 1921-1945 гг.;
- 4 этап – 1946-1991 гг.;
- 5 этап – 1992 -2007 гг.

Становление и развитие нефтяной промышленности Чечни (90-е гг. XIX в. – начало 90-х гг. XX вв.) подробно рассмотрены в кандидатской диссертации Сулумова З. Х. [179]. Исторические аспекты развития нефтекомплекса и его воздействия на природно-антропогенную среду анализируются в докторской диссертации Гайрабекова У.Т. [42].

2.1.1. Начальный период использования нефти

Почти двухвековую историю освоения нефтяных месторождений на территории г. Грозный условно можно разделить на 4 периода:

Начальный период использования нефти (до 1892 гг.). Первые упоминания о наличии и использовании нефти на Северном Кавказе, в том числе и в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе сохранились в записях древнегреческих, арабских и персидских авторов. Нефть добывали в местах её естественного выхода на поверхность и использовали для лечебных целей, как взрывчатое вещество и жидкость для смазки [121].

В XVI в. были известны естественные выходы нефти в северных отрогах Терского хребта, южнее р. Терек. Об использовании нефти в военных целях сообщается, например, в документе за 1653 г. Это происходило во время наступления персидских войск против Сунженского острога (в районе Брагунов). В документе сообщается, что неприятель пытался использовать подвижный дровяной вал, который в нужный момент должен был быть облит нефтью и зажжен [4].

Доктор Готлиб Шобер, направленный в 1717 г. Петром I для обследования находившихся на Терском хребте горячих целебных вод, видел и нефтяные источники. В 1718 г. в своем описании горячих источников около р. Терек, он указал, что из «некоторой горы нефть или петролатум вытекает, и никто ее не собирает, ни же употребляет» [12, 55]. О том же сообщается в труде Ивана Кириллова, написанном при Петре I и опубликованном позже в 1831 г. «Между Щедрина и Червленого городков по другую сторону речки Терек, – пишет он, – есть колодези нефтяные» [13].

В 1721 г. в районе рр. Терек и Сунжа проводятся геологические разведки нефтяных источников, о которых упоминает А. Волынский в реляции Петру I [72].

В докладной записке от 13 сентября 1768 г. русский специалист С. Воневин писал, что им были «видены Брагунские горячие и Червленские нефтяные колодцы, лежащие по край тех хребтов, которые начинаются, почти от устья р. Сунжа и склоняются в западную сторону почти параллельно вверх по р. Тереку...» [14]. В 1770 г. горячие источники – «теплицы» – по поручению Академии наук обследовал академик Гюльденштедт, который упоминал и о нефти. «Около десяти верст в южную сторону от Павловской теплицы

(Мамакай-Юрт), – писал Гюльденштедт, – бьет такой же (нефтяной) ключ из лежащих насупротив теплицы гор в двух местах, расстоянием на сто шагов; сия так называемая нефть есть черное, густое и дикое горное масло, или горная смола. В первом ключе немного находится оной смолы, а в последних двух собирают несколько бочек оной ежегодно для мазания колес». Известно, что казаки терских станиц действительно покупали нефть для своих нужд (главным образом, для «мазания тележных колес») у «жителей мирных чеченских деревень», расположенных на южном берегу р. Терек [15].

Упоминается, что в 1788 г. чеченский князь Казбулат торговал нефтью из нефтяных колодцев, расположенных в его владениях [89]. В конце XVIII – второй половине XIX вв. в Грозненской балке наблюдались открытые нефтяные источники, поверхностные выходы нефти. Также выход на поверхность нефти отмечался в районе современных населённых пунктов: Брагуны, Серноводск, Самашки, Беной, Исти-Су, по берегам р. Аргун, близ с. Дуба-Юрт [147]. Использовались колодезные и шахтные методы добычи нефти. На переходном этапе от колодезной к скважинной добыче (1864-1892 гг.) также упоминается Грозненский нефтяной район.

Этот период характеризуется небольшими потребностями населения в нефти, неумением перерабатывать ее, отсутствием даже кустарных промыслов.

С 1819 по 1892 гг. нефть добывалась кустарным путем [87]. Этот период связан с началом и развитием кустарного, колодезного способа бурения скважин и добычи нефти. Нефть добывалась из нефтяных родников-колодцев, стенки которых представляли собой обыкновенные плетни, глубина которых была от 3 до 10 аршин (1 аршин = 0.7112 м) [67]. В течение этого этапа техника добычи нефти сводилась к вычерпыванию ее из колодцев ведром или черпаком.

Развитие нефтедобычи на её начальном, «кустарном» этапе не приводило к увеличению количества добываемой нефти [75]. Так, если за 60 лет, с 1833 по 1893 г. колодезным способом было добыто 3,5 млн. пудов (57,33 тыс. т) нефти, то после начала промышленной добычи, за один только 1893 г. было добыто 8 млн. пудов (131,044 тыс. т) нефти [25].

Началом перегонки Грозненской нефти считают 20-е гг. XIX, когда в 1823 г. крепостными крестьянами Василием, Герасимом и Макаром Дубиниными был построен первый аппарат для переработки нефти [164]. Так, на Северном Кавказе был сооружён первый не только в России, но и в мире нефтеперегонный завод. Кустарная переработка нефти в Грозном проводилась с целью получения осветленного керосина. При этом остатки нефтепереработки (бензин, лигроин, мазут и т. д.) сливали в дренажные колодцы и амбары, что заложило начало загрязнения грунтов и подземных вод УВ.

Примерно с 60-х г. XIX в. в ряде регионов России происходит постепенный переход от колодезной добычи к скважинной [90]. В это же время в Грозненском нефтедобывающем районе продолжалась колодезная добыча нефти (по некоторым источникам действовали 15 колодцев). Из-за сильного засорения колодцев добыча из года в год уменьшалась. Однако с 1885 г., когда нефтеносные площади перешли в аренду к купцу Нитабуху, колодцы были очищены, углублены и расширены, добыча нефти начала увеличиваться [107]. С 1886 по 1891 гг. было добыто около 24 тыс. т нефти. Дебиты колодцев после углубления по оценкам ряда исследователей были сравнимы с дебитами известных Бакинских колодцев. Эти обстоятельства ускорили процесс перехода к скважинной добыче в этом районе.

В 1892 г. первые буровые скважины (ручное бурение) были пробурены Товариществом Русановского, взявшим в аренду на 25 лет 10 десятинного участка в Грозненском районе [16, 17]. Однако, в пробуренных скважинах из-за попадания в неблагоприятные структурные условия «никаких признаков нефтеносности на указанных глубинах не обнаружили ...» [194].

2.1.2. Период освоения залежей углеводородов в миоценовых отложениях

Первый подэтап (1893-1917 гг.). В 1893 г. в районе г. Грозный, впервые на Северном Кавказе начата промышленная добыча нефти из миоценовых отложений с применением тартального способа эксплуатации. В том же году начали бурить

скважины с применением привода от паровой машины при сохранении ударно-штангового бурения [66].

В 1893 г. Грозный был соединен с другими центрами страны железной дорогой [65]. На участках, примыкающих к полосе отчуждения Владикавказской железной дороги, начали строиться нефтеперегонные заводы, резервуарные парки, наливные эстакады. К ним подводили нефтепроводы [77].

В конце XIX в. поисково-разведочные работы бурением скважин начинаются и на других площадях.

В 1895 г. были построены первый нефтепровод фирмой «Ахвердов и К^о» и нефтеперегонный завод «Успех». 10 ноября 1895 г. был пущен в эксплуатацию керосиновый завод Общества «И. А. Ахвердов и К*», ставший родоначальником ГНПЗ им. Ленина [66]. Этот день считается началом промышленной переработки нефти. Динамика добыча нефти за период 1893-1917 гг. представлена на рисунке 2.1 [72].

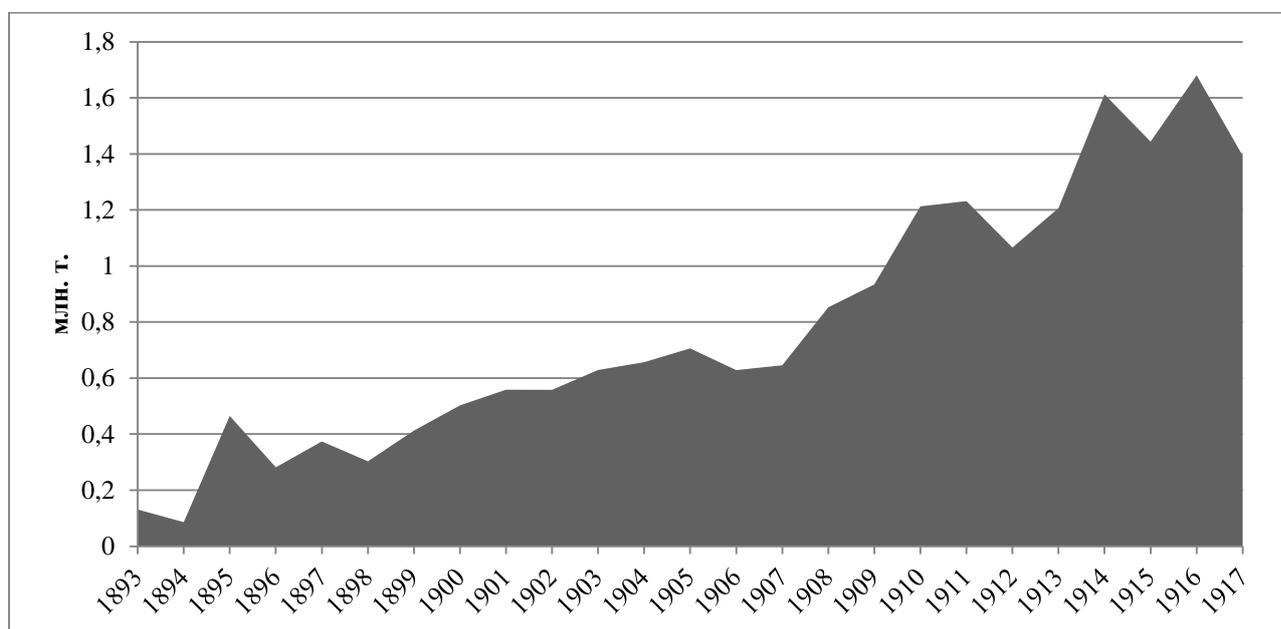


Рис. 2.1 – Динамика добыча нефти за период 1893-1917 гг.

(по материалам А.А. Даукаева, 2013)

Быстрые темпы роста добычи нефти сопровождалось строительством новых нефтеперегонных заводов в Грозном. Мощность Грозненских

нефтеперерабатывающих заводов на 1900 г. составляла 303 тыс. т нефти в год [77]. Прimitивная технология позволяла получать 5-10% бензина, 7-11% керосина. Общий выход светлых фракций составил 18-20% [171].

К 1917 г. число пробуренных нефтяных скважин достигло 600, а добыча нефти – 1,7 млн. т в год [145]. В периоды революции и гражданской войны добыча нефти существенно сократилась. На Грозненском месторождении в эксплуатации осталось 36 скважин [145].

Второй подэтап (1918-1959 гг.) характеризуется освоением и эксплуатацией месторождений, приуроченных к миоценовым отложениям, с глубинами залегания нефти до 3000 м. Основная добыча приходится на Старогрозненское и Октябрьское месторождения.

К 1925 г. добыча вышла на дореволюционный уровень. Началась разработка новых месторождений с применением бурения скважин роторным способом. К 1925 г. добыча вышла на довоенный уровень. Начали открываться новые месторождения, внедряется бурение скважин роторным способом.

В 1926-1929 гг. в Грозненском районе было получено свыше 75 тыс. т газового бензина, или 3% от общего производства бензина за этот же период в стране [107].

В 1926-1928 гг. 80% всего бензина и керосина, вырабатываемого в стране, стали давать Грозненские заводы. Грозный обеспечивал 38% нефтяного экспорта страны [78].

В 1931 г. Грозненская нефтяная промышленность давала стране 36,1% добываемой в СССР нефти и 73,0% бензина [112]. Вместе с тем ощущалась острая нехватка нефтехранилищ и мощностей нефтеперерабатывающих заводов, из-за чего более 10% нефти попадало в геологическую среду, загрязняя почвы, грунты и подземные воды [77, 184].

В 1937 г. были открыты крупные месторождения [100, 112]. Фонд скважин пробуренных с начала эксплуатации Старогрозненского месторождения к 1937 г. составил 1324 скважины [106].

Великая Отечественная война нанесла значительный ущерб Грозненской нефтяной промышленности. Добыча нефти в это время не превышала 1 млн. т в год [Нефть и газ..., 1993]. В октябре 1942 г. многие объекты нефтепромышленного производства в результате авиабомбардировок были превращены в руины.

Запаса нефтепродуктов, созданного на время начало войны, было явно недостаточно, поэтому крайне необходимо было нефть нашей страны, прежде всего кавказская. В военные годы объем бурения сократился почти в 10 раз. В 1941 г. нефтяники добыли более 3 млн. т нефти. Динамика добычи нефти в Грозненском нефтедобывающем районе показана на рисунке 2.2 [72].

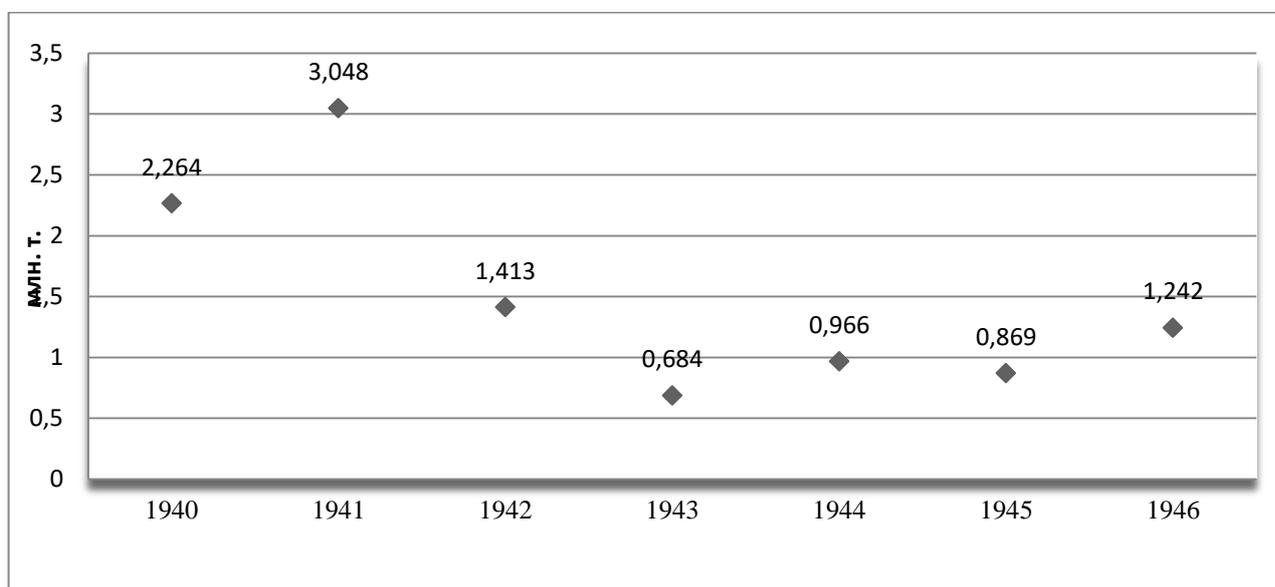


Рис. 2.2 – Динамика добычи нефти в Грозненском нефтедобывающем районе (по материалам А.А. Даукаева, 2013)

Геологи-нефтяники продолжали поиски новых объектов, разведку и подготовку их к разработке. В 1942 г. были намечены перспективные участки для поисков залежей нефти в чокракских песчаниках. Были внесены предложения по ускорению геологоразведочных работ на нефтегазоперспективных площадях, но с приближением линии фронта все поисково-разведочные работы были полностью прекращены.

В августе 1942 г. линия фронта вплотную приблизилась к нефтяным промыслам Малгобека. Принимается решение о подготовке к ликвидации

нефтяных промыслов. На промыслах Малгобека и Горагорска были ликвидированы практически все нефтегазодобывающие скважины, а на Старогрозненских, Октябрьских промыслах – малодебитные скважины. Демонтированное оборудование нефтепромыслов, мехмастерских, нефтеперерабатывающих, машиностроительных заводов были отправлены вглубь страны. Добыча нефти в 1942 г. в объеме около 1,5 млн. т была обеспечена прежде всего за счет высокодебитных скважин Старогрозненского, Октябрьского и других месторождений [Нефть и газ..., 1993].

В 1943 г., когда линия фронта оказалась на значительном расстоянии от Терского хребта, возобновляются эксплуатационные работы на Старых промыслах. В кратчайшие сроки нефтепромыслы были восстановлены, наладили добычу нефти, ввели в эксплуатацию простаивавшие скважины, возобновили бурение. Однако ограниченный фонд высокодебитных скважин не позволял существенно поднять добычу нефти.

За 1943–1945 гг. было добыто примерно 2,5 млн. т нефти. Главное внимание в этот период проведения геологоразведочных работ и добычи нефти было уделено наиболее перспективной в нефтегазоносном отношении Терско-Сунженской области [72].

В июле 1945 г. началась разработка нового месторождения из скважины №8 Ташкала.

2.1.3 Период освоения залежей углеводородов в меловых отложениях

Этот период характеризуется освоением и эксплуатацией нижних мезозойских горизонтов, с глубинами 3500-6000 м.

В 70-х гг. началась эксплуатация нескольких месторождений (Правобережного, Минерального, Старогрозненского, Северо-Минерального, Горячеисточненского) с начальными извлекаемыми запасами нефти более 35 млн. т [87]

В 80 гг. начата эксплуатация верхне-меловых залежей Брагунского, Северо-Брагунского, Ханкальского и Петропавловского месторождений с

начальными извлекаемыми запасами нефти около 18 млн. т [Нефть и газ..., 1993]. С увеличением объема переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов расширялись масштабы загрязнения грунтов и подземных вод.

Послевоенное восстановление отрасли проходило в сложнейших условиях. Только к 1960 г. был достигнут уровень довоенной добычи в 3,3 млн. т в год, в разработку было введено более 20 месторождений. К 1971 г. уровень добычи нефти достиг 22 млн. т в год и сохранялся до 1982 г. [87]. В 1991 г. добыча нефти составила 4 млн. т. В этот период начинается отток научного и кадрового потенциала и специалистов нефтяников из республик [95].

2.1.4. Функционирование нефтекомплекса в период политической нестабильности

Военно-политические события, начавшиеся в 1994 г., оказались катастрофическими для нефтяного хозяйства Чеченской Республики. В период двух военных кампаний почти полностью разрушена инфраструктура нефтепромышленного производства, открыто горели фонтанные скважины (рис. 2.3), прекращены геологоразведочные работы, контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. Только документированные потери нефти из-за несанкционированных отборов со скважин и трубопроводов, а также в результате открытого фонтанирования скважин в период 1996-2005 гг. составили порядка 8-10 млн. т [95].

Годовая добыча нефти в 2000 г. упала до 80 тыс. т. За эти годы не было подготовлено ни одного нового поискового объекта, не было приращено ни одной тонны промышленных запасов нефти [185].

По одним данным на 2000 г., в республике горели 34 скважины, в том числе 14 вокруг Грозного, с дебитом 150-200 т/сут. [114], по другим – с конца 1999 по 2001 гг. число горящих нефтяных скважин колебалось от 28 до 40 [9]. Загрязнения распространялись в радиусе 50-100 км и заразили, выпадая на почву, значительную территорию, включая горную часть республики [9].

Потери и хищения нефти за эти годы превысили 10 млн. т. К 2000 г., по данным службы экологической безопасности Вооруженных сил РФ, здесь действовало не менее 15 тыс. нелегальных нефтеперерабатывающих, перегонных установок. Проблема в том, что мини-заводами отгоняется лишь около 25-30 % нефти [130]. Остальная же часть сливается на землю и в воду, вызывая сильнейшее загрязнение почвы и воды.



Рис. 2.3 – Горящий фонтан нефти (Гайрабеков, 2020)

В результате боевых действий 1994-2000 гг. было разрушено до 80% промышленных объектов, причинен огромный ущерб народному хозяйству Чеченской Республики. В Грозном уничтожены несколько нефтеперерабатывающих заводов. Многочисленные исследования тех лет показали, что деятельность всех без исключения объектов нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности привела к формированию мощных очагов загрязнения, в том числе подземных вод. Ежегодные аварийные утечки нефтепродуктов только на трубопроводах республики составляли около 12 тыс. тонн [87].

2.2. Загрязнения геологической среды территории в 1990-2000 гг.

2.2.1. Источники загрязнения геологической среды углеводородами

К естественным источникам загрязнения относят сильно минерализованные (соленые и рассолы) подземные воды или морские воды, которые могут внедряться в пресные незагрязненные воды при эксплуатации водозаборных сооружений и откачке воды из скважин.

Загрязнение подземных вод не ограничивается площадью промпредприятий, хранилищ отходов и т.д., а распространяется вниз по течению потока на расстояния до 20-30 км и более от источника загрязнения [68]. Это создает реальную угрозу для питьевого водоснабжения.

Загрязнение подземных вод негативно сказывается и на экологическом состоянии поверхностных вод, атмосферы, почв, других компонентов природной среды. Например, загрязняющие вещества, находящиеся в подземных водах, могут выноситься фильтрационным потоком в поверхностные водоемы и загрязнять их. Круговорот загрязняющих веществ в системе поверхностных и подземных вод предопределяет единство природоохранных и водоохранных мер.

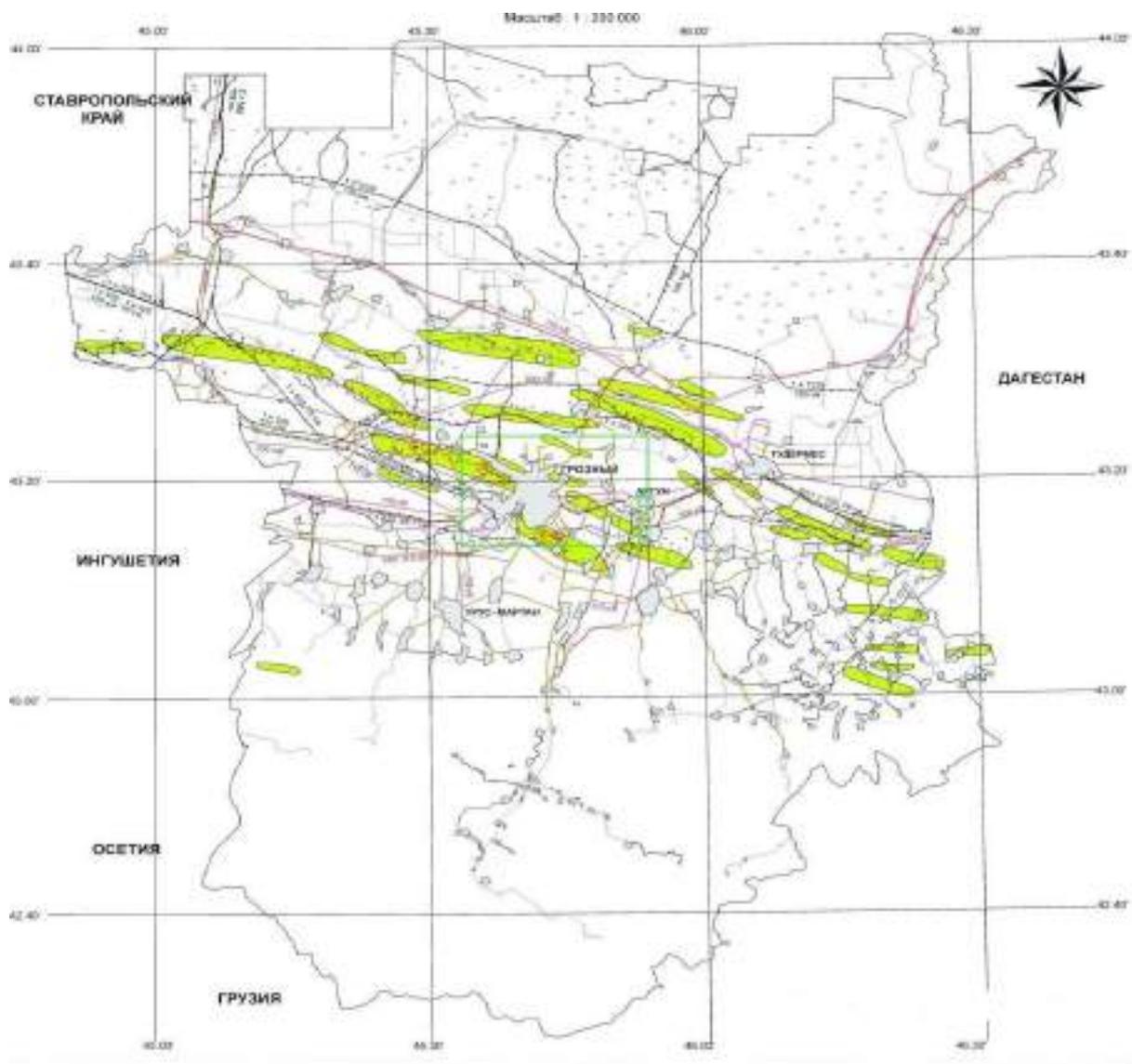
До середины прошлого века высокопродуктивные нефтяные месторождения Терско-Сунженской зоны, являлись одним из основных источников нефти в России. В дальнейшем были открыты залежи на более глубоких горизонтах. Это позволило увеличить объем нефтедобычи до 20 млн. т. в год в начале 70-х гг. прошлого столетия [185].

Предприятия нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности являются основным источником загрязнения геологической среды г. Грозный [21] и вносят наибольшее загрязнение окружающей среде.

Нефтегазовые месторождения Чеченской Республики показаны на рисунке 2.4.

При разработке нефтегазовых месторождений выделяется два основных блока геоэкологических последствий загрязнения природной среды:

- техногенез недр, следствием которого является проблема регионального загрязнения подземных вод;
- техногенез ландшафтов (с комплексом проблем их локальной и региональной трансформации) [33, 34].



Условные обозначения

 Сельские объекты	 Лнии электропередач (напряжением, кВ)
 Капитальные автодороги (автострасы, автомагистрали)	 Нефтегазопроводы (количество скважин, диаметр труб и скважины, диаметр в мм)
 Автодороги с твердым покрытием (каменное, бетонное, асфальтовое, гравийное)	 Контуры нефтяных и газовых месторождений
 Главные пригородные (главные приселочные) дороги	 Площадки буровых скважин
 Железные дороги	 Источники ливневых вод
	 Источники осантралованных вод

Рис. 2.4 – Карта-схема расположения нефтегазовых месторождений

Под влиянием производственной деятельности в районах добычи нефти наблюдается изменение гидродинамических и гидрохимических условий пресных подземных вод (выражающееся в загрязнении и ухудшении качества вод), изменение условий питания и разгрузки (что ведет к их истощению) [33].

Наибольшую экологическую опасность представляют аварийные ситуации: фонтанирование скважин, образование грифонов, утечки загрязнителей из резервуара, при разрывах трубопроводов, пожарах и т.д. При этом практически все вещества, входящие в состав техногенных потоков (пластовые и промывочные жидкости, буровые шламы, нефть, поверхностно-активные вещества (ПАВ), реагенты воздействия на пласт, ингибиторы коррозии и т.д.), геохимически активны, высокотоксичны и опасны для природной среды.

Экологические последствия попадания УВ в природную среду связаны с загрязнением атмосферы, почв, грунтов, поверхностных и подземных вод.

По имеющимся данным аварийные и прочие утечки нефти и нефтепродуктов непосредственно на промыслах составляют не менее 1-2% объема добычи [71]. Если суммарная добыча нефти из недр Чеченской Республики за более чем столетнюю историю разработки нефтяных месторождений достигла 329 млн. т., то в недра поступило более 3 млн. т. нефтепродуктов [69].

При кустарной переработке нефти на территории г. Грозный остатки нефтепереработки (бензин, мазута и т. д.) сливали в дренажные колодцы и амбары. Это послужило началом загрязнения грунтов и подземных вод нефтепродуктами [36, 87].

Известны случаи, когда бурение скважин практически велось вслепую, нарушались основные правила горного надзора и минимальные условия охраны недр. Из-за отсутствия необходимых емкостей, затруднений с транспортом и общей неподготовленности фирм к фонтанам в первые годы эксплуатации месторождений большая часть нефти не была использована, а ее фракции при хранении в земляных амбарах и перекачке по земляным каналам терялись [66].

Главным нефтепродуктом в начале XX в. считался мазут, выход которого в среднем составлял 75 % на нефть [162]. Существовавшие тогда способы нефтепереработки не давали возможности получать из нефти наиболее ценные нефтепродукты. Вторым по важности являлся – керосин, третьим – бензин. Общий выход керосинов составлял 12-20 % на перегнанную нефть [95]. Лигроин (3-5% на нефть) использовался для отопления паровых котлов и перегонных кубов. Однако объемы полученного лигроина значительно превышали потребности, и не имевший сбыта лигроин ликвидировали. Вырывались поглощательные колодцы 10-15м глубины (до горизонта гравия), и диаметром 1,0-1,5 м, с шахтами в разные стороны (длиной 1-2 сажени), которые служили для увеличения поглощательной поверхности. Лигроин сливался из резервуаров и быстро поглощался в горизонтах гравия [163]. На территории г. Грозный до настоящего времени находятся группы колодцев, выделяющих газообразные УВ и продукты их разложения [95].

Переработка ограничивалась получением керосина для освещения ламп, а все остальные фракции, включая бензин, не находя тогда применения, выливались, сжигались, загрязняя воздушный бассейн, просачивались в грунты, загрязняя геологическую среду [10].

Таким образом, основными источниками поступления нефтепродуктов в геологическую среду г. Грозный являлись объекты нефтепромышленного производства: нефтехранилища, нефтепроводы, амбары, отстойники и т.д.

Основными источниками загрязнения геологической среды нефтью и нефтепродуктами на объектах нефтепромышленного производства г. Грозный по-прежнему остаются аварийные утечки, т.к. для данного района характерна высокая степень изношенности оборудования. Существовавшие ранее на территории работ три крупнейших нефтеперерабатывающих завода, один нефтехимический комбинат и другие промышленные предприятия разрушены. При этом крупная промышленная свалка отходов нефтепереработки ПО «Грознефтеоргсинтез», расположенная к северо-западу от Заводского района в Андреевской долине, разделяющей Сунженский и Грозненский хребты, накопители и отстойники

сточных вод, расположенные в старице р. Сунжа, продолжают оставаться источниками загрязнения подземных вод в период паводков и затоплений [182].

Особую опасность представляют собой донные отложения как накопители, депонирующие нефтяные загрязнения, которые при миграции дают длительное вторичное загрязнение окружающей среды. Сложные гидрогеологические условия г. Грозный способствуют как накоплению нефти и нефтепродуктов с образованием подземных линз, так и активным миграционным процессам. Поэтому еще более значимой является проблема выявления, локализации, и очистки геологической среды от углеводородного загрязнения [54].

2.2.2. Выявление и картографирование поступления нефтепродуктов

Территория Чеченской Республики характеризовалась высокой степенью хозяйственного освоения с хорошо развитой инфраструктурой, густой сетью транспортных коммуникаций и многочисленными населенными пунктами. Профиль хозяйственной специализации территории изменялся от преимущественно сельскохозяйственного (на севере и юге Чеченской Республики) до смешанного сельскохозяйственного и горнопромышленного (горнодобывающая, нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая) – в центральной части, где сосредоточено значительное количество месторождений нефти. Это предопределило широко развитую сеть нефте- и продуктопроводов, соединяющих нефтепромыслы с перерабатывающими предприятиями, внутри промысловых коммуникаций и магистральных нефтепроводов. По данным Чечено-Ингушского республиканского Госкомприроды, в 1992 г. протяженность только магистральных нефтяных продуктопроводов составляла 500 км [36].

Выявление и картографирование основных источников поступления нефтепродуктов в подземные воды проводилось на основе дистанционных съемок.

Анализ имеющихся данных позволяет нам при проведении интерпретации материалов дистанционного зондирования выделить факторы

воздействия на окружающую среду, связанные с деятельностью нефтегазодобывающего, перерабатывающего и транспортирующего комплекса.

Разработка нефтяных месторождений сопровождается извлечением значительного объема попутных пластовых вод высокой минерализации. Мощным источником загрязнения являются перетоки рассолов в пресные горизонты при нарушении герметичности колонн и устья добывающих, нагнетательных и поглощающих скважин.

Утечки нефти и нефтепродуктов из технологических коммуникаций и хранилищ нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий привели к magazинированию их в поверхностных и приповерхностных слоях. Проникновение нефти и продуктов ее переработки на поверхность и в приповерхностные слои привели к загрязнению почв, грунтов и подземных вод и образованию техногенных залежей различных фракций нефтепродуктов.

Загрязняющие вещества могут проникать к подземным водам различными путями: при просачивании промышленных стоков из хранилищ, прудов-накопителей, отстойников, по затрубному пространству неисправных скважин, через поглощающие скважины, карстовые воронки и другие. Аварийные утечки нефти на нефтепромыслах обеспечивали несанкционированное поступление в природную среду десятков и сотен тысяч тонн нефтепродуктов [71]. На большинстве нефтепромыслов республики в результате утечек нефти уже к концу 1980 гг. сформировались грунтовые и нефтяные горизонты, которые требовали соответствующей рекультивации с водопонижением и откачкой нефти. Существовавшие нефтесборные дрены имели малую производительность (не более 20-25 тыс. т. в год) [Оценка состояния загрязнения, 1995].

В настоящее время не разработаны единые подходы геоэкологической оценки и картирования техногенных залежей УВ в геологической среде урбанизированных территорий. Поэтому вопрос о распространении углеводородного загрязнения в верхней части геологической среды – почвах, породах зоны аэрации, и грунтовых водах верхних горизонтов – становится все

более актуальным, т.к. миграционная способность нефтепродуктов и нефтесодержащих отходов, их концентрирование в геологической среде оказывают сильное влияние на экологическое состояние окружающей среды [104].

2.2.3. Геоэкологический мониторинг территории 1990-2000 гг.

На территории г. Грозный вплоть до 1991 г. специализированные геологические предприятия проводили работы по геологическому изучению недр. В 1990 г. советско-германским совместным предприятием «ЭПЕК» была предпринята попытка скважинной отработки нефтепродуктов. Однако используемая технология не позволила решить проблему, а только ухудшила ситуацию. Скорость продвижения контура загрязненных нефтепродуктами подземных напорных вод от нефтепромыслов в конце 80-х гг. приближалась к 0,3-0,5 м в год [70]. Проблема усугубилась за счет интенсификации отбора вод. При этом следует учесть, что уже попавших в подземную гидросферу региона нефтепродуктов достаточно, чтобы загрязнить все геологические запасы пресных подземных вод до уровня 50-150 ПДК [128]. В сложившейся ситуации, без локализации и рекультивации очагов загрязнения подземных вод нефтепродуктами имеется угроза безвозвратной потери через несколько десятков лет основных запасов пресных подземных вод артезианских бассейнов республики (порядка 16 млн. м³) [127].

Анализ режима нефтеводоносного грунтового потока, за последние годы показал, что скорость подъема нефтепродуктов достигает 1 м в год [129]. Таким образом, в перспективе ближайших лет произойдет заболачивание нефтепродуктами значительных площадей территории г. Грозный, что может привести к катастрофическим последствиям.

В 1991 г. НППФ «ГИДЕК» и СП «ЭПЕК» провели специальные геофизические исследования на площади залежи методом высокочастотной геолокации. Это позволило впервые определить контуры залежи и мощность слоя нефтепродуктов, плавающих на поверхности грунтовых вод. Было установлено, что площадь залежи значительно больше, чем предполагалось

ранее. Сформировавшись в пределах восточной части Заводского района, залежь с потоком грунтовых вод продвинулась вниз по потоку в долину р. Сунжа на правом берегу в пределах жилой застройки к центру города. Направление движения линзы – Старосунженский водозабор. Восточная граница не была установлена из-за сложности проведения работ в городских улицах.

Геофизические исследования на площади Восточной залежи позволили оценить масштабы загрязнения, оконтурить линзу подпочвенных скоплений нефтепродукта в пределах восточной части Заводского района. Линза подвижного нефтепродукта вытянута вдоль реки. Ее протяженность составляет около 1000 м. Поперечные размеры линзы 150-180 м. Проведенные геофизические работы (наземная электроразведка, радиолокация и вертикальное электрическое зондирование) позволили в первом приближении (метод радиолокации) оконтурить линзу. Было установлено, что площадь залежи значительно больше, чем предполагалось ранее. Схема площадного размещения линзы УВ показана на рисунке 2.5.

Выбор Восточной залежи в качестве первоочередного объекта изучения определяется ее максимальными размерами, с одной стороны, и наибольшей экологической опасностью движения плавающих нефтепродуктов и загрязненных грунтовых вод под р. Сунжа на восток в пределах городской застройки и действующих питьевых водозаборов.

Наиболее загрязнённым оставался Заводской район – промышленная зона в юго-западной части г. Грозный, где размещались три крупнейших в стране нефтеперерабатывающих завода, один нефтехимический комбинат, и другие объекты нефтепромышленного производства.

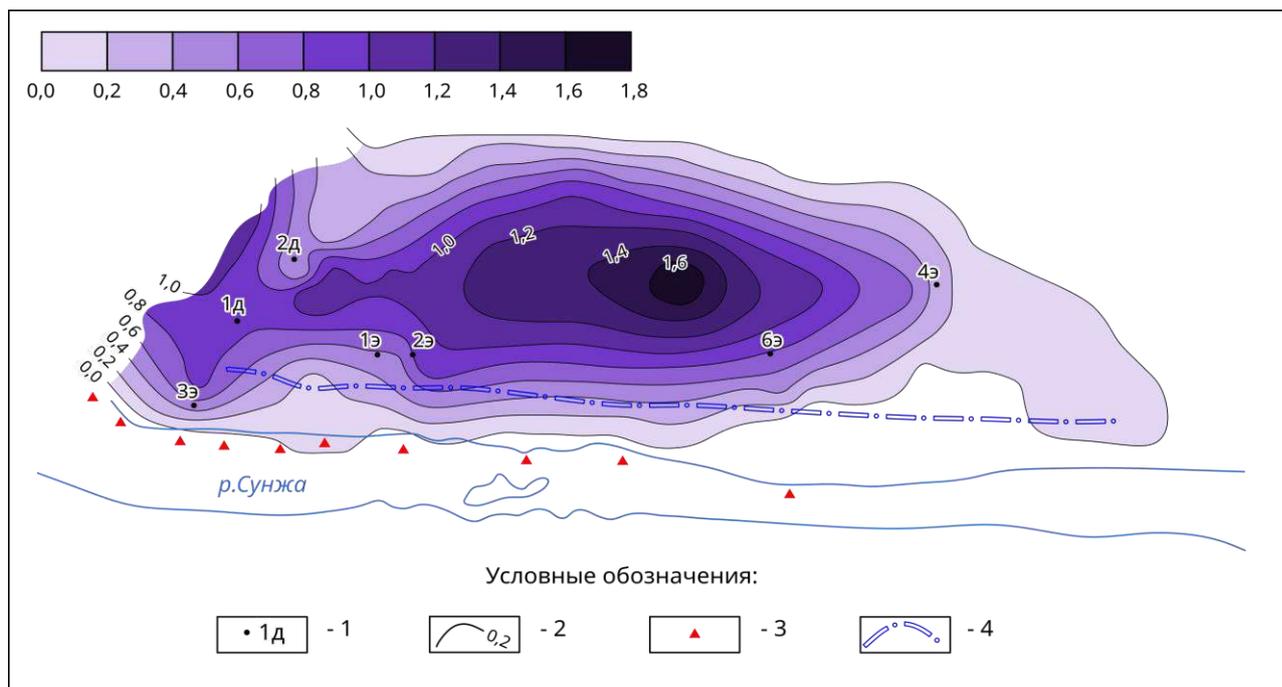


Рис. 2.5 – Схема площадного размещения Восточной линзы УВ по состоянию на 1996 г.

1 – Опытно-эксплуатационная скважина и ее номер; 2 – изолинии мощности нефтепродукта, м; 3 – потенциально опасные места (наблюдаемые высачивания нефтепродукта до начала опытных работ); 4 – противодиффузионная завеса

Крайне неблагоприятная экологическая ситуация в республике создает реальную угрозу для окружающей среды соседних субъектов Российской Федерации, а также пограничных государств. Многолетние наблюдения, проводимые Западно-Каспийским водным управлением, показали, что ежегодно, по официальным данным, из р. Терек в Каспийское море попадает от 2 до 5 тыс. т нефти [68]. С начала военного конфликта общая масса ее составила более 20 000 т [5]. Анализ сложившейся ситуации показывает, что на фоне поднятия уровня подземных вод во всем Прикаспийском регионе, связанного с поднятием уровня Каспийского моря, в ближайшие годы может произойти массовый прорыв скопившихся под землей нефтепродуктов в реки Сунжа и Терек, а оттуда и в Каспийское море [95].

Под угрозой уничтожения находились уникальные генетические кладовые, составляющие достояние не только России, но и других государств Каспийского бассейна. Таким образом, речь идет об экологическом кризисе долговременного, обширного и устойчивого характера [5].

Грозненский нефтепромышленный район всегда был сложным в экологическом отношении [12]. Большое количество нефтеперерабатывающих заводов, нефтепромыслов, предприятий химической и металлообрабатывающей промышленности наложили свой отпечаток на состояние окружающей среды Чеченской Республики еще довоенного периода. Это район сильного нефтяного загрязнения и высокой концентрации металлов в почве и в водной среде.

В 2000 г. на долю предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) республики приходилось около 48 % выбросов вредных веществ в атмосферу (11,5 млн. т), до 36 % сточных вод (2,5 млрд. м³), более 30 % твердых отходов (10 млн. т). На балансе предприятий ТЭК находилось более 190 тыс. га нарушенных земель [114]. Положение еще более осложнилось с началом вооруженного конфликта.

Между двумя войнами в республике и до 2001 г. на 41-50 нефтескважинах сгорело 37 тыс. т нефти, в атмосферу выброшено 150 млн. м³ попутного газа [182]. Более чем в 130 резервуарах сгорело 182,9 тыс. т бензина, керосина, дизельного топлива, мазута. Выявленная площадь земель, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, превышает по республике 10 тыс. га [83].

Главным источником загрязнения является огромное количество постоянно действующих нефтеперерабатывающих установок [26]. Нефтеперерабатывающие заводы являются также источником загрязнения природных вод в результате сброса в водные объекты неочищенных сточных вод. Со сточными водами нефтеперерабатывающих заводов в водоемы в исследуемый период попало значительное количество нефтепродуктов, сульфатов, хлоридов, соединений азота, фенолов, солей тяжелых металлов. Что способствовало ухудшению экологического состояния водных ресурсов республики.

Негативное воздействие на геологическую среду республики оказали кустарная добыча и переработка нефти. Отходы переработки сливались на пашенные земли, пастбища, колодца, вблизи водоемов [189]. В результате многочисленных разрушений объектов нефтяной отрасли углеводородное загрязнение земель и вод многократно усилилось и охватило большие площади [209]. Особую тревогу, как было сказано ранее, в период вооруженного конфликта вызывала огромная нефтяная линза, сформировавшаяся под Грозным еще со времен Нобеля и достигшая больших размеров [21]. Так, в конце 1999 г. в районе Грозного ПДК по нефтепродуктам в грунтовых водах были превышены в одних местах в 100, в других – в 1000 раз. Примерно на 25 % территории Чеченской Республики грунтовые воды на глубине до 250 м в 2000 г. все еще имеют превышение ПДК по нефтепродуктам [5].

Положение усугубляется тем, что на территории Заводского района г. Грозный, где сосредотачивались нефтеперерабатывающие предприятия, почва пропитана нефтепродуктами на глубину до 17 м, что вызывает сильное загрязнение грунтовых вод [20].

Экологическая ситуация в Чеченской Республике в связи с освоением нефтяных месторождений стала предметом исследования и научного анализа широкого круга местных ученых-исследователей: И.А. Керимова, Н.С. Уздиевой (2008), А.А. Даукаева (2013), Х.Ш. Забураевой (2010, 2017), Х.З. Мантаева (2010), У.Т. Гайрабекова (2020) и др.

В Министерстве экологии и природных ресурсов РФ уже в начале 1995 г. был разработан комплекс мер по улучшению экологической обстановки в Чеченской Республике. Один из пунктов гласит: «Провести экстренную оценку воздействия на окружающую среду хозяйственных объектов Чеченской Республики в условиях чрезвычайной ситуации». Однако в условиях войны невозможно было точно установить истинные масштабы экологического бедствия, а военные действия сами по себе создают реальную угрозу прорыва нефти на дневную поверхность, тем самым потенциально расширяя зону экологической катастрофы.

В ноябре 2000 г. учреждено ОАО «Грознефтегаз». 5 декабря того же года ОАО «Грознефтегаз» получило лицензии на право добычи нефти на 24 месторождениях.

После завершения военных действий нефтяную промышленность начали восстанавливать заново. Были ликвидированы горящие нефтяные фонтаны. Введены в эксплуатацию головные сооружения по сбору, хранению и транспортировке нефти.

Добыча нефти в 2000 г. составила 73 тыс. т и начала расти, составив к 2006 г. 2, 119 млн. т. В последующие годы наблюдается падение уровня добычи нефти: около 2 млн. т в 2007-2010 гг. и всего 73 тыс. т на 01.01.2020 г. [58, 59].

2.2.4. Локализация техногенных залежей углеводородов в геологической среде

С увеличением объема нефтепереработки, транспортировки нефти и нефтепродуктов расширяются масштабы загрязнения грунтов и подземных вод [57].

Подземные воды находятся в постоянном движении и перемещении как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Это приводит к тому, что они становятся мощным агентом переноса загрязнений от очага его формирования на большие расстояния с частичным выклиниванием скопившихся под землей нефтепродуктов в поверхностные водотоки и водоемы [115].

По данным Алексева Б.Н. [5], особую тревогу экологов вызывает «плавающая» на поверхности грунтовых вод нефтяная линза, которая имеет достаточно большие размеры и оценивается по разным оценкам от 1 млн. т [127] до 1,5-2,0 млн. т [130].

Экологическая опасность существования углеводородного загрязнения обусловлена несколькими обстоятельствами:

– направлением движения жидких УВ вниз по долине р. Сунжа в сторону Старо-Сунженского водозабора, что угрожает выведению из строя питьевого водозабора;

– наблюдающийся в настоящее время подъем уровней грунтовых вод со скоростью порядка 20 см в год может привести к массовой разгрузке нефтепродуктов в р. Сунжа. Т.к. за прошедшие 15-20 лет этого не произошло, процесс либо остановился, либо носит периодический характер [71].

Примерные оценки возможных объемов техногенных залежей нефтепродуктов в геологической среде г. Грозный как показывают Р.Х. Дадашев, У.Т. Гайрабеков, А.Х. Усманов (2008, 2009) достаточны для рассмотрения вопроса о разработке инженерных мероприятий по их ликвидации.

В пределах нефтепромышленного района Грозного располагались 3 крупнейших нефтеперерабатывающих завода, построенные по течению р. Сунжа – Грозненский нефтеперерабатывающий завод им. Ленина, Новогрозненский нефтеперерабатывающий завод им. Анисимова, нефтеперерабатывающий завод имени Шерипова и один нефтехимический комбинат, а также накопители и отстойники сточных вод и другие промышленные предприятия [92].

Воздействие на геологическую среду предприятий по переработке нефти хорошо иллюстрируется на примере Заводского района г. Грозный. Пропитанные нефтепродуктами на глубину до 24 м почвогрунты, обусловили сильное загрязнение грунтовых вод и создали реальную угрозу загрязнения источников питьевого водоснабжения города [130].

Условия загрязнения геологической среды в западной и восточной частях Заводского района принципиально отличаются. В западной части, где развиты преимущественно глинистые породы апшеронского возраста, нет благоприятных условий для формирования линз нефтепродуктов и других отходов в недрах. Поэтому большая их часть разгружается по склонам долины непосредственно в р. Сунжа. К востоку, где апшеронские отложения погружаются под толщу высоко проницаемых четвертичных отложений,

создаются благоприятные условия для накопления нефтепродуктов в недрах и загрязняя ими подземных вод. Естественно, что наиболее крупной является залежь нефтепродуктов в северо-восточной части Заводского района г. Грозный. Техногенные линзы УВ в геологической среде г. Грозный (рис. 2.6) определялись компанией ГИДЭК в 1994 г [130].

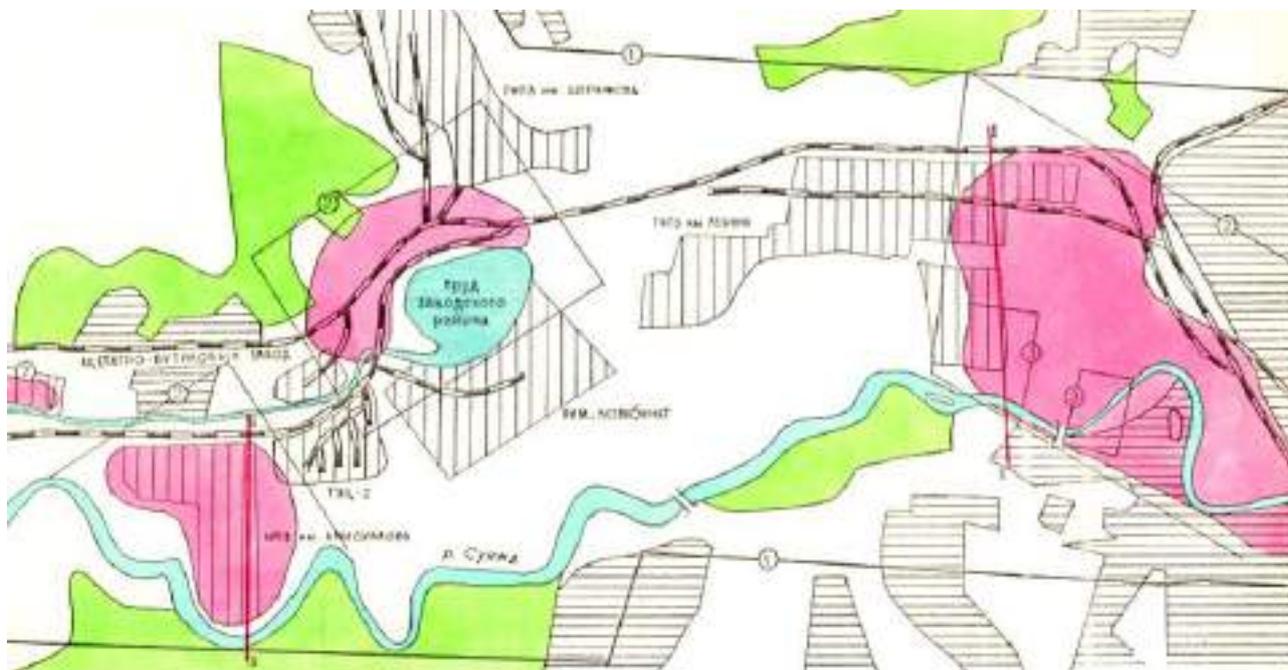


Рис. 2.6 – Карта-схема техногенных линз УВ в четвертичных отложениях

Условные обозначения

- | | | | |
|--|---|--|--|
| | – крупные промышленные предприятия г. Грозный | | – лесные массивы и сады |
| | – скопление линз подвижных нефтепродуктов в грунтах | | – выделенные уровни детальности изучения загрязнений нефтепродуктами |
| | – жилые массивы | | – линия геологического разреза |

До начала работ полевых работ при инженерно-геологических изысканиях масштабы загрязнения геологической среды определялись достаточно приближенно – по замазученности грунта. Фиксировались прорывы жидкого нефтепродукта при рытье котлованов и прокладке трубопроводов. Наиболее заметно загрязнение проявлялось в виде постоянных высачиваний жидких нефтепродуктов в реку, которые сильно ухудшали экологическую обстановку в

городе. Проводимые до 1994 г. мероприятия по защите реки от нефтепродуктов состояли в сооружении канав вдоль русла реки, перехватывающих нефтепродукт. Однако канавы заплывали, и частые паводки на реке разрушали их [22].

Схема загрязнения геологической среды и формирования линзы УВ представлена на рисунке 2.7.

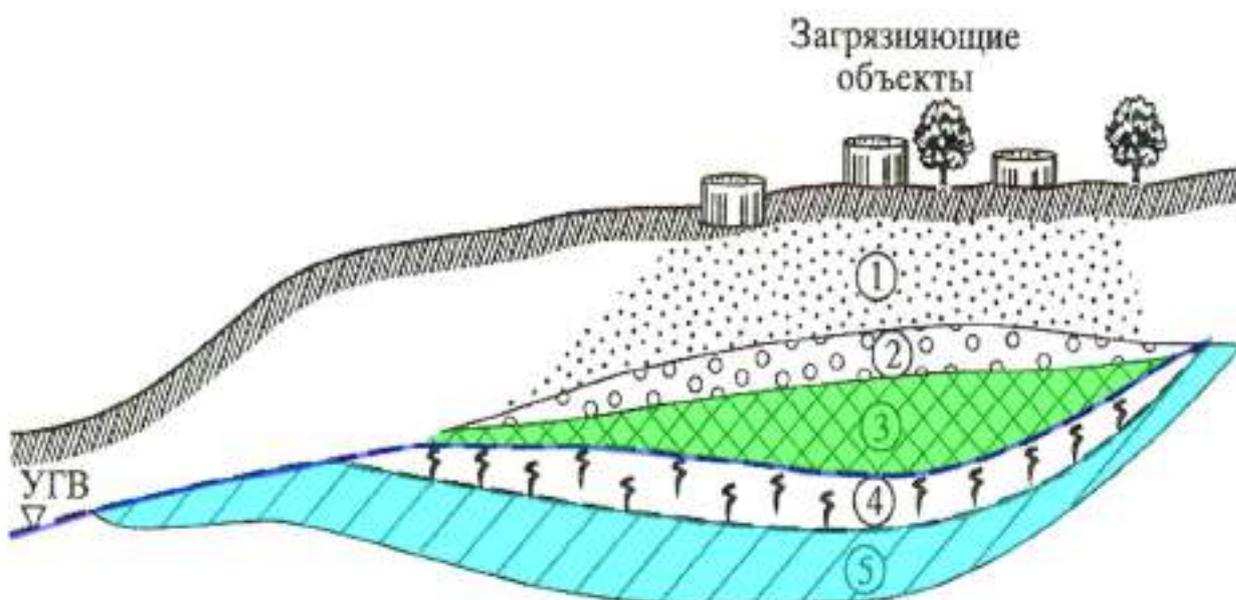
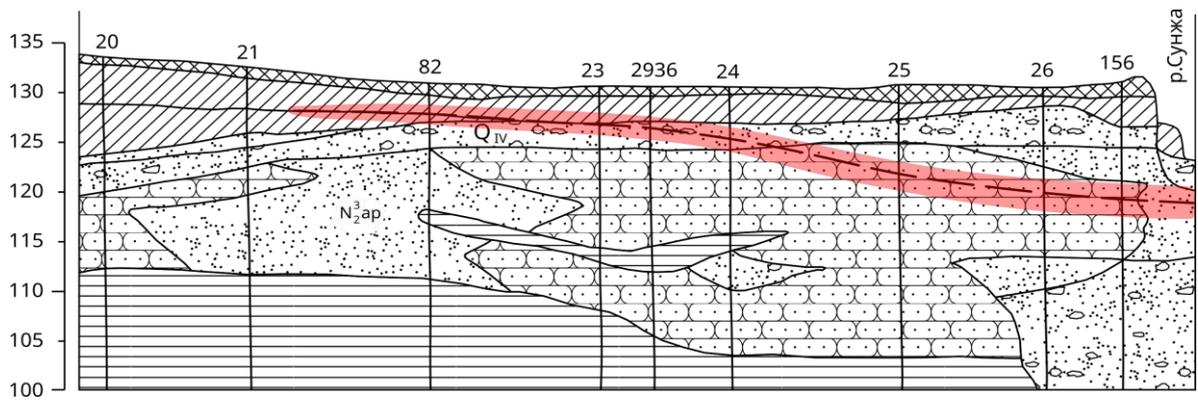


Рис. 2.7 – Обобщенная схема загрязнения геологической среды УВ [130]

Условные обозначения:

- 1 – зона газообразных УВ; 2 – зона заземленных УВ;
 - 3 – зона углеводородного насыщения (линза жидких нефтепродуктов);
 - 4 – зона капельных УВ в воде; 5 – зона эмульгированных и растворенных УВ;
- УГВ – уровень грунтовых вод

Уровни плавающих нефтепродуктов залегают значительно ниже вреза русла р. Сунжа, которая не препятствует движению под ней плавающих нефтепродуктов и загрязненных подземных вод, как это имеет место выше по течению, где русловой врез реки и глинистые породы барражируют распространение загрязнения на большое расстояние. Геологический разрез территории показан на рисунке 2.8.



Условные обозначения:

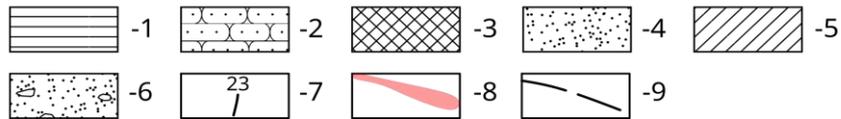
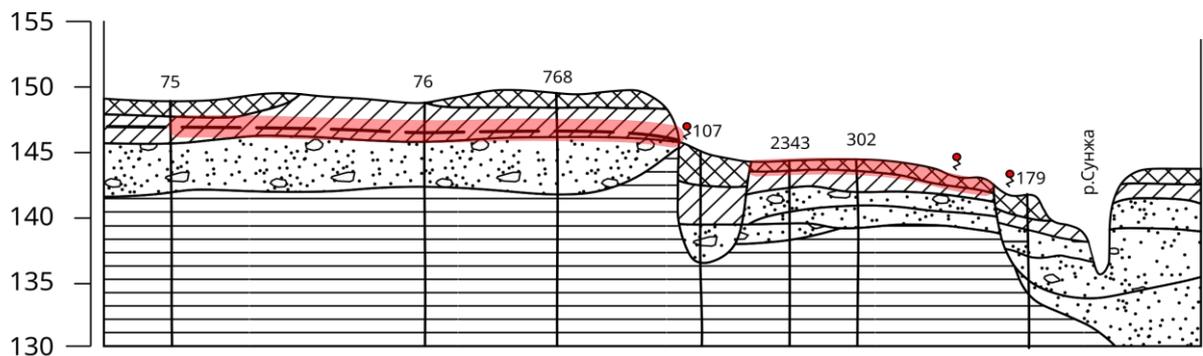


Рис. 2.8 а – Геологический разрез по линии I-I

1 – глины; 2 – песчаники; 3 – насыпной слой; 4 – пески; 5 – суглинки;
 6 – гравийно-галечниковые отложения; 7 – скважина и ее номер;
 8 – линза нефтепродукта; 9 – уровень подземных вод



Условные обозначения:

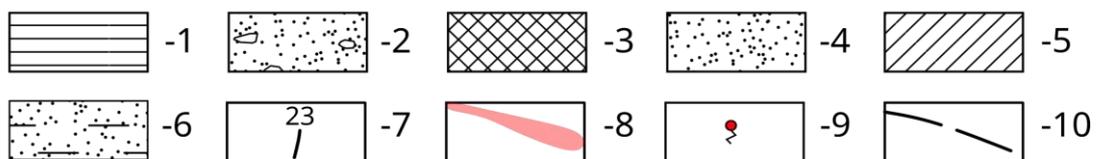


Рис. 2.8 б. – Геологический разрез по линии II-II

1 – глины; 2 – гравийно-галечниковые отложения; 3 – насыпной слой;
 4 – пески; 5 – суглинки; 6 – пески глинистые; 7 – скважина и ее номер;
 8 – линза нефтепродукта; 9 – разгрузка нефтепродукта и вод в виде источников;
 10 – уровень подземных вод

На таких участках возможное и уже частично существующее выклинивание нефтепродуктов в пойму и русло реки, приводящее к

загрязнению поверхностных вод, может фиксироваться и наблюдаться, что позволяет непосредственно контролировать экологическую ситуацию. В то же время, на участках «отрыва» уровней от реки процесс распространения загрязнения непосредственно рекой не лимитируется и может представлять даже большую опасность, чем на участках прямого выклинивания.

В первом случае плавающий нефтепродукт беспрепятственно распространяется на правобережье р. Сунжа с потоком подземных вод. Во втором случае, вследствие подпора глинистыми породами, уровни располагаются близко к поверхности залежи, и нефтепродукты выклиниваются в долину р. Сунжа, не распространяясь на ее правобережье.

Наиболее опасной представлялась «Восточная залежь», приуроченная к зоне погружения слабопроницаемых неогеновых пород под аллювиальными отложениями. В связи с отрывом уровней подземных вод от дна р. Сунжа разгрузки нефтепродуктов в реку в настоящее время не происходит. Это привело к образованию уникальной по своему объему залежи, содержащей до 1 млн. т нефтепродуктов. Двигаясь вдоль долины с потоком подземных вод, нефтепродукты перешли в районы правобережья, где расположены жилые кварталы [130].

2.2.5. Экологические последствия освоения месторождений

Добыча, переработка, хранение и транспортировка нефти привели к повсеместному загрязнению почв, грунтов и подземных вод на всей площади Заводского района г. Грозный, вплоть до образования крупных скоплений нефтепродуктов, плавающих на поверхности грунтовых вод [124].

К 60-м гг. прошлого столетия в Заводском районе Грозного было выявлено три крупных поля скопления нефтепродуктов: Восточное, Центральное и Юго-Западное [130].

Первые работы по определению границ линзы проводились еще в 1967 г. [60] и продолжались в 1978 г. Целью этих работ было оконтуривание залежей, оценка объемов плавающих нефтепродуктов и их изменение во времени и в

пространстве, изучение геологического строения и гидрогеологических условий, приуроченность нефтепродуктов к тем или иным литологическим разностям пород, определение параметров водовмещающей среды, оценка загрязнения подземных вод, влияние залежей на р. Сунжа.

Изучение территории Заводского района в связи с загрязнением зоны аэрации и подземных вод нефтепродуктами началось еще в 1966 г. Несмотря на значительный объем выполненных работ (пробурено около 400 скважин глубиной от 32 до 52 м), многие актуальные вопросы ими не были решены [45]. По результатам этих работ, из-за отсутствия целого ряда необходимых исходных данных, нельзя составить научно-обоснованный проект мероприятий по локализации и ликвидации очагов загрязнения.

Восточная залежь занимала всю территорию завода им. Ленина и выходила далеко за ее пределы в черту городской застройки. Работы в пределах восточной залежи включали в себя разбуривание картировочно-наблюдательных скважин, проведение режимных наблюдений, лабораторные работы.

Для определения степени воздействия техногенных залежей нефтепродуктов на водную среду и почвы, были разработаны специальные технологии и технические средства, что требовало индивидуального подхода для эффективного решения задач локализации и ликвидации загрязнения [119].

В 1990 г. Чечено-Ингушской гидрогеологической экспедицией «Севкавгеология» совместно с СП «ЭПЕК» и НППФ «ГИДЕК» (Совместная Советско-Германское предприятие «ЭПЕК» и Научно-производственная проектная фирма по гидрогеологическим исследованиям «ГИДЕК») была разработана программа по изучению масштабов и интенсивности загрязнения нефтепродуктами юго-западной части г. Грозный [129].

В 1990 г. была разработана программа по изучению масштабов и интенсивности загрязнения нефтепродуктами юго-западной части г. Грозный и производилась оценка влияния нефтепродуктового загрязнения на

Чернореченский и Старо-Сунженский водозаборы хозяйственно-питьевых вод [130].

2.3 Анализ ранее проведённых мероприятий по ликвидации линз углеводородов в геологической среде

2.3.1 Мероприятия по локализации и ликвидации крупных очагов загрязнения геологической среды

В результате многолетней эксплуатации объектов нефтепромышленного производства на территории в г. Грозный и практического неприятия как превентивных мер по охране окружающей среды, так и эффективных ликвидационных мероприятий в случае разливов нефти образовались значительные площади загрязнённых углеводородами, а также техногенные залежи нефтепродуктов, локализующиеся на поверхности водоносных горизонтов и мигрирующие по его уклону.

Вопрос проведения эффективных ликвидационных мероприятий поднимался многократно, однако выполнять намеченные программы полностью с достаточной эффективностью не позволяли условия, независимые от исследователей, как, например, миграция и выход нефтезагрязнений на различных участках территории, а также военные действия. Как было сказано ранее, первые исследования по изучению территорий загрязнённых нефтью и нефтепродуктами, упоминаются еще в 1966 г. [130] Однако по результатам проведенных в то время работ не представилось возможным дать научное обоснование и разработать план мероприятий по локализации и ликвидации нефтяных загрязнений. Также имеются сведения о проведении исследовательских и опытно-эксплуатационных работ по локализации и ликвидации загрязнения недр на г. Грозный с 1991 по 1993 гг. [129].

Район проведения исследовательских работ представлен на топографической карте (рис. 2.9).

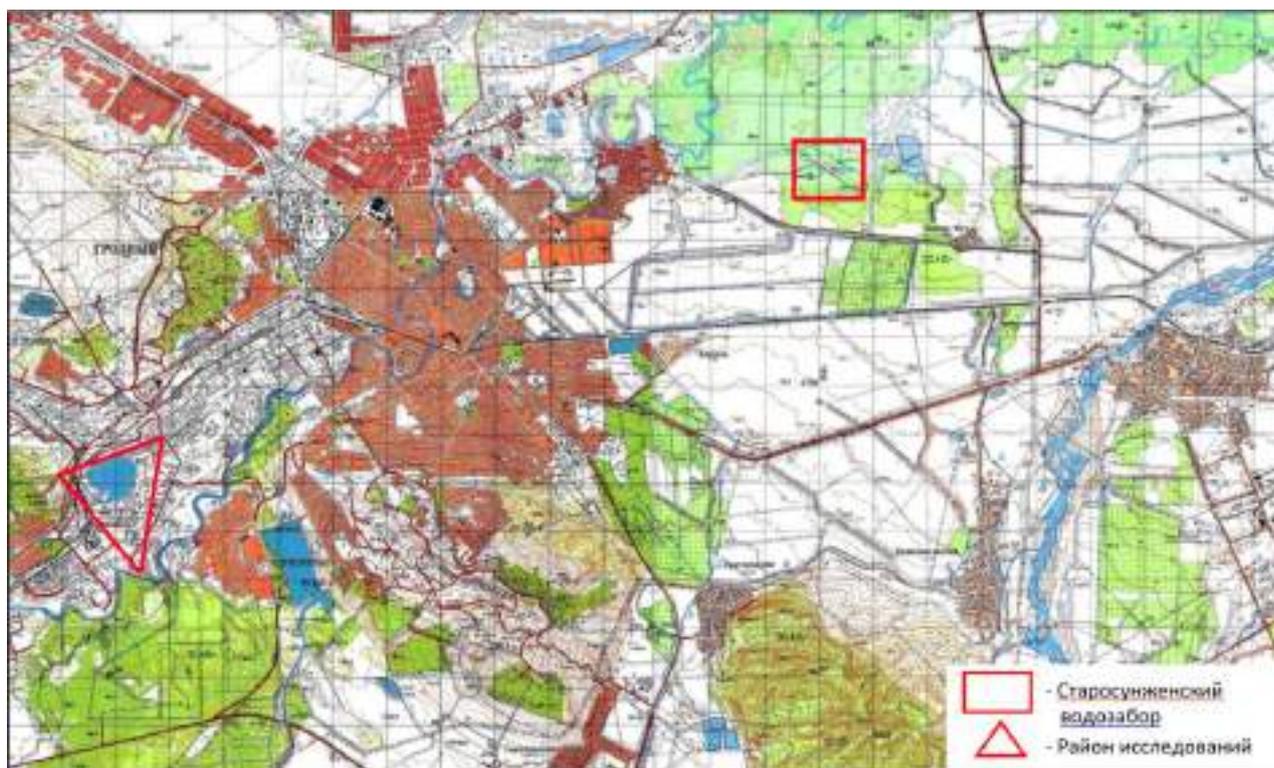


Рис. 2.9 – Район проведения исследовательских работ

НППФ «ГИДЭК» (Научно-производственная и проектная фирма по гидрогеологическим и геоэкологическим исследованиям г. Москва). Предприятием было установлено, что геологическая среда г. Грозный к тому времени подверглась настолько значительному загрязнению УВ, что состояние территории рассматривалось как зона экологического бедствия. УВ скапливались в зоне аэрации, образуя на поверхности грунтовых вод плавающие линзы техногенных залежей. Частично жидкие УВ растворились в подземных водах, которые переносили загрязнения от очага его формирования на большие расстояния. Угрожающие масштабы загрязнения не позволили провести планомерное изучение исследуемой территории, т.к. наряду со специальными исследованиями требовалось проведение мероприятий по уменьшению и локализации загрязнения наиболее опасных участков.

По результатам геофизических исследований проведённых в 1991 г. НППФ «ГИДЭК» было пробурено более 10 режимно-картировочных скважин, подтвердивших правильность интерпретации геофизических материалов. Также было восстановлено более 30 ранее пробуренных скважин и проведены

пробные откачки. По результатам буровых работ определены мощности плавающих нефтепродуктов и установлены особенности динамики колебаний уровней нефтепродуктов и воды, в результате которых слой нефтепродуктов периодически перемещается, что приводит к изменениям режима отбора нефтепродуктов. Изучить условия залегания и распространения плавающих нефтепродуктов не удалось.

Намеченную программу удалось выполнить частично, т.к. начались военные действия. Планировалось в течение нескольких лет локализовать и ликвидировать крупные очаги загрязнения, что в последующем растянулось на многие десятилетия. В процессе исследований 1991-1993 гг. были обозначены основные этапы работ на объектах загрязнения геологической среды нефтепродуктами: изучение объекта, локализация и блокирование переноса загрязнений подземными водами, извлечение плавающих нефтепродуктов, очистка подземных вод, очистка пород зоны аэрации. Были предложены технологии и технические средства в основном западного производства (США, Германия). Это требовало больших экономических затрат в пределах десятков и сотен миллионов долларов. При этом рекомендуемые технологии невозможно было применить к большей части объектов.

Почвенно-грунтовые и гидрогеологических особенностей территории г. Грозный требовали индивидуального подхода в каждом конкретном случае, проведения специальных исследовательских и производственных работ, значительных затрат и длительного времени проведения работ, разработки и принятия нестандартных решений.

В 2000-2001 гг. работы по оценке природно-ресурсного потенциала республики и степени его нарушенности в результате техногенных воздействий были возобновлены. В рамках Федеральной целевой программы «Восстановление экономики и социальной сферы Чеченской Республики на 2002 год и последующие годы» геологическим предприятием «Геосинтез» с привлечением ряда организаций (Роскосмосаэрогео, РГНИИ ЦПК им. Ю.А. Гагарина, ИМГРЭ, НПП Прикладной геоэкологии, МГУ им. М.В. Ломоносова и

др.) проводились работы по комплексной оценке состояния геологической среды с созданием тематических карт различных масштабов (1:200000-1:10000).

ФГУГП «Гидроспецгеология» и ДГУГП Севкавгеоинформмониторинг» выполнялся мониторинг состояния недр (организация опорной сети мониторинга подземных вод и инженерно-геологическое обследование территорий). В 2008 г. ОАО «Геосинтез» были продолжены работы по геологическому изучению грозненского участка с целью выявления и оконтуривания площадей техногенных подземных линз УВ. Одним из исполнителей работ принимавший непосредственное участие в выполнении полевой и экспериментальной части исследований является автор диссертационной работы.

2.3.2. Характеристика планируемых и реализованных ликвидационных мероприятий

К 1990 г. неизвестны были даже контуры нефтезагрязнений, миграционные характеристики и их изменение во времени, морфологическая связь с разными литологическими породами, фильтрационные характеристики пород и другие данные, которые позволили бы разработать план мероприятий по локализации и ликвидации нефтепродуктовых загрязнений. К этому времени были приняты меры к резкому снижению утечек нефтепродуктов и максимально возможному замедлению процессов загрязнения, что могло привести к экологической катастрофе на рассматриваемой территории. Всплывание накопившихся нефтепродуктов к поверхности могло дать резкое усиление испарения нефтепродуктов в атмосферу, создание пожаро- и взрывоопасной ситуации, поступление нефтепродуктов в подвалы жилых зданий и их последующее испарение, увеличение объемов разгрузки нефтепродуктов в р. Сунжа. Наиболее опасной прогнозировалась ситуация прорыва загрязненных вод в водоносные горизонты хозяйственно-питьевого снабжения города Грозный. Такие прогнозы не позволяли провести

планомерное изучение территории, а требовали одновременного проведения конкретных мероприятий по уменьшению и локализации загрязнений на наиболее опасных участках. Уже в 1991 г. были проведены геофизические исследования залежи методом высокочастотной геолокации, установлена её площадь. Оказалось, что залежи значительно больше, чем предполагалось. Также было пробурено более 10-ти режимно-картировочных скважин, восстановлено около 30-ти ранее пробуренных скважин, и проведены пробные откачки нефтепродуктов. На основании оценки объема скопившихся нефтепродуктов были выбраны участки первоочередных ликвидационных работ. Однако изучить условия залегания и распространения плавающих нефтепродуктов в районе правобережья р. Сунжа в пределах городской застройки не представилось возможным, т.к. создание систем рационального наиболее полного извлечения нефтепродуктов из подземных вод требует детального знания контуров залежи. Отечественный опыт разработки «плавающих линз» ограничен. Привлечь зарубежные фирмы также не удалось по причине сокрытия ими собственных технических решений. В то же время, по ряду специфических гидрологических факторов применить имеющиеся методы разведки и разработки, практикуемые на природных нефтяных месторождениях, нельзя.

По данным А.М. Богданович [22], на одном из предприятий, расположенном в долине реки, которая протекает через город, с конца 30-х годов и до настоящего времени образовалась линза подпочвенных скоплений нефтепродуктов. Масштабы загрязнения определялись при инженерно-геологических изысканиях по замазученности грунта достаточно приближенно.

В начале 90-х годов силами предприятия были реализованы проекты сооружения противодиффузионной завесы и дрены вдоль реки. Однако эти мероприятия не привели к заметному улучшению экологической обстановки, т.к. основывались не на реальных геологических и гидрогеологических данных. Массы жидкого нефтепродукта накапливались перед противодиффузионной

завесой, после чего через ослабленные зоны в ее теле или в обход мигрировали в сторону реки.

Также, в рамках данных мероприятий, создана режимная сеть наблюдательных скважин для мониторинга геоэкологической среды, проведены работы по подготовке опытного куста скважин для изучения возможности локализации и ликвидации загрязнения.

В ходе опытных работ подбирался режим откачки нефтепродукта. С учетом геологического строения и гидрогеологических условий было принято решение об организации экспериментальной откачки нефтепродукта. Откачки нефтепродукта из этих скважин в 1995 г. позволили ликвидировать высачивание нефтепродуктов в реку и предотвратить его миграцию в сторону города. Существенно снизились мощности нефтепродукта в наблюдательных скважинах, попадающих в зону влияния откачки (примерно в 1,5-2 раза) [22].

Проведенные геофизические работы (наземная электроразведка, радиолокация и вертикальное электрическое зондирование) позволили в первом приближении (метод радиолокации) оконтурить линзу (далее эти данные были использованы для размещения режимно-картировочных скважин), детализировать геологический разрез (оказалось, что нефтепродукт залегает в гравийно-галечниковых отложениях с существенно глинистым заполнителем, коэффициент фильтрации которых в несколько раз меньше скорости фильтрации основной части водоносного горизонта). Кроме этого были получены данные, позволяющие судить о целостности построенной ранее противofильтрационной завесы (стенка в грунте). Было доказано, что на ряде участков завесы имеются ослабленные зоны, через которые нефтепродукт может просачиваться, что впоследствии было подтверждено самим фактом высачивания нефтепродукта в реку на указанных участках.

На основании данных мониторинга были построены карты распространения линзы, ее мощности, уровней подземных вод (рис. 2.10). Это, а также результаты геоэкологических обследований территории, позволили определить наиболее опасные в геоэкологическом отношении участки, где были заложены опытные кусты скважин. На базе этих скважин, на втором этапе

работ были проведены опытные работы, которые позднее перешли в разряд опытно-эксплуатационных.



Рис. 2.10 – Схема площадного размещения Восточной линзы УВ по состоянию на 2004 г.

За последние 15 лет ситуация значительно осложнилась в связи с известными событиями в республике. Разрушена вся инфраструктура, режимно-наблюдательная сеть, трубопровод, емкости для хранения нефтепродуктов и ранее сложившийся баланс между подземными водами и плавающими на них нефтепродуктами был нарушен. С большей долей вероятности можно утверждать, что положение линзы в левобережной части залежи заметно отличается от ранее установленного [69].

Все эти факторы указывают на отсутствие в геологической среде достаточного слоя нефтепродуктов, запасы которого можно было бы оценить существующими методами. Данные, полученные в ходе проведения геофизических работ по определению площадей распространения нефтепродуктов, основываются на качественных характеристиках (тепловая съемка) и количественных в почвенных грунтах до глубин 1,0 м (газовая съемка и подтверждаются геохимическим картированием почв.

Было выявлено, что в ряде случаев снижение нефтеотбора происходит в периоды быстрого подъема уровней подземных вод. На отдельных участках

линзы мощности нефтепродукта существенно менялись (увеличивались или, наоборот, снижались). Было доказано, что изменения содержания нефтепродукта в пласте, связанные с отработкой линзы, происходят достаточно медленно, в то время как кратковременные естественные колебания уровней, приводящие к перераспределению нефтепродукта по вертикали, могут происходить очень быстро и существенно сказываются на характере нефтеотбора.

Оперативный анализ изменения состояния линзы позволил выявить ряд потенциально опасных участков, на которых было рекомендовано соорудить опытно-эксплуатационные скважины дополнительно к уже существующим. Так, сооружение скважин позволило в течение относительно короткого времени их эксплуатации позволило блокировать выходы нефтепродукта в реку на всем протяжении территории предприятия, а также локализовать и существенно снизить экологическую напряженность в данном районе.

Анализ опытной эксплуатации скважин в 1992-93 гг. позволил прийти к выводу о достаточной надежности способа локализации нефтепродукта в пределах территории предприятия путем водопонижения [22].

По результатам опытной эксплуатации был разработан технологический регламент, после чего защитная дренажная система была передана в ведение служб предприятия, что создает единую воронку депрессии на территории предприятия и позволяет держать ситуацию под контролем и проводить откачку нефтепродуктов.

Опыт работы компании «ГИДЭК» позволил наработать ряд эффективных подходов при разработке современных технологий по локализации загрязнения грунтовых вод нефтепродуктами на предприятиях нефтекомплекса.

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДАМИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ Г. ГРОЗНЫЙ

3.1. Анализ результатов исследования территории методом дистанционного зондирования Земли

Для оценки загрязнения геологической среды УВ проведены геолого-геофизические работы (бурение скважин, георадарная, газовая и геохимические съемки). Дополнительно были использованы материалы высокоточной космической съемки, выполненные в различные годы. В связи с этим в данной главе проведен краткий анализ физических основ методов экодинамики окружающей среды, а также представлены экспериментальные данные по аэрокосмическому дистанционному анализу исследуемой поверхности.

3.1.1. Физические основы дистанционного геотермического картографирования и оборудование для измерения «тепловых аномалий»

Аэрокосмический дистанционный анализ земной поверхности в средней и дальней частях ИК области разрабатывался с середины 60-х гг. исключительно в целях военного применения. Впоследствии информация о распределении температурного поля с высокой чувствительностью (десятые доли градуса) объектов малого размера (первые десятки сантиметров) стали применять для решения многих практических задач, в том числе для охраны окружающей среды. Для контроля за состоянием земного покрова широко применяется СВЧ-радиоволновое дистанционное зондирование. Использование СВЧ-радиометрических комплексов позволяет определять многие практически значимые параметры исследуемой поверхности:

- глубину залегания грунтовых вод;
- зоны геотермальной активности.

Широко распространен метод сканирования по двум координатам. Отличительной особенностью этого метода в том, что результаты измерения температурного поля реализуются в виде тепловой карты, где информация представлена в трехмерном виде: по двум координатам (вдоль и поперек трассы полета летательного аппарата) и фототону (отражающему интенсивность ИК-излучения объекта). При этом полностью решается задача интерпретации теплового поля: определение формы и размеров создающих его объектов, а также интенсивности этого поля. Для этих целей используют специальные приборы – тепловизоры (самолетные и космические варианты).

Характер температурного поля объектов земной поверхности зависит от множества факторов, определяемых физическими параметрами объектов, внешними условиями, источником нагрева. По виду источников нагрева все объекты делятся на две группы:

- объекты, образующие температурные аномалии за счет собственных внутренних источников тепла (зоны вулканической активности, гидротермальной деятельности, промышленные и жилые сооружения и др.);
- объекты, не имеющие собственного источника тепла и нагреваемые под воздействием солнечной радиации, поток которой меняется в течение суток и года (компоненты ландшафта) [32].

3.1.2. Тепловая съемка в инфракрасной зоне

Тепловая (инфракрасная) съемка – разновидность методов дистанционного зондирования Земли, основывающаяся на принципе регистрации электромагнитного излучения земной поверхности в тепловом инфракрасном диапазоне частот.

Инфракрасная (ИК), или тепловая, съемка основана на выявлении температурных неоднородностей поверхности Земли («тепловых аномалий») путем фиксации теплового излучения объектов, обусловленного эндогенным, экзогенным и техногенным теплом. «Тепловые аномалии» возникают в результате неодинакового нагрева различных участков земной поверхности в

зависимости от свойств объектов, тепловой инерции, влажности, альбедо и многих других причин [63].

ИК-излучение, проходя через атмосферу, избирательно поглощается. В связи с этим тепловую съемку можно вести только в зоне расположения так называемых «окон прозрачности» – местах пропускания ИК-лучей. Как правило, съемка производится в средней (SWIR) и дальней (TIR) части инфракрасной области спектра. В указанных спектральных диапазонах распространяется собственное тепловое излучение объектов земной поверхности. Интенсивность излучения в основном обусловлена тепловым состоянием излучающей поверхности, поэтому съемку, в средней и дальней части инфракрасной области спектра и называют «тепловой инфракрасной».

Принципиальным отличием тепловой съемки от съемки в видимом диапазоне является тот факт, что съемка в видимых и близких к ним диапазонах позволяет получать информацию о поверхности объектов, а неоднородности их внутреннего строения могут никак не влиять на спектральные характеристики регистрируемые сенсором (например, полные и пустые нефтехранилища выглядят одинаково) [116]. В то же время, тепловая съемка объектов, находящихся в пределах зоны суточного хода температур позволяет отслеживать неоднородности температурного поля, вызванные особенностями структуры объекта, и определять суть этих особенностей.

Зона суточного хода температур – участок пространства, в котором происходит изменение температуры в течение суток (как правило, за счет изменения высоты солнца над горизонтом). Изменение температуры в течение суток наблюдается практически у всех наземных объектов, в верхних слоях водных объектов (до глубины 1 м), а также в верхних слоях грунтов до глубины 2-3, реже – до 10 м (например, в скальных слабо трещиноватых монолитах незначительных размеров). Еще одним отличием тепловой съемки является «инертность» теплового излучения: после захода солнца, когда съемка в видимом диапазоне невозможна, наземные и подземные объекты,

сохранившие накопленное тепло за день, постепенно остывают. Скорость остывания (или нагрева) объектов позволяет выявлять внутреннее строение изучаемой территории и объектов на ней.

Из анализа соотношений между распределением энергии по длинам волн при различных температурах земной поверхности, коэффициентов пропускания атмосферы в окнах прозрачности и спектральной чувствительностью сенсора ИК-излучения, можно сделать вывод, что при изучении высокотемпературных объектов предпочтительней использование съемки в средней (SWIR) ИК-области спектра. Если же предметом исследований являются характеристики объектов с температурой, близкой к собственной температуре излучения земной поверхности, предпочтение отдается дальней (TIR) ИК-области спектра [24].

Фототон тепловых изображений обусловлен, поверхностной радиационной температурой, участки с низкими температурами проявляются более темным фототоном, а с повышением температуры более светлым. Яркость фототона прямо пропорциональна интенсивности тепловой аномалии. Тепловые сенсоры по существу фиксируют радиационную температуру материалов земной поверхности, коррелированную к поверхностным кинетическим температурам и термическим свойствам материалов.

Данные тепловой съемки можно получить для любого времени суток. Но опыт дешифрирования тепловых изображений показывает, что наиболее эффективны для выделения «тепловых аномалий» на поверхности Земли данные, полученные в холодный период года, в ясную погоду, когда влияние солнечной радиации минимально (практически исключается солнечно-тепловая инерционная составляющая, а также влияние тепловых «теней») и в предрассветное (ночное) время [88].

Вариации теплового баланса Земли содержат кроме доли энергии, получаемой от Солнца, некоторую собственную планетарную составляющую. В некоторых случаях сенсорами могут фиксироваться

локальные источники глубинного тепла, которыми являются проявления вулканической деятельности, современные геодинамическими активные зоны, а также гидротермальные поля и т.д. Выявленные в таких случаях «тепловые аномалии», интерпретируются в зависимости от их строения: линейно-полосовые – как зоны разломов, а площадные и концентрические – как тектонические или орографические структуры.

Проявления внутреннего тепла Земли многие исследователи связывают с региональными и локальными поисковыми признаками рудоносных и нефтегазоносных полей, возможным выявлением путей миграции флюидов в связи с геодинамическими активными зонами [136].

Априорной предпосылкой для обоснования возможности выделения и прослеживания геологических объектов на основе анализа площадных тепловых полей является предположение о том, что потенциал эндогенной энергетики проявляется в виде регионального теплового потока, распределение которого при выходе на поверхность подчинено факторам геологического строения.

3.1.3. Источники формирования тепловых потоков

К источникам формирования региональных и локальных тепловых потоков, вызывающих аномалии температур, регистрируемые ИК съёмкой можно отнести следующие:

Эндогенные (внутренние) – наличие многолетнемерзлых пород, т. е. мощных (до сотен метров) толщ с отрицательными температурами; наличие пород и руд с повышенной радиоактивностью; влияние экзотермических и эндотермических процессов, происходящих в нефтегазоносных горизонтах, проявление современной вулканической активности и тектонических движений; циркуляция подземных, в том числе термальных, вод и др. Роль каждого из этих факторов определяется геолого-гидрогеологическим строением. Локальные тепловые потоки, как и региональные, зависят не только от наличия источников, но и от условий переноса тепла за счет

теплопроводности горных пород и конвекции почвенного воздуха и подземных вод.

Экзогенные (внешние) – вызванные солнечным излучением – водные объекты, почва, горные породы, растительность, различные типы поверхностей и т.д.

Техногенные – очаги возгорания в лесных массивах и на торфяниках; термальные загрязнения: утечки тепла в сооружениях и теплопроводах, сброс промышленных вод, горящие скважины и т.д.

3.1.4. Признаки дешифрования различных поверхностей

К основным дешифровочным признакам «тепловых аномалий» можно отнести для:

Водных объектов – теплопроводность в водных объектах, прежде всего, связана с конвекцией. Этот механизм эффективно передает тепло на глубину до 1 м и в некоторых случаях глубже. Следовательно, водные объекты действуют, как объекты, обладающие высокой тепловой инерцией, сохраняя относительно стабильную температуру днём и ночью. Исходя из выше сказанного, водные объекты будут интерпретироваться более холодными, чем суша днём и более теплыми ночью [116].

Верхних слоёв грунтов – их теплопроводность обусловлена, прежде всего, их проводимостью, поэтому тепло имеет тенденцию концентрироваться около поверхности до глубин 1-3 м (реже до 10 м), вызывая относительно высокие дневные и относительно низкие ночные температуры.

Растительности – листва деревьев обычно фиксируется как холодная (темный фототон) на дневных изображениях и теплая (светлый фототон) ночью. Процесс испарения днём понижает температуру листвы, а высокое влагосодержание в листьях увеличивает их температуру ночью. Низкий растительный покров является самым теплым в течение дня, но быстро приближается к локальной температуре воздуха после заката.

Влажной почвы – почвы с высоким содержанием влаги фиксируются как более холодные (более темный фототон) по сравнению с сухой почвой, как днём, так и ночью.

Плотных и рыхлых сред – на дневных изображениях плотные среды отображаются темным фототоном по отношению к рыхлым средам, тогда как тоновая инверсия происходит в ночных изображениях.

Материалов покрытия – такие как бетон, асфальт, и т.п., фиксируются относительно теплыми средами и днём и ночью. Они, хорошо нагреваются в течение дня, и из-за их относительно высокой теплоемкости сохраняют тепло многие часы после заката.

Металлических поверхностей – полые металлические поверхности всегда отображаются темным фототоном из-за их низкой радиационной температуры. У их освещённых поверхностей коэффициент излучения гораздо более низкий, чем у других рядом расположенных сред фиксируемых тепловыми методами дистанционного зондирования.

Высокотемпературных источников – все антропогенные и техногенные процессы или явления, сопровождающиеся высокими температурами на тепловых снимках всегда фиксируются как «горячие» (светлый фототон).

Скрытые объекты – скрытые подземные коммуникации, изменение гидрогеологических условий и т.п. могут быть обнаружены на ночных зимних снимках. Ночные снимки могут также фиксировать подземные тепловые потоки небольшой величины.

В соответствии с вышперечисленными факторами, неоднородность распределения теплового поля в течение дня и ночи может являться индикатором объектов, процессов и явлений, имеющих на исследуемой территории. Разность между температурами поверхности ночью и в течение дня (суточное изменение) дает величину тепловой инерции. Большая разность подразумевает низкую тепловую инерцию. Это дает начало суточному циклу температурных изменений на поверхности Земли.

3.1.5. Дистанционное геотермическое картографирование

Уточнение размеров исследуемой территории. По результатам ранее проведенных исследований 60-90 гг. прошлого столетия, с учетом прерывания работ, невозможности в полной мере выполнить весь объем намеченных работ из-за недостаточного финансирования и военных действий на территории Чеченской Республики, а также геологических особенностей и динамических свойств исследуемого объекта, установить точные границы сформировавшихся подземных линз нефтепродуктов и определить их мощность для разработки мероприятий по их ликвидации, не представилось возможным.

Как было сказано ранее, с 1976 г. начались исследования по программе космического зондирования Земли.

Для определения «тепловых аномалий», связанных с возможно существующими техногенными ловушками УВ на территории г. Грозный были проанализированы космические снимки со спутниковой системы LANDSAT-7 ETM+.

Для более точного определения размеров территории наземного исследования на основе результатов дешифрирования разновременных (в период с 1989 г. по 2003 г.) космических снимков тепловой съемки среднего (Landsat TM и Landsat ETM+) и низкого разрешения (NOAA-14, 16) были проанализированы результаты исследований выделения «тепловых аномалий», связанных с возможно существующими техногенными ловушками УВ на территории г. Грозный Чеченской Республики.

В работе использовались следующие материалы:

- космические снимки со спутниковой системы LANDSAT-7 ETM+;
- космические снимки со спутниковой системы NOAA.

На имеющихся в наличии тепловых снимках полученных с орбитальных систем Landsat и NOAA после радиометрической и

геометрической калибровки в программной среде ENVI 4.3 были выделены контуры «тепловых аномалий», отсечённые от фоновых значений радиометрических температур.

Выделение контуров и зон «тепловых аномалий» производилось на основании экспертного и математического анализа следующих данных:

- спектральных характеристик объектов в течение различных периодов съемки;
- изменения спектральных характеристик объекта с течением времени и при изменении условий освещенности объектов (дневная и ночная съемка) и скорости изменений этих характеристик;
- соотношения яркостных характеристик объектов в тепловом и видимых диапазонах излучения;
- пространственного анализа расположения объектов, обладающих теми или иными спектральными свойствами, относительно ранее интерпретированных;
- других прямых и косвенных дешифровочных признаков.

Выделение контуров «тепловых аномалий» производилось как экспертно-визуальным способом, так и с использованием автоматических методов (управляемые и неуправляемые классификации, методов комплексирования и т.д.).

3.1.6. Анализ снимков тепловых аномалий, исследуемой территории в период 1989-2002 гг.

Априорной предпосылкой для обоснования возможности выделения и прослеживания техногенной линзы (нефтепродуктов) на основе анализа площадных тепловых полей является предположение о том, что потенциал эндогенной энергетики проявляется в виде регионального теплового потока, распределение которого при выходе на поверхность подчинено факторам геологического строения.

По материалам обработки данных спутника Landsat-4 и Landsat-7 ETM+ получены снимки «тепловых аномалий» в период с 1989 по 2002 гг. Снимки «тепловых аномалий» представлены в приложениях А1-А3.

Выделенные «тепловые» аномалии по отношению к фоновым значениям можно классифицировать следующим образом:

- *отрицательные («холодные») аномалии* дешифрируются на следующих площадях (синяя стрелка и номер пункта):
 - площади, имеющие густую древесную растительность (по своим очертаниям и площадному распространению повторяют контур лесных массивов);
 - площади сельскохозяйственных полей с наиболее увлажненными почвами;
 - границы водных объектов;
 - участки, относящиеся к малозастроенным и малозаселенным районам города;
 - дымовые шлейфы продуктов горения нефтяных скважин, которые в приложениях А2-А3 покрыли большую часть дешифрируемой площади и внесли отрицательное влияние при дешифрировании.

положительные («теплые») аномалии в основном наблюдаются на следующих площадях (красная стрелка и номер пункта):

- площади полей с низкой степенью увлажнения почв (имеют геометрическое строение, отвечающее сельскохозяйственным полям);
- места горения (пиковые температурные значения) нефтяных скважин в приложениях А2-А3.

В городской черте соотносятся с техногенными объектами.

На снимке 1989 г. (Приложение А 1) выделяются области повышенных и пониженных тепловых аномалий. В северной части снимка (ареал №1) обширные области тепловых аномалий обусловлены наличием сельскохозяйственных полей, которые имеют низкую степень увлажнения почвы. Аналогично можно объяснить присутствие положительных тепловых

аномалий в западной части космического снимка, однако тут свой вклад также вносит полигон ТБО в Андреевской долине. Небольшая тепловая аномалия ($60\ 143\ \text{м}^2$) зафиксирована в области расположения ТЭЦ-2.

В центре рассматриваемой территории наблюдаются 2 «облака» положительных тепловых аномалий в районе очистных сооружений Грозненского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) им. Ленина. Небольшая область повышенной тепловой аномалии (ареал №3) отмечается в районе автостанции Беркат, над территорией завода нефтяного машиностроения «Красный молот».

Отрицательные тепловые аномалии имеют гораздо большую площадь распространения по сравнению с положительными. Ареал №1, расположенный в центре космоснимка Landsat-4, обусловлен наличием густого древесного массива из лиственных деревьев. По этой же причине аналогичный ареал наблюдается восточнее посёлка «Андреевская долина». Ареал №2, расположенный в западной части изучаемой территории, имеет холодную температурную аномалию из-за того, что здесь располагаются земли сельскохозяйственного назначения, которые, по всей видимости, на момент съёмки были переувлажнены. «Пятна» отрицательных тепловых аномалий отмечаются в северной половине снимка, что обуславливается наличием сомкнутого покрова из растений древесного яруса на территории частного сектора района Катаяма и Центрального христианского кладбища. Наиболее мощные отрицательные тепловые аномалии фиксируются над водной поверхностью Алдынского (Сталинского) пруда и Чернореченского водохранилища (ареал №3). Крупный ареал ($12,5\ \text{км}^2$) отрицательной температурной аномалии приурочен к лесным массивам (Чернореченский лес, лесной массив к западу от с. Пригородное). Криволинейный ареал простирается от нижнего края снимка до верхнего согласно пространственному расположению речной излучины р. Сунжи. Крупная область отрицательной аномалии (ареал №4, $10,2\ \text{км}^2$) соотносится с жилой застройкой сильно озеленённого микрорайона Ленгородок.

На космическом снимке 2000 г. (Приложение А 2) ареалы положительных тепловых аномалий значительно меньше по площади, вероятно, по причине того, что снимок был сделан в середине осени. «Пятна» положительных аномалий наблюдаются в центре снимка над поверхностью прудов-отстойников очистных сооружений Грозненского НПЗ, а также над территорией самого НПЗ и над складами горюче-смазочных материалов на Индустриальной улице. В юго-восточной части небольшие пятна (до 145 тыс. м²) положительных аномалий обусловлены наличием карьера.

Крупные положительные температурные ареалы в западной части снимка определяются наличием пахотных угодий с низкой степенью увлажнения почв. Небольшое (38 420,5 м²) ярко-красное пятно проявляется на месте нефтедобывающей скважины. Однако на данном космическом снимке наибольшее распространение имеют холодные тепловые аномалии. Крупнейший ареал (№5, с площадью 58,6 км²) располагается в северной части снимка и распространяется на селитебную функциональную зону г. Грозный. Наиболее интенсивный ареал отрицательной температурной аномалии зафиксирован в юго-восточной части снимка, которая охватывает лесной массив между 56-м участком и посёлком Пригородное. Остальные области распространения холодных тепловых аномалий так же, как и в предыдущем случае, расположены над гидрологическими объектами г. Грозный: над долиной р. Сунжа и над водоёмами в западной части города, а также над лесным массивом севернее посёлка Кирова.

На летнем снимке 2002 г. (Приложение А 3) картина размещения тепловых аномалий более мозаичная. Много отдельных пятен положительных тепловых аномалий в центральной части города на месте беллигеративных пустошей (территория современного рынка Беркат, пустырь на улице Умара Кадырова, территория грузового двора бывшей железнодорожной станции «Грозный-Нефтяная», пространство на месте нынешней Центральной соборной мечети им. А. Х. Кадырова, территория бывшего завода ГРМЗ, промышленные зоны на Петропавловском шоссе,

промзоны на ул. Абузара Айдамирова). В область тёплых аномалий попали отдельные участки бывших сельскохозяйственных полей совхоза «Родина». Мощные области тёплых аномалий отмечаются над складами горючего в пос. Газгородок и над пустырём в Катаяме.

Очаги тепловых положительных аномалий также зафиксированы в районе отстойных прудов Грозненского НПЗ и над территорией НПЗ им. Шерипова. Холодные температурные аномалии имеют сплошное распространение в южной части исследуемой территории.

Они приурочены к сомкнутым массивам Чернореченского леса и леса около посёлка Пригородное, озеленённой селитебной зоне посёлка Кирова и района Сур-Корт в юго-восточной части Грозного, гидрологическим объектам (крупным водоёмам в южной части Грозного и к речной долине Сунжи). В северо-западной части рассматриваемой территории отчётливо выделяется ареал холодной температурной аномалии в массивах древесно-кустарниковой растительности смежной с районом Солёная Балка области. Также мощная область холодной тепловой аномалии выделяется в северо-восточной части в районе Центрального христианского кладбища.

Снимки тепловых аномалий (Приложение А1–А4) были интерпретированы как фоновые, т.к. не отвечают каким-либо природным или техногенным объектам и могут служить индикаторами объекта исследования (зеленая стрелка). Выявленные в таких случаях «тепловые аномалии», интерпретируются в зависимости от их строения: линейно-полосовые – как зоны разломов, а площадные и концентрические – как тектонические или орографические структуры.

3.1.7. Тепловые аномалии района г. Грозный

Обнаружение техногенной линзы на территории г. Грозный по результатам теплосъемки, полученной со спутника NOAA проводилась по снимкам (Приложение А4-А7).

Высокая радиометрическая чувствительность сканера, установленного на спутнике NOAA, позволяет обнаруживать разницу температур в 0.1°C . Техногенные «тепловые» источники, за исключением крупных, имеют относительно небольшой пространственный размер, как правило, много меньше 1 км. Поэтому тепловой сигнал с минимально фиксируемого элемента спутникового изображения, соответствующего примерно 1 км^2 .

Тепловая структура подстилающей поверхности в ночное время, по данным инфракрасной съемки NOAA, как правило, имеет градиент в несколько десятков градусов. Наиболее теплые – это водные объекты, наиболее холодные – верхние границы облаков.

Обработка ночной спутниковой информации значительно упрощает алгоритм распознавания теплового источника, поскольку мешающее влияние солнечной радиации отсутствует.

Площадь тепловой аномалии и величина ее температурного градиента относительно фонового значения, наиболее тесно связаны с тепловой мощностью источника. Для оценки тепловой мощности источника по данным дистанционного зондирования его параметры целесообразно сводить к одной величине – к сумме градиентов температур (аномалия – фон) по всем пикселям тепловой аномалии.

Существует две возможности в измерении температурного градиента теплового источника:

первая – измерение градиента температур: аномалия – фон, в тепловых каналах;

вторая – измерение градиента температур, как разницы между радиояркими температурами.

В первом случае к минусам системы обнаружения можно отнести проблему небольших водных объектов (пруды, озера и др.) и населенных пунктов. В ночных снимках они, как правило, теплее фона и поэтому регистрируются как положительные «тепловые» источники.

Во втором варианте, использование разницы температур тепловой аномалии между тепловыми каналами в качестве критерия оценки ее мощности, часто отсеивает другие тепловые источники - природные и техногенные объекты.

Поскольку сканируемая поверхность на ночном снимке имеется ряд природных и техногенных объектов с различной температурой, градиент между ними и источником «тепловой» аномалии должен быть достаточно велик (от нескольких градусов и выше), для уверенного дешифрирования и отделения его от фоновых температур и природных или техногенных объектов, что как раз и соответствует решению поставленной задачи распознавания слабого источника техногенной природы (техногенной линзы).

3.2. Анализ результатов исследования территории методом георадарного зондирования

3.2.1. Обоснование выбора территории исследования техногенных залежей УВ

Анализируя результаты ранее проведенных исследований нефтяных загрязнений территории г. Грозный и данных космического зондирования Земли решить поставленные задачи по определению размеров, объемов и контуров техногенных залежей нефти и нефтепродуктов для установления местоположения территории проведения ликвидационных мероприятий по очистке геологической среды, подземных и поверхностных вод территории не удалось. Объективной причиной тому были военные действия на территории Чеченской Республики.

Отсутствие информации о сезоне съемки не позволило провести более качественную интерпретацию имеющейся информации, но как видно из представленных результатов дешифрирования снимков основной вклад в формирование тепловых аномалий вносят площади с горящими скважинами

и техногенные объекты г. Грозный. Температурные значения, которых значительно превышают пороговые и не позволяют провести более детальный анализ.

Выделенные «тепловые» аномалии по материалам спутника Landsat и NOAA, расположены на территориях техногенного использования, что вносит определенный «помеховый» вклад в формировании теплового поля. Поэтому дальнейшая интерпретация выделенных «тепловых» аномалий должна производиться на основании материалов полевых работ, которые можно рекомендовать для проведения на площадях соответствующих выделенным «тепловым» аномалиям». Следовательно, данные тепловых космических съемок низкого и среднего пространственного разрешения вряд ли могут зафиксировать геотермические аномалии низкой амплитуды, напрямую связанные с техногенными линзами углеводородов.

Для разработки и проведения ликвидационных мероприятий требуется установление пространственных границ загрязнений. Особый интерес в зонах выявленных тепловых аномалий представляют территории объектов по добыче, хранению и переработке нефти. Классические методы мониторинга загрязнения природных вод предполагают создания сети мониторинговых наблюдательных скважин. Однако мониторинг уровня грунтовых вод, миграционных процессов нефтяных загрязнений при движении подземных вод требует бурения достаточно большого количества скважин, а значит значительного удорожания работ.

В условиях ограниченного финансирования, необходимости за максимально короткие сроки установить границы загрязнения в условиях высокой миграции по вертикали и горизонтали геологической среды, необходимо было выбрать наиболее оптимальные виды и объем геоэкологических исследований. Поэтому нами в первую очередь было намечено проведение георадарных и геохимических исследований нефтяных загрязнений в зонах хозяйственной деятельности вышеуказанных предприятий нефтегазодобывающей отрасли.

Значительным очагом загрязнения остаётся промышленная зона в юго-западной части г. Грозный (рис. 3.4), где были сконцентрированы крупные предприятия нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, соединённые густой сетью нефтепродуктовых коллекторов.

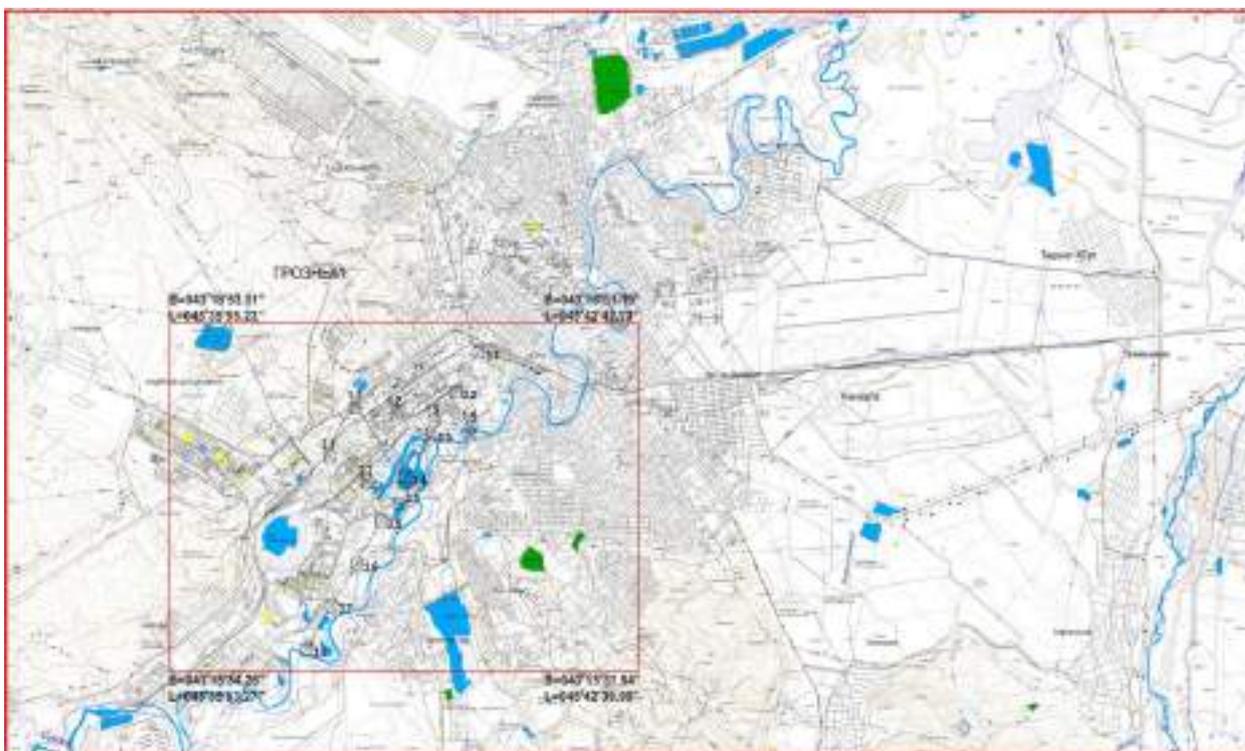


Рис. 3.4 – Обзорная карта территории исследований

3.2.2. Георадарное зондирование исследуемой территории

Для определения реального уровня загрязнений геологической среды УВ нами предложена методика комплексного исследования территории следующими методами:

Георадарная съемка (метод геолокации, основанный на излучении и регистрации сверхширокополосных электромагнитных импульсов с построением годографа и компьютерной обработкой данных).

Газовая и геохимическая съемка (методы дифференциального поглощения, спектрофлуориметрический, спектрофотометрии и др.).

Бурение оценочных скважин с использованием материалов космической съёмки (с применением установки ударно-канатного бурения).

Предложенный комплекс работ позволяет с оптимальными затратами на первоначальном этапе определить площади проведения буровых работ и, тем самым, сократить затраты на бурение, как на наиболее затратную часть работ.

3.2.2.1. Георадарная съемка

Использование метода радиолокационного зондирования грунтов (георадарное зондирование) является одним из наиболее перспективных и динамичных направлений развития геофизических исследований. Основными преимуществами метода являются высокая разрешающая способность, помехоустойчивость по отношению к искажающим сигналам, а также оперативность и экономичность. Кроме того, георадарное зондирование требует минимума пространства для развертывания необходимой аппаратуры, что зачастую является существенным преимуществом при его использовании в условиях плотной городской и промышленной застройки.

Для решения поставленной задачи нами с помощью георадара «ЛОЗА-Н» с различными типами антенн были проведены следующие инженерные изыскания: определение глубины уровней грунтовых вод и литологического состава грунтов зоны аэрации; определение глубины залегания и мощности слоя жидких нефтепродуктов, располагающегося на уровне грунтовых вод.

3.2.2.2. Участки проведения георадарных работ

На общей карте расположения георадарных работ (Приложение Б 1) выделены три участка:

- участок I (Приложение Б 2);
- участок II (Приложение Б 3);
- участок III (Приложение Б 4).

Карты по участкам I, II и III георадарных работ с нанесенными георадарными профилями, на которых отмечены номер профиля и его направление, представлены в Приложении В 1, В 2, В 3.

3.2.2.3. Результаты полевых георадарных исследований

Разметка профилей проводилась с помощью рулетки и привязкой их на местности с помощью GPS. Проведение георадарной съемки показано на рисунке 3.5.



Рис. 3.5 – Рабочий момент проведения георадарной съемки

При проведении георадиолокационного обследования площади было выполнено 13 профилей общей длиной 11464 м с шагом по профилю 20 см с временной разверткой 1024 ns антенным комплексом 300 см на частоте 50 МГц.

В работе представлены карты и профили:

- общая карта расположения участков георадарных работ (Б 1);

- карты по участкам георадарных работ с нанесенными георадарными профилями (участки 1-2), на картах участков отмечены номер профиля и его направление;
- георадарные профили по номерам и участкам:
- по всей длине профиля;
- увеличенные фрагменты профилей по номерам.

3.3. Анализ результатов исследования территории методом газовой и геохимической съемки

3.3.1. Планирование работ по выявлению и оконтуриванию залежей УВ и проведение газовой и геохимической съёмки

Полевые работы по выявлению и оконтуриванию площадей техногенных залежей УВ и анализ полученных данных выполнялись в соответствии с разработками и рекомендациями ВНИИЯГГ В.А. Соколов [166]; Заикин [85], А.Э. Конторович и др. [101]; Е.В. Стадник [168] и другие.

Для выявления и оконтуривания площадей техногенных подземных линз нефтепродуктов на территории г. Грозный нами выполнены поисковые работы с использованием геохимической и газовой съемки.

В результате работ выявлены аномалии газо-парообразных углеводородов, анализ пространственного распределения этих аномалий и их связи с подземными линзами нефтепродуктов, а также определение наиболее перспективных мест для проведения буровых работ.

При выполнении работ необходимо:

- оценить наличие на изучаемой площади атмогеохимических аномалий, определить оптимальный комплекс компонентов, которые могут являться прямыми и косвенными признаками наличия УВ;
- определить приуроченность выделенных аномалий к конкретным тектоническим и техногенным структурам;

- оценить генетическую природу выделенных аномалий, а также их связь с подземными линзами нефтепродуктов;
- определить параметры и размеры аномалий и, соответственно, наличие возможных подземных линз нефтепродуктов;
- локализовать наиболее перспективные участки для постановки буровых работ.

Для оценки потенциальных перспективных площадей использовались газовая и геохимическая съемки.

На данном этапе работы носили поисковый характер: выделение наиболее перспективных участков с локализацией потенциальных нефтегазовых объектов для постановки буровых работ. Оценка площади проводилась на небольшую глубину до 50 м.

Результаты работ представлены в Приложении Г на рисунках фотосхемами аномалий метана, суммы гомологов метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, сероводорода, фотосхемами различных интегральных параметров, а также прогнозной фотосхемой перспективных участков возможно связанных с подземными линзами нефтепродуктов.

При проведении геолокационного обследования площади пройдено 600 погонных метров профилей на 1900 пикетах. Было выполнено 30 профилей общей длиной 1164 м с шагом 20 см.

Задача обнаружения скоплений УВ (мест техногенных ловушек) является исключительно сложной и решается путем продвижения от общего к частному в четыре этапа.

На первом этапе строятся карты исходных параметров и анализируются с точки зрения зонально-кольцевого распределения аномалий прямых и косвенных индикаторов наличия УВ на поверхности земли – особенно тяжелых УВ.

На втором этапе по каждому профилю по пересчитанным на глубину условным содержаниям газов рассчитывается глубинный интегральный параметр и, вдоль профилей в вертикальном срезе строятся карты этого

параметра. Аномалии глубинного интегрального параметра позволяют оценить потенциальные глубины источников углеводородных и не углеводородных газов в разрезе, при этом, в расчетах участвуют только данные вдоль линий профилей – двумерная модель. Эти аномалии эллипсоидной формы распространяются от залежей УВ к поверхности земли, при этом их центры ассоциируются с наиболее перспективными участками продуктивных отложений в пределах выделенных ловушек УВ, а ореолы, прослеживающиеся в направлении поверхности, представляют собой области влияния нефтяных скоплений на геохимические поля выше по разрезу.

На третьем этапе осуществляется площадное сканирование данных по всем профилям, корректировка, уточнение и пересчет на глубину, что позволяет с высокой долей вероятности определить источники УВ в разрезе (красные звездочки на разрезах). Понятно, что этот этап обработки является исключительно важным, поэтому кондиция полевой съемки (сеть профилей) имеет большое значение для успешного решения задач на третьем этапе обработки материалов.

На четвертом этапе строятся карты прогнозного параметра нефтенасыщения, соответствующие определенному интервалу глубин локализации выделенных на разрезах и представляющий интерес горизонтов и выделяются наиболее перспективные из них.

На заключительном этапе анализируются все материалы в плане и разрезе, и составляется прогнозная карта перспектив нефтегазоносности площади (рис. 3.6).

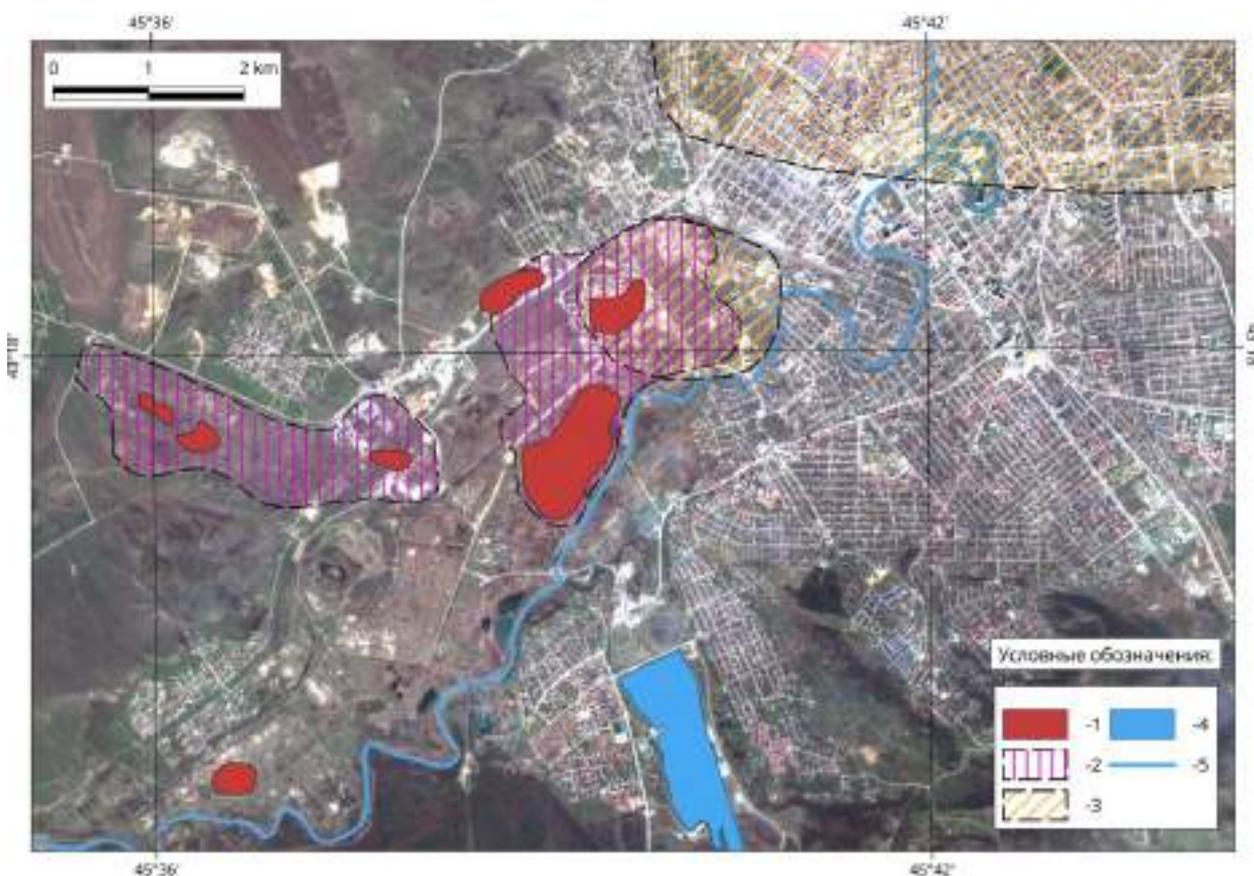


Рис. 3.6 – Перспективные участки для проведения буровых работ

Условные обозначения:

- 1 – тепловые аномалии, выявленные по материалам ИК-съемок;
- 2 – площадки основных техногенных объектов нефтяной отрасли;
- 3 – площадные загрязнения вод нефтепродуктами; 4 – водоемы; 5 – реки.

3.3.2. Обработка результатов исследований газовой и геохимической съемки

Обработка данных проводится в несколько этапов. На первом этапе вычисляются координаты каждой точки пробоотбора и содержание в этой точке, метана, его гомологов, паров сероводорода и др. и создается массив первичных данных для дальнейшей обработки.

Затем по пройденным профилям строятся графики распределения исходных параметров газовых полей, определяется фон, а также их интенсивность, степень неоднородности, коэффициент контрастности и пр. В дальнейшем эти данные подвергаются различным видам математических

расчетов, в том числе факторному и гармоническому анализам с целью выделения аномалий и оценки сходства атмогеохимических полей, полученных на разных профилях. Сравнительный анализ картин распределения газов дает основание для предварительного выделения и прослеживания основных структур на площади. При обработке данных, кроме традиционных двумерных геохимических расчетов используются также новые методы трехмерной интерполяции (моделирования), что позволяет получать зависящие от глубины расчетные переменные концентраций анализируемых компонентов.

Наибольший интерес представляют области разнонаправленной (преимущественно отрицательной) корреляции расчетных концентраций тяжелых УВ и радиоактивных газов. При этом наиболее неоднородные (измененные) участки разреза характеризуются максимальной отрицательной, либо в отдельных случаях, максимальной положительной корреляцией параметров и максимальной дисперсией газов, в отличие от однородных в геохимическом плане участков, для которых характерны небольшие значения дисперсии и отсутствие корреляции. В качестве неоднородностей могут выступать продуктивные горизонты, литолого-фациальные ловушки, рифовые массивы, тектонические нарушения и др.

Характер миграции газов из продуктивных ловушек резко отличается от исходных газов, связанных с дегазацией активных разломов. В этом случае на поверхности образуются аномалии линейной формы, вытянутые вдоль простирания этих нарушений, в отличие от изометричных и концентрических аномалий, связанных с нефтяными залежами.

3.3.3. Примерная количественная оценка залежей у УВ на основе экспериментальных исследований

Анализ материалов показал, что все открытые залежи УВ достаточно уверенно проявляются в аномалиях и углеводородных газов, и др.

Доказано, что не только высокое содержание в почвенном воздухе бутанов, пентанов и гексанов свидетельствует о наличии на глубине нефтегазовых скоплений, но и сам по себе факт присутствия тяжелых УВ газов на площади повышает ее перспективы, т.к. на фоновых участках эти гомологи вообще не фиксируются.

Технологию интерпретации данных газовой и геохимической съемки при поисках залежей УВ (техногенных ловушек), можно представить из нескольких основных этапов:

1 этап. Получение и разбраковка аномалий всех измеренных в поле параметров, которые по опыту работ, могут быть связаны либо с проявлением залежей УВ, либо с разломной тектоникой.

2 этап. Построение разрезов, дающих информацию о геологической структуре, неоднородностях среды и позволяющих наметить возможные структурные и литолого-фациальные ловушки УВ, а также ловушки неструктурного типа. Естественно, совпадение в плане и по глубине полученных аномалий с выделенными ловушками увеличивает вероятность идентификации перспективных объектов.

3 этап. Получение результатов совместной интерпретации всего применяемого комплекса методов на базе детального изучения геологического строения с привлечением сейсморазведочных, промыслово-геофизических и геохимических данных с целью выбраковки полученных перспективных объектов, их привязки к возможным ловушкам, определения качества покрышек и возможных путей миграции УВ. Комплексная интерпретация позволяет улучшить качество прогноза и с большей степенью достоверности оценить перспективы площади.

Результаты исследования территории методом газовой и геохимической съемки представлены следующими графическими материалами:

- прогнозные карты перспектив нефтеносности на основе геохимических и структурно-тектонических признаков аккумуляции УВ для потенциально продуктивных горизонтов;
- карты распределения на изученной площади аномалий метана, его гомологов (этана, пропана, бутанов и пентанов), и др. и характеристика их пространственных взаимоотношений;
- карты интегральных параметров анализируемых компонентов для интервалов глубин залегания продуктивных горизонтов;
- схематичные структурные карты по интересующим горизонтам.

3.3.4. Результаты исследований концентраций УВ для идентификации залежей нефтепродуктов в геологической среде

3.3.4.1. Анализ статистических данных

Определение фоновых концентраций УВ. Для интерпретации результатов исследований концентраций УВ в первую очередь необходимо определить значения фоновых концентраций на условно чистом участке исследуемой территории, относительно которых будут определяться концентрации УВ загрязнителей.

В таблице 3,1 приведена статистика по всему массиву данных по 10 измеренным параметрам, которая указывает на то, что количество фоновых точек варьирует от 23% до 96%, составляя в среднем 55%. Если исключить из расчетов сероводород, углекислый газ, метан и этан и взять за основу только прямые и косвенные индикаторы углеводородных скоплений, то этот процент остается без изменений, что свидетельствует, во-первых, о наличии на площади аномалий, представляющих практический интерес а, во-вторых, о правомерности их выделения [131, 150].

По результатам экспериментальных исследований на площади фона аномальные содержания газов зафиксированы всего в 45 % случаев, что входит в диапазон чувствительности приборов. Следовательно, можно сделать вывод, что фоновые значения концентраций газов близки к нулю.

Поэтому, при нормировании значений и определении контрастности аномалий используется не фоновые значения, а среднее значение или дисперсия данных, что эффективно сказывается при выделении аномальных объектов. Кроме того, нормирование концентраций газов производится по ежедневному массиву полевых данных по каждому профилю отдельно, что позволяет минимизировать естественные погрешности и получить корректную базу данных для дальнейшей обработки.

Таблица 3.1 – Статистические данные аномальных и фоновых точек

№ п/п	Измеренный параметр	% нулевых точек при измерении в поле
1.	Радиоактивные газы	50
2.	Пары ртути	41
3.	Сероводород	23
4.	Углекислый газ	96
5.	Метан	37
6.	Этан	69
7.	Пропан	61
8.	Бутаны	54
9.	Пентаны	72
10.	Сумма тяжелых гомологов метана	52
Средний процент нулевых точек		55%

Анализ статистических данных по площади является простым и исключительно информативным, т.к. позволяет определить уровень заражения различными газами и в общих чертах оценить перспективы различных участков площади.

На исследованной площади, по результатам проведенных измерений, выделено 4 аномальных участка. Статистические характеристики измерений приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 была составлена с учетом выделенных ниже перспективных участков I-IV (см. прил. Г 16). Из таблицы видно, что максимальные и средние значения концентраций газов могут отличаться в несколько раз, иногда достигая порядка, а это существенный показатель,

Таблица 3.2 – Статистические данные измерений радиоактивных газов, метана, и гомологов метана C1-C5

Участки, группы участков	К-во точек	Радиоактивные газы, Бк/м ³				Метан, ppm				Гомологи метана, ppm			
		Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.
I	982	0	5405	344	580	0	205	4.4	11.8	0	728	9.2	32.3
II	395	0	3489	235	437	0	110	4.5	9.4	0	530	8.1	31.5
III	312	0	3955	348	557	0	107	3.8	9.9	0	629	14.9	43.8
IV	246	0	3620	364	637	0	303	5.6	21.1	0	360	7.8	28

Статистические данные измерений ртути, этана, и пропана

Участки, группы участков	К-во точек	Ртуть, ×10 ⁻⁵ мг/м ³				Этан, %				Пропан, %			
		Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.
I	982	0	288	2.6	10.7	0	0.0007	0.00006	0.00012	0	0.0023	0.00028	0.00048
II	395	0	641	3.1	32.5	0	0.00035	0.00005	0.0001	0	0.0067	0.00025	0.001
III	312	0	627	4.6	35.8	0	0.001	0.00009	0.0002	0	0.0032	0.0004	0.0007
IV	246	0	22	1.1	2.1	0	0.00035	0.00005	0.00009	0	0.00097	0.00011	0.00025

Статистические данные измерений бутанов, пентанов, и H₂S

Участки, группы участков	К-во точек	Бутан, %				Пентан, %				H ₂ S, %			
		Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.	Min	Max	Сред- нее	S откл.
I	982	0	0.004	0.0006	0.0011	0	0.0092	0.00025	0.001	0	0.06	0.0047	0.011
II	395	0	0.0056	0.0005	0.0013	0	0.0032	0.00023	0.00058	0	0.18	0.011	0.022
III	312	0	0.0031	0.00034	0.0006	0	0.0013	0.00007	0.00025	0	0.05	0.0032	0.0082
IV	246	0	0.0079	0.00052	0.0014	0	0.0024	0.00033	0.00054	0	0.15	0.0061	0.02

который позволяет ранжировать эти участки по степени перспективности. Большие значения стандартного отклонения указывают на широкий диапазон изменения значений изучаемых газов и, следовательно – на присутствие на площади аномалий. Низко перспективные участки при этом характеризуются небольшими значениями этого статистического параметра и средними концентрациями газов [136].

3.3.4.2. Анализ аномалий углеводородных газов

Все перечисленные выше материалы приведены в Приложении В1-В16.

Среди углеводородных соединений метан (CH_4) является наиболее легким (сухим) газом.

Карта аномалий метана (Приложение Г 1) свидетельствует об интенсивном заражении исследуемой площади этим газом.

По полученным данным можно выделить четыре аномальных участка расположенных в относительной близости друг от друга и приуроченных к промплощадкам нефтехимзаводов, они образуются цепочками контрастных аномалий метана кольцеобразной и эллипсовидной формы. Размеры аномалий составляют около 1,5 км в поперечнике. Наибольшая по размерам центральная аномалия вытягивается в северо-южном направлении на расстояние до 3,3 км. Кратность превышения содержаний метана в аномалиях над фоном достигает 30 ед.

Следует обратить внимание на фоновые значения содержаний метана в центральных частях этих зональных аномалий.

Карта аномалий суммарных содержаний гомологов метана ($\text{C}_2\text{H}_6\text{-C}_5\text{H}_{12}$) в почвенном воздухе построена по нормированным их значениям (Приложение Г 2). По сравнению с предыдущей картой контрастность аномалий здесь несколько ниже, но все же достигает одного порядка, что является благоприятным геохимическим фактором для площади. Здесь также выделяются основных четыре аномальных зональных геохимических объекта: на северо-западе и в центре участка, которые по размерам более

компактны, чем по метану. Также как на предыдущей карте наибольший интерес здесь по гомологам метана представляет эллипсовидная зональная аномалия, вытянутая в северо-южном направлении. Ее размеры по длинной оси достигают порядка 3 км, а по короткой – составляют около 1,5 км.

По полученным данным можно выделить 4 аномальных участка расположенных в относительной близости друг от друга и приуроченных к промплощадкам нефтехимзаводов. Фотосхема аномалий свидетельствует об интенсивности заражения исследуемой территории этим газом.

В целом выделенные на площади по гомологам метана геохимические объекты представляют большой практический интерес, т.к. являются индикаторами УВ на глубине.

Подтверждением существования этих объектов являются также аномалии коэффициентов «жирности» (отношение содержаний тяжелых УВ и метана) и «сухости» (отношение содержаний метана и тяжелых УВ), которые выделяются в этих же районах (Приложение Г 3, Г 4). При этом доля «жирных» УВ газов превалирует в центральных аномалиях, а «сухих» – на северо-западе участка.

Важной частью исследований является отдельная регистрация углеводородных газов и паров, на основе которой составлены карты аномалий этана, пропана, бутанов и пентанов.

На большей части площади этан (C_2H_6), который является самым легким газом после метана, присутствует в небольших количествах, что объясняется, видимо, преобладанием тяжелой составляющей в региональном составе УВ газов (Приложение Г 5). Аномалии этана на карте являются слабо контрастными (2-4 ед.) и формируют фрагменты дугообразных зон вокруг выделенных ранее геохимических объектов. Совершенно иная картина наблюдается по пропану (C_3H_8). На северо-западе и в центре участка аномалии пропана объединяются в эллипсовидные геохимические зоны (объекты) изометричной или вытянутой в северо-южном направлении формы (Приложение Г 6). Контрастность аномалий в основном находится на уровне

3-5 ед., часто достигая одного порядка. Размеры геохимического объекта по пропану на северо-западе площади составляют приблизительно $1 \times 1,8$ км, в центре – $3 \times 1,5$ км, что, в общем, согласуется с размерами эллипсовидных аномальных зон, выделенных по другим параметрам, а также с их расположением в плане. Подтверждением существования этих объектов являются также аномалии «жирности» (отношение содержание тяжелых УВ и метана).

Бутан (C_4H_{10}) является самым тяжелым газом метанового ряда. Хроматограф фиксирует два соединения: бутан нормального строения (n-бутан) и его изомер (i-бутан). Наличие их устойчивых концентраций свидетельствует о термокаталитическом генезисе газа, поскольку они биохимическим путем не образуются [19], т.е. бутаны являются индикаторами УВ скоплений. На карте содержания бутанов (Приложение Г 7) выделяются также четыре зональных аномалии, которые по размерам несколько меньше, чем по пропану. Кратность превышения над фоном здесь высокая и нередко достигает 20 ед. В большей степени они сосредоточены в двух районах на северо-западе и в центре площади, где формируют систему геохимической зональности бутанов эллипсовидной формы – с аномалиями по периферии и фоном в центре. Наибольшая по размерам аномалия расположена в центре, которая прослеживается в субмеридиональном направлении на расстояние около 3 км. Если сопоставить эти данные с вышеприведенными материалами, то получается картина очень хорошей сходимости результатов выделения геохимических объектов по бутанам и другим УВ газам, причем это касается как совпадений в плане, так и их размеров.

Последним в ряду изучаемых УВ стоит пентан (C_5H_{12}), который по своим свойствам не является газом, а представляет собой жидкость. Следовательно, в полевых условиях мы измеряем концентрации его паров в почвенном воздухе. На карте содержания пентанов (Приложение Г 8) видна не очень четкая картина распределения аномалий, которые в основном

образуют фрагменты зональных геохимических объектов на северо-западе, в центре и на юго-востоке площади, но, при этом, хорошо дополняют картину аномалий по бутанам. Контрастность аномалий пентанов достигает порядка, поэтому корректность их выделения не вызывает сомнений.

Бутаны и пары пентанов являются наиболее тяжелыми газами метанового ряда и, поэтому, рассматриваются в качестве прямых признаков нефтегазовых скоплений в разрезе.

Таким образом, если суммировать данные исследований по УВ газам, то вырисовывается достаточно четкая картина локализации максимальных концентраций этих газов, превышающих фоновые содержания на порядок: большинство аномалий сосредоточены в четырех местах – на северо-западе, в центре, юго-западе и северо-востоке площади, где формируют зональные геохимические объекты эллипсовидной формы.

Бутаны и пары пентанов являются наиболее тяжелыми газами метанового ряда и, поэтому, рассматриваются в качестве прямых признаков нефтегазовых скоплений в разрезе. В связи с этим имело смысл синтезировать данные и получить суммарный эффект от этих газов при формировании газовых полей на поверхности земли. Была составлена интегральная карта аномалий (Приложение Г 9), которая подтверждает выделение зональных геохимических объектов по метану, пропану и сумме гомологов метана на северо-западе, в центре и на юго-западе участка и свидетельствует о наличии источников УВ.

Таким образом, если суммировать данные исследований по УВ газам, то вырисовывается достаточно четкая картина локализации максимальных концентраций этих газов, превышающих фоновые содержания на порядок: большинство аномалий сосредоточены в четырех местах - на северо-западе, в центре, юго-западе и северо-востоке площади, где формируют зональные геохимические объекты эллипсовидной формы. Размеры этих объектов в поперечнике составляют приблизительно 1,0-1,8 км. При этом самый

большой объект север-северо-южного простирания, размеры которого вдоль длинной оси достигают 3 км, расположен в центре изучаемой площади.

Радиоактивные газы имеют двойственную природу своего происхождения. С одной стороны, они генетически связаны с нефтяными скоплениями, с другой стороны – их появление в повышенных количествах обусловлено тектоническими причинами – геодинамическими зонами, разломами, антиклинальными складками и др.

Карта аномалий радиоактивных газов составлена по нормированным значениям эманаций (Приложение Г 10). Кратность превышения над фоном здесь ниже, чем контрастность аномалий УВ газов и достигает всего 2-6 единиц. На карте выделяются локальные аномалии, приуроченные к кольцеобразным геохимическим зонам.

В отличие от зональных аномалий, выделяемых по углеводородным газам в центре площади, здесь, помимо кольцевых периферийных зон, фиксируются аномалии центрального типа, что существенно дополняет структуру этого геохимического объекта, тем самым подтверждая возможное существование как самих ловушек, так и источников углеводородного заражения.

3.3.4.3. Анализ аномалий ртути, сероводорода, углекислого газа

Установлено, что ртуть является очень важным элементом при поисках, т.к. его повышенные концентрации характерны для подошвенных и краевых вод первичных нефтяных залежей, поэтому, в идеале, пары ртути, являясь высокоподвижными, должны формировать ореол кольцеобразной формы и трассировать контуры нефтяных скоплений.

На карте аномалий паров ртути (Приложение Г 11) выделяются области локализации аномалий, которые, в общем, хорошо коррелируются в плане с геохимическими объектами, выделенными по другим параметрам. При этом на периферии площади аномалии ртути создают фрагменты кольцеобразных зон, в то время как в центре площади они образуют как

кольцевые аномалии, так и аномалии центрального типа, формируя два четко выраженных геохимических объекта эллипсовидной формы. Наиболее крупный из них вытянут в северо-южном направлении на расстояние около 3 км, а второй – субширотного простирания имеет размеры вдоль длинной оси около 1,8 км. Контрастность аномалий ртути составляет в среднем 2-5 ед., иногда превышая порядок.

Карта аномалий сероводорода (Приложение Г 12) является не очень показательной, т.к. аномалии являются слабоконтрастными и сосредоточены в основном на северо-западе площади в районе перспективного объекта П, что может свидетельствовать о хорошей его сохранности в отличие от других более интенсивно нарушенных участков, где, как результат интенсивной дегазации разреза, фиксируются лишь отдельные мелкие аномалии сероводорода.

Некоторым подтверждением этого вывода могут служить контрастные аномалии углекислого газа в центре и, особенно на северо-западе площади (Приложение Г 13). По всей видимости, тектоническая раздробленность разреза в этой части площади способствует миграции УВ с глубины на поверхность земли, где проходят процессы их интенсивного окисления, что в свою очередь приводит к формированию контрастных аномалий углекислого газа.

Таким образом, анализ всех карт, составленных по 10 исходным параметрам, позволил откорректировать на северо-западе, юго-западе и в центре площади четыре крупных геохимических объекта эллипсовидной формы, которые представляют большой поисковый интерес, т.к. являются высококонтрастными и находят подтверждение в разных геохимических полях.

Выше были описаны и проанализированы первичные материалы, являющиеся оригинальными, т.к. кроме нормировки не подвергались другим математическим операциям. Однако во многих случаях информативными являются коэффициенты, рассчитываемые по соотношению разных по сути

параметров и в итоге несущие совершенно другую смысловую нагрузку. К таким материалам относятся фотосхема интегрального параметра газовых полей на поверхности земли, интегральная фотосхема зональности и фотосхема глубинного параметра нефтеносности разреза, построенная по пересчитанным на глубину концентрациям газов – индикаторов УВ.

Как было сказано выше радиоактивные газы имеют двойственную природу. С одной стороны они представляют собой геохимический фактор (радон), т.е. являются индикаторами УВ, т.к. генетически связаны с процессами формирования нефтяных залежей. С другой стороны, они отражают напряженно-деформированное состояние среды, т.е. являются индикаторами разломов и зон тектонических трещин, антиклинальных складок и других структурных образований, поэтому представляют собой структурный фактор (торон).

3.3.4.4. Комплексный анализ геохимического исследования

Комплексная интерпретация всех карт возможна лишь на базе интегрального газового параметра, позволяющего учитывать вклад каждой переменной в формирование результирующего геохимического поля на поверхности земли. В Приложении Г 14 представлена совмещенная фотосхема геохимической зональности и интегрального газового параметра, которая, по сути, представляет собой комбинацию ручной (визуальной) и компьютерной интерпретации материалов и независимо подтверждает выделение на площади четырех перспективных геохимических объектов и несколько более мелких и менее выраженных аномалий. Наибольший интерес представляет объект в центре площади, который является как самым крупным (1,6 × 3,3 км), так и самым структурированным – по контуру расположены аномалии, формирующие кольцевую зональность, а внутри – аномалия центрального типа. Наиболее значимой является как раз внутренняя часть таких объектов, а кольцеобразная зона вокруг является переходной или зоной неопределенности, ширина которой может достигать

1 км и зависит от многих факторов, в том числе от размеров источника на глубине.

Для того чтобы исключить ручной вариант интерпретации геохимической зональности и описать ее количественно был применен специально разработанный математический аппарат идентификации аномалий в плане – распознавание образов, который позволил локализовать геохимическую зональность на площади и ранжировать объекты по степени ее выраженности (контрастности). На интегральной карте геохимической зональности (Приложение Г 15) в центре и на северо-западе площади четко выделяются два эллипсовидных объекта, внутри которых контрастность аномалий достигает порядка. Размеры первого из них в центре участка составляют около $1,6 \times 3,3$ км, а второго – $0,9 \times 1,8$ км. Еще две зональные аномалии меньших размеров фиксируются соответственно северо-восточнее объекта I и южнее объекта II. Однако они гораздо слабее выражены – контрастность аномалий в два раза ниже зафиксированных значений в пределах объектов I и II.

Анализ всех карт позволяет выстроить ряд геохимических объектов по их выраженности в газовых полях, т.е. по степени перспективности с точки зрения отражения потенциальных скоплений УВ на глубине (Приложение Г 16). Наиболее перспективным является объект I, далее идут соответственно объекты II и III, вслед за ними продолжает ряд по убывающей объект IV (таблица 3.2, приложение Г 16).

Таким образом, можно предположить, что в северо-западной и центральной частях площади в разрезе присутствуют, по крайней мере, четыре главных возмущающих объекта (I, II, III, IV), возможно техногенные ловушки УВ, которые формируют распространяющиеся вверх ореолы различных газов, срезы которых в виде зональных кольцеобразных геохимических аномалий мы и фиксируем на поверхности земли.

Проведенные химические работы позволили решить широкий спектр вопросов, но главное: положительно оценить перспективы площади в целом

и локализовать в ее пределах наиболее благоприятные участки для постановки дальнейших детальных работ.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что использованный в ходе полевых работ комплекс методов оказался достаточно эффективным для локализации наиболее перспективных участков в районе г. Грозный, благоприятных для обнаружения возможных техногенных скоплений УВ.

Таким образом, анализ материалов позволяет сделать вывод о том, что район работ является перспективным и здесь можно ожидать присутствия техногенных ловушек нефти в пределах четырех перспективных участков: I, II, III и IV (Приложение Г 16).

Статистическая обработка и факторный (ранговый) анализ исходных данных по площади позволили, в общем, оценить ее перспективы, произвести сопоставление и ранжировать отдельные участки по интенсивности их проявления в газовых полях и, соответственно, по степени возможных перспектив выделить 4 перспективных площади (Приложение Г 16).

Несмотря на положительный прогноз перспективных участков, проблема наличия техногенных залежей промышленной значимости может быть окончательно решена только при бурении оценочных скважин [146].

3.4. Оценка запасов техногенных залежей УВ в выявленных линзах на основе комплекса геолого-геофизических и буровых работ

3.4.1 Определение места размещения скважин и проведение комплекса буровых работ

Результаты обработки материалов георадарной съемки явились основанием для размещения скважин при проведении буровых работ.

Бурение скважин проводилось по 6 профилям, расположенных на площадях, выделенных по результатам геохимических и геофизических работ. Последовательность бурения скважин с севера на юг, начиная со

скважины №1.1. и далее в соответствии с номером скважины. Всего на исследуемой территории пробурено 50 скважин (рис.3.7, табл. 3.3) глубиной 50 м общим объемом 2500 м, из которых отобрано 46 проб грунтов и 3 пробы подземных вод для определения содержания нефтепродуктов.

В геологическом отношении территория проведения буровых работ сложена отложениями четвертичной системы, представленными континентальными образованиями р. Сунжа. К отложениям нижнего и среднего отделов системы относятся аллювиальные и флювиогляциальные образования, представленные гравийно-галечниками, разнозернистыми песками и глинами. Отложения верхнего отдела четвертичной системы представлены аллювиальными и пролювиальными гравийно-галечниковыми, песчаными и суглинистыми отложениями. Отложения апшеронского и акчагыльского ярусов представлены разнозернистыми песками, конгломератами с прослоями песчаных глин и глинами с прослоями конгломератов и песка соответственно. В геоморфологическом отношении рельеф района проведения работ является прямым (практически без западин и возвышений с уклоном в сторону р. Сунжа), четко отражающим глубинное строение недр. Все это обеспечивает активный поверхностный сток в направлении к г. Грозный и Старосунженскому водозабору.

Большинство литературных данных указывают на значительную глубину проникновения нефтепродуктов в случае, если разрез представлен менее дисперсными породами, особенно отложениями речных долин. Это также предполагало незначительное загрязнение верхней суглинисто-глинистой толщи. В связи с этим этап исследований охватывал глубины до 50 м. Глубина исследований определялась мощностью четвертичных отложений, слагающих территорию работ [129].

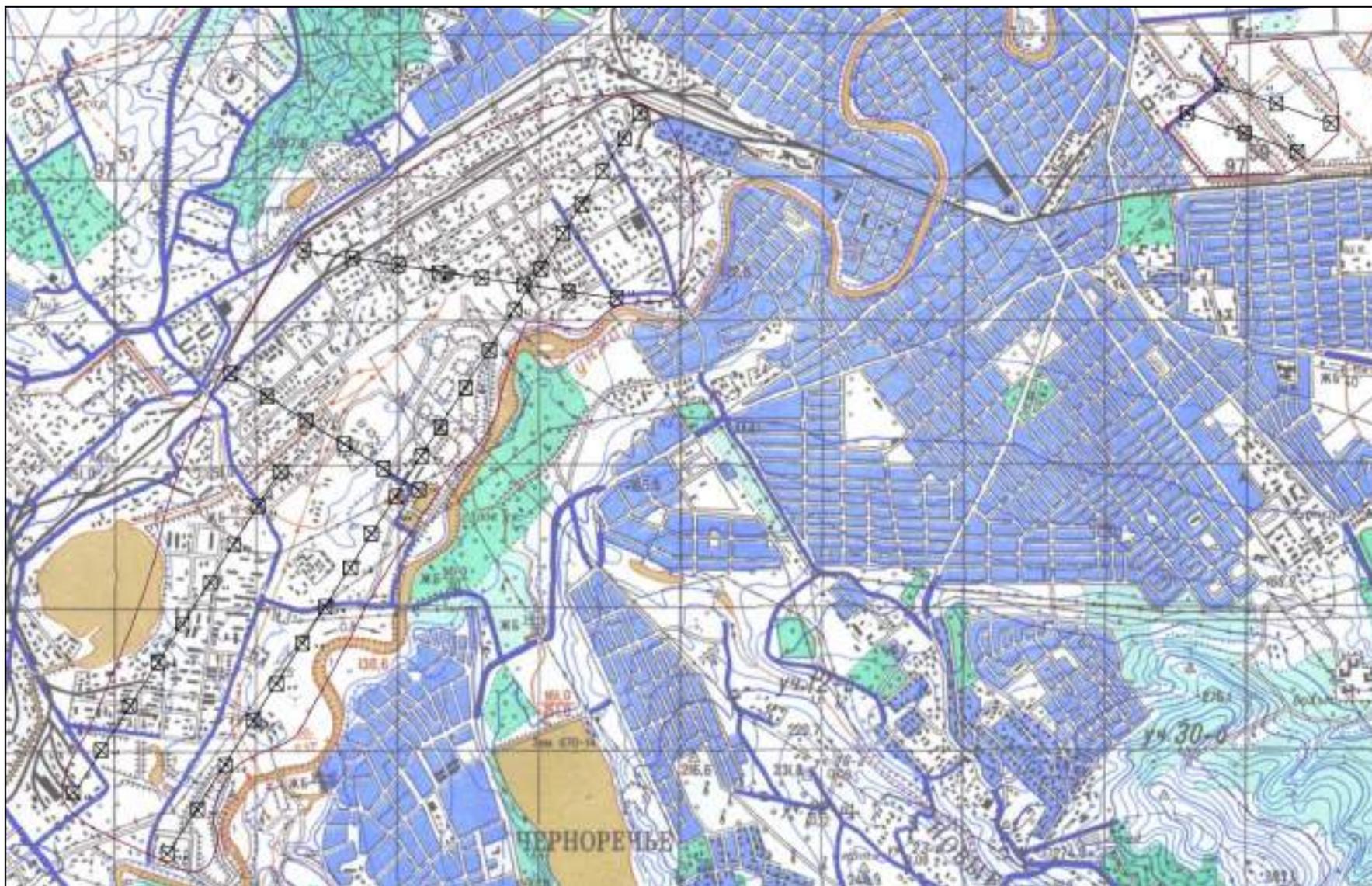


Рис. 3.7 – Карта профилей исследуемого района

Таблица 3.3 – Параметрические данные результатов бурения на левобережье р. Сунжа

№ скв.	Географические координаты						Установившийся УГВ, м	Абсолютная отметка устья, м	Расстояние между скважинами
	Северная Широта			Восточная Долгота					
	град	мин	сек	град	мин	сек			
1.1	43	18	36.6	45	39	31.1	7,2	136,9	2 145,92 м
1.2	43	18	35.7	45	39	39.4	7,5	134,8	189,11
1.3	43	18	25.9	45	39	47.1	7,6	132,8	348,70
1.4	43	18	18.4	45	39	53.3	7,5	132,1	270,37
1.5	43	18	11.6	45	39	59.9	8,0	131,8	257,24
1.6	43	18	01.5	45	40	08.6	6,2	131,7	368,26
1.7	43	17	53.3	45	40	18.6	3,8	131,0	338,90
1.8	43	17	52.35	45	40	35.11	1,3	128,9	373,34
2.1	43	17	49.73	45	37	51.51	18,0	153,9	2 179,35 м
2.2	43	17	41.0	45	38	10.9	14,5	148,7	513,53
2.3	43	17	34.7	45	38	21.6	12,2	143,4	309,81
2.4	43	17	26.5	45	38	51.2	9,9	137,4	713,66
2.5	43	17	21.1	45	39	04.5	9,4	136,3	343,04
2.6	43	17	16.8	45	39	16.4	8,8	132,7	299,31
3.1	43	18	31.54	45	40	44.8	9,2	129,0	6 876,12 м
3.2	43	18	23.17	45	40	45.43	9,2	129,2	258,91
3.3	43	18	19.65	45	40	36.34	9,8	129,8	231,75
3.4	43	18	15.50	45	40	27.04	9,4	130,1	245,65
3.5	43	18	12.78	45	40	17.86	10,1	130,7	223,37
3.6	43	18	08.28	45	40	10.15	9,4	131,2	222,41
3.7	43	18	05.52	45	40	00.50	8,8	132,1	233,46
3.8	43	17	58.39	45	40	00.17	8,7	132,5	220,24
3.9	43	17	48.36	45	39	53.84	9,2	132,9	340,73
3.10	43	17	32.81	45	39	35.53	9,4	130,6	633,08
3.11	43	17	21.69	45	39	29.55	7,9	132,0	368,63
3.12	43	17	09.35	45	39	20.73	6,8	132,7	429,61

№ скв.	Географические координаты						Установившийся УГВ, м	Абсолютная отметка устья, м	Расстояние между скважинами
	Северная Широта			Восточная Долгота					
	град	мин	сек	град	мин	сек			
3.13	43	16	59.09	45	39	10.75	5,9	134,5	388,64
3.14	43	16	53.61	45	38	49.93	6,1	131,9	498,96
3.15	43	16	46.06	45	38	43.22	5,6	134,5	277,73
3.16	43	16	40.01	45	38	31.39	3,0	137,6	325,71
3.17	43	16	34.40	45	38	26.44	5,9	138,4	205,74
3.18	43	16	14.7	45	38	06.4	6,4	139,8	757,70
3.19	43	16	04.94	45	37	57.41	13,4	140,6	363,03
3.20	43	15	55.89	45	37	58.24	14,2	142,7	280,04
3.21	43	15	45.80	45	37	48.99	15,8	141,3	374,73
4.1	43	17	17.9	45	38	20.1	0,8	138,6	3 012,76 м
4.2	43	17	06.12	45	38	15.98	1,0	137,5	375,34
4.3	43	17	01.08	45	38	09.82	1,8	137,5	208,53
4.4	43	16	51.74	45	38	02.21	2,2	137,8	335,47
4.5	43	16	42.02	45	37	54.05	2,5	139,6	351,94
4.6	43	16	29.47	45	37	41.84	2,8	142,3	475,12
4.7	43	16	20.19	45	37	29.77	3,2	145,0	395,15
4.8	43	16	15.77	45	37	13.75	3,4	147,4	386,27
4.9	43	16	02.2	45	37	02.9	2,7	148,5	484,94
5.1	43	18	38.9	45	43	24.4	22,0	120,0	832,21 м
5.2	43	18	34.3	45	43	41.8	21,5	121,1	417,05
5.3	43	18	30.1	45	43	59.3	21,8	121,9	415,16
6.1	43	18	33.10	45	43	16.19	23,5	120,8	808,56 м
6.2	43	18	30.1	45	43	33.6	22,6	121,7	403,14
6.3	43	18	25.6	45	43	50.5	22,8	122,4	405,42

Три скважины (3.8, 4.4 и 5.2) пробурены как гидрогеологические для изучения условий, характера обводнения и уровня загрязнения

нефтепродуктами подземных вод в пространстве и во времени. Для сохранения устойчивости стенок они закреплялись перфорированными трубами, что резко снижает степень их заиливания, продлевает срок функционирования и позволяет использовать их как режимные, а в дальнейшем – как наблюдательные.

3.4.2 Оценка загрязнения геологической среды УВ и распределения нефтепродуктов в пробуренных скважинах

Одной из задач исследований было изучение геологического разреза и выявление взаимосвязи литологического состава пород с уровнем их загрязнения и характером распределения нефтепродуктов. Поверхность территории проведения буровых работ почти повсеместно покрыта насыпным грунтом мощностью до 2 м, представленным асфальтом, щебнем или смесью щебня и суглинка. Под насыпным грунтом повсеместно находятся лессовидные суглинки с включениями гравия и галечников различного генезиса (с незакономерной сменой цветов, оттенков и консистенции), в основном, сдренированные мощностью от 0,5 до 8 метров. В целом этот водоносный горизонт не имеет самостоятельного значения. Вместе с тем отметим, что защитные свойства пород невелики, и они не препятствуют проникновению загрязнений к основным водоносным горизонтам.

Фильтрационные свойства суглинисто-глинистых пород в пределах территории проведения работ, оцениваемые по коэффициенту фильтрации, довольно неравномерно изменяются. Это обеспечивает плановую и вертикальную неоднородность фильтрации и миграции нефтепродуктов, увлажнения и обводнения пород и распределения нефтепродуктов в них. Следовательно, уже по внешнему облику пород в процессе бурения можно довольно уверенно определять глубину проникновения значительных количеств нефтепродуктов.

Результаты изучения геологических разрезов показали, что геологическое строение данной территории довольно неоднородно и является одним из основных факторов, определивших степень и характер загрязнения геологической среды, и подходы к выработке методики и технологии рекультивации.

Анализ результатов исследований грунтов в пределах Заводского р-на, г. Грозный, отобранных на этапе бурения скважин, показал чрезвычайно неравномерный уровень загрязнения геологической среды нефтепродуктами. Результаты определения концентраций нефтепродуктов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Содержание нефтепродуктов в пробуренных скважинах

Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг	Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг	Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг
1.1	1/11	9,0		3.3	3/31	10,5	272,7	3.19	3/191	5,8	
	1/12	16,0	44,7		3/32	18,0			3/192	17,0	20,2
	1/13	32,0			3/33	29,0			3/193	32,0	
1.2	1/21	9,0		3.4	3/41	10,5		3.20	3/201	6,5	
	1/22	16,0	5,5		3/42	18,0			3/202	25,0	
1.3	1/31	9,0			3/43	29,0	53,7		3/203	30,7	105,3
	1/32	16,0	17,2	3.5	3/51	10,5	108,9	3.21	3/211	6,5	
1.4	1/41	9,0			3/52	18,0			3/212	25,0	58,4
	1/42	13,3			3/53	29,0			3/213	30,7	
	1/43	32,0	106,2	3.6	3/61	10,5					
1.5	1/51	9,0			3/62	18,0		4.1	4/11	14,0	28,6
	1/52	16,0	10,9		3/63	29,0	3060,0		4/12	30,0	
	1/53	32,0		3.7	3/71	10,5		4.2	4/21	14,0	
1.6	1/61	9,0			3/72	18,0			4/22	30,0	42,2
	1/62	16,0	105,6		3/73	29,0	3420,0	4.3	4/31	14,0	
	1/63	32,0		3.8	3/81	10,5	153,3		4/32	30,0	37,5
1.7	1/71	9,0			3/82	18,0		4.4	4/41	14,0	
	1/72	16,0	76,8	3.9	3/91	10,5			4/42	30,0	
	1/73	32,0			3/92	18,0	11,0		4/43	35,6	6,6
1.8	1/81	9,0			3/93	29,0		4.5	4/51	14,0	
	1/82	16,0	8,4	3.10	3/101	10,5	495,0		4/52	30,0	
	1/83	32,0			3/102	18,0			4/53	35,0	1,4
					3/103	29,0	759,0	4.6	4/61	14,0	

Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг
2.1	2/11	14,0	
	2/12	18,5	7,2
2.2	2/21	14,0	
	2/22	19,0	
2.3	2/31	14,0	
	2/32	24,0	
2.4	2/41	14,0	
	2/42	18,2	
	2/43	24,0	
2.5	2/51	14,0	
	2/52	24,0	
	2/53	29,0	
2.6	2/61	14,0	106,2
	2/62	24,0	
	2/63	29,0	
3.1	3/11	10,5	205,5
	3/12	18,0	714,0
	3/13	29,0	
3.2	3/21	10,5	
	3/22	18,0	
	3/23	29,0	1425,0

Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг
3.11	3/111	10,5	
	3/112	18,0	
	3/113	29,0	1572,0
3.12	3/121	8,0	118,8
	3/122	23,0	
3.13	3/131	10,5	447,0
	3/132	18,0	
	3/133	29,0	
3.14	3/141	8,0	402,0
	3/142	23,0	
3.15	3/151	8,0	
	3/152	23,0	
	3/153	30,5	79,5
3.16	3/161	8,0	
	3/162	23,0	
	3/163	31,5	687,0
3.17	3/171	8,0	129,3
	3/172	23,0	
	3/173	30,9	
3.18	3/181	8,0	124,4
	3/182	23,0	
	3/183	31,7	

Номер скв.	Номер пробы	Интервал отбора, м	Сод-ние н/п, мг/кг
	4/62	30,0	
4.7	4/71	14,0	
	4/72	30,0	
4.8	4/81	14,0	
	4/82	30,0	
	4/83	34,6	2,6
4.9	4/91	14,0	246,6
	4/92	30,0	
5.1	5/11	16,0	76,2
5.2	5/21	16,0	
	5/22	29,5	615,0
5.3	5/31	16,0	
	5/32	28,9	573,0
6.1	6/11	16,0	46,5
6.2	6/21	16,0	
	6/22	30,5	519,0
6.3	6/31	16,0	
	6/32	30,0	480,0

Аналитические исследования выполнялись в Российской академии сельскохозяйственных наук, ГУ ВНИИ ПБ и ВП – испытательная лаборатория минеральных вод (119021 Москва, ул. Россолимо, 7) по методикам ПНДФ 14.1: 25-95 и ПНДФ 16.1: 22.22-98. При этом определялось суммарное содержание нефтепродуктов без разделения на фракции.

При анализе полученных результатов загрязнения следует учитывать тот фактор, что данная территория уже порядка 15 лет не выполняет своего функционального предназначения и на сегодняшний момент фактически является заброшенной. На ней отсутствуют источники поступления нефтепродуктов в геологическую среду.

Как видно из таблицы 3.3 и фотосхемы перспективных участков (Приложение В 16) территория Заводского пруда, где расположены профили II-II и IV-IV имеет концентрацию нефтепродуктов по разрезу, достигающую максимального значения в скважине 4,9-246,6 мг/кг в остальном же уровень концентрации нефтепродуктов колеблется в пределах нескольких десятков мг/кг и концентрация нефтепродуктов в пробе воды из скважины 4,4 составила 3,5 мг/дм³. Вероятно, это связано с подстилающими суглинки отложениями акчагыльского яруса, представленными в основном плотными глинами и конгломератами, которые в свою очередь препятствуют (препятствовали) проникновению нефтепродуктов в нижележащие горизонты.

Наиболее сильная концентрация нефтепродуктов выявлена в месте пересечения ул. Химиков и ул. Дубинина на глубине 29 м в скважинах 3.6 и 3.7 (гравийно-галечниковые отложения), составляющая – 3060 и 3420 мг/кг соответственно. Эти скважины находятся в непосредственной зоне бывшего расположения емкостей, каковыми являлись накопители и отстойники, расположенных в пониженной части рельефа. Это понижение вероятно и служило накопителем нефтепродуктов в результате эксплуатации и разрушения этих емкостей. Вероятно, оно постоянно заполнено смесью воды и нефтепродуктов о чем также свидетельствует проба воды из скважины 3.8 – 36 мг/дм³ и возможно осуществляется непрерывная фильтрация вниз по рельефу в соответствии с уклоном в восточном направлении и вниз по разрезу. Вниз по рельефу в пределах этих глубин содержание нефтепродуктов в разрезе снижается и в скважинах (3.5-3.3) не превышает 100 мг/кг на глубине 29 м, и только при приближении к зоне действия железной дороги опять возрастает в скважинах (3.2-3.1) до 1425 мг/кг. В западном направлении по профилю III-III концентрация нефтепродуктов по разрезу изменяется в пределах от 20,2 до 1572 мг/кг в скважине 3.11, расположенной в районе отстойников.

По профилю I-I концентрация нефтепродуктов колеблется от 8,4 до 106,2 мг/кг с увеличением при пересечении с профилем III-III.

Неоднозначный характер распределения нефтепродуктов, очевидно, связан с изменением фильтрационных свойств пород под влиянием нефтепродуктов.

Очевидно, длительное функционирование накопителей нефтепродуктов, каковыми являлись емкости и отстойники, привело к максимальному концентрированию именно в их зоне. При этом вертикальная миграция оказалась более интенсивной, нежели плановая.

Следовательно, на всех четырех разрезах характер их вертикального распределения весьма близок: наблюдается возрастание с глубиной, приводящее к увеличению общего фонового значения. Это объясняется тем, что на большей глубине горные породы сорбируют нефтепродукты из загрязненных подземных вод.

Исследования показали, что практически в каждой скважине наблюдается индивидуальное распределение нефтепродуктов по вертикали. Тем не менее, в целом все изученные геологические разрезы можно разделить на два типа – участки со слабыми концентрациями (разрезы I-I, II-II и IV-IV) или близкими к ним и загрязненный разрез (III-III).

Это свидетельствует о существенном загрязнении только локальных участков, на которых и требуются проведение рекультивационных работ.

На основании результатов исследования можно сделать следующие выводы:

1. Распределение загрязнения нефтепродуктами по площади и разрезу крайне неравномерно, что необходимо учитывать при разработке плана рекультивационных работ.

2. Распределение нефтепродуктов характеризуется комплексом естественных и антропогенных факторов, основными из которых являются геологическое строение и фильтрационные свойства пород и их способность изменять эти свойства под влиянием нефтепродуктов, а также уклон рельефа.

3. Среди техногенных факторов основная роль принадлежит расположению существовавшего нефтеперерабатывающего комплекса, который, в свою очередь, являлся источником загрязнения геологической среды.

4. Совокупность природных и антропогенных факторов обеспечивает формирование техногенного водоносного горизонта, который осуществляет плановую и вертикальную миграцию нефтепродуктов на значительное расстояние и глубину и служит источником вторичного загрязнения горных пород.

5. Характер распределения нефтепродуктов неустойчив в пространстве и времени; максимальные концентрации наблюдаются на локальных участках, что значительно ускоряет и удешевляет восстановление территории.

6. Выявление концентраций нефтепродуктов и характера их пространственно-временного распределения возможно только на основании детальных исследований, индивидуальных не только для каждой природно-климатической зоны, но и для каждого природно-техногенного объекта.

3.4.3. Оценка запасов техногенных нефтепродуктов в выявленных линзах на основе комплекса геолого-геофизических и буровых работ

Анализ результатов проведенных буровых работ на левобережье р. Сунжа показал, что при полученных геологических результатах и количественных данных концентраций нефтепродуктов в геологической среде (табл. 3.4), в настоящее время на исследуемой территории отсутствует существовавшая ранее техногенная линза на грунтовых водах, а присутствует остаточное загрязнение (не получен приток нефтепродуктов в пробуренных скважинах). Причиной его присутствия, является выработка имевшихся нефтепродуктов на протяжении прошедшие 15 лет (незаконными и бесконтрольными кустарными разработками в районе проведения работ) и возможный миграционный исход остаточной «линзы» в направлении

Старосунженского водозабора г. Грозный, где ни сейчас, ни ранее, не проводилось оценочное бурение, и на сегодняшний момент отсутствуют параметрические и наблюдательные скважины. При этом постоянно фиксируется увеличение содержания нефтепродуктов в водах Сунженского водозабора. Представляется целесообразным использовать созданную при выполнении работы наблюдательную скважину 3.8. для запуска метки, для подтверждения миграционных путей. Полученные данные буровых работ не позволили выявить структур, отвечающих общепринятому мировому представлению об условиях формирования таких техногенных скоплений.

Все эти факторы указывают на отсутствие в геологической среде достаточного слоя нефтепродуктов, запасы которого можно было бы оценить существующими методами. Данные, полученные в ходе проведения геофизических работ по определению площадей распространения нефтепродуктов, основываются на качественных характеристиках (тепловая съемка) и количественных в почвенных грунтах до глубин 1,0 м (газовая) съемка и подтверждаются геохимическим картированием почв.

3.5 Разработка рекомендаций по экологической реабилитации геологической среды г. Грозный

3.5.1. Обзор существующих методов и рекомендации по очистке геологической среды от углеводородного загрязнения

Проблема рекультивации почвогрунтов и очистке подземных вод, загрязненных УВ чаще всего затруднена чрезвычайно высоким уровнем их загрязнения, препятствующим деятельности углеродоокисляющих бактерий и естественному самоочищению. В связи с этим в каждой конкретной ситуации, в зависимости от масштаба и характера распределения загрязнения, вырабатывается оптимальная технология рекультивации горных пород и заключенных в них подземных вод.

Ниже представлен краткий обзор существующих методов очистки геологической среды от загрязнения нефтепродуктами (физические, физико-химические, химические, биологические) которые формируют два принципиально различных технологических подхода. Первый – собственно очистка, – предусматривает непосредственное удаление загрязняющих веществ из геологической среды. Второй подход основан на подавлении активности контаминанта (детоксикации), например, путем его нейтрализации, разложения (деструкции), связывания, локализации и т.д.

В настоящее время развитие технологий преследует цели повышения эффективности и удешевления, что определяет основные требования к методам очистки: возможность применения метода *in-situ*, в том числе на значительной глубине; селективность метода по отношению к определенным экотоксикантам; экологическую чистоту технологий и отсутствие побочных негативных явлений в экосистемах (биогеоценозах); относительно высокую степень и скорость очистки.

3.5.1.1. Микробиологические технологии

Технологии на базе микробиологических методов очистки геологической среды основываются на способности определенных штаммов бактерий использовать присутствующие в отходах УВ в качестве источника углерода и энергии для своего роста. При этом происходит разложение нефтепродуктов на двуокись углерода и воду. Внесением подходящих штаммов бактерий в перерабатываемые отходы и (или) созданием благоприятных условий для их роста можно достичь значительного ускорения этих процессов разложения, которые естественным путем протекают очень медленно. Для биологического разложения используются нетоксичные, непатогенные и генетически не измененные бактериальные штаммы. Технологии биоочистки применяются как *in-situ*, так и *ex-situ* на специально оборудованных площадках.

Преимуществами технологий являются:

- «мягкость» (безвредность для окружающей среды), поскольку

технологии основаны на естественных процессах самовосстановления и самоочищения природной среды;

- высокая эффективность при низких концентрациях нефтепродуктов в грунте;
- минимизация затрат на строительство, техническое оснащение площадок рекультивации и транспортировку отходов;
- безотходность при минимальных затратах;
- незаменимость биотехнологий при очистке почв с высокой адсорбирующей способностью (использование биопрепаратов нефтеокисляющего действия остается единственным средством борьбы с нефтяным загрязнением).

К недостаткам технологии относятся:

- снижение их эффективности в случае присутствия тяжелых фракций нефтепродуктов и при низких температурах;
- ограничение возможности использования очищаемой территории во время санации *in-situ*.

3.5.1.2. Низкотемпературная термическая десорбция

Тепловая десорбция является проверенной технологией, используемой для обработки материалов, сильно загрязненных нефтепродуктами. В данной технологии загрязненные почвогрунты или нефтешламы подающим модулем (при необходимости через центрифугу) направляются во вращающуюся печь изотермической десорбции нефтепродуктов. В печи имеются две зоны: зона нагрева и испарения, где происходит нагрев сырья и подаваемой воды, испарение воды и большей части нефтепродуктов, и зона десорбции, в которой при заданной температуре 400-500° С (в зависимости от типа сырья) происходит более полное удаление нефтепродуктов. Нагрев печи осуществляется топочными газами (температурой 700-800° С), подаваемыми в рубашку печи из горелочного устройства.

Преимуществами технологии являются:

- возможность очищать замазученные почвы, грунты и кек;
- пониженные энергозатраты, обусловленные замкнутым

технологическим циклом, в котором энергетические затраты восполняются за счет извлеченных в процессе переработки нефтепродуктов;

- дополнительное снижение энергозатрат, происходящее за счет относительно низких температур технологического процесса (300-450°С);
- наличие мобильных комплексов технологического оборудования высокой производительности;
- высокая надежность и ресурс технологического оборудования;
- высокая скорость очистки;
- возможность использования очищенных отходов в качестве инертного материала.

К недостаткам технологии относятся:

- большие расходы при эксплуатации технологических установок;
- сложные условия их инсталляции.

Откачка порового воздуха. Данная технология представляет собой удаление летучих органических веществ из грунта посредством откачки порового воздуха из сконструированных определенным образом экстракционных скважин. Откаченный воздух подается в технологическую установку, в которой происходит захват и (или) деструкция содержащихся летучих веществ.

Преимуществами технологии являются:

- дешевизна и быстрота;
- возможность проведения очистки in-situ, что исключает транспортные расходы.

К недостаткам технологии относятся:

- возможность применения только при загрязнении грунтов легкими (летучими) фракциями нефтепродуктов;
- возможность использования только в хорошо проницаемых, необводненных грунтах.

3.5.1.3. Откачка нефтепродуктов

Наиболее известным методом удаления нефтепродуктового загрязнения с поверхности грунтовых вод является откачка. Наиболее эффективен метод совместной откачки, при котором скважина оборудуется двумя насосами. Нижний насос откачивает воду, создавая депрессионную воронку, а верхний откачивает нефтепродукты. Данный метод эффективен при больших объемах загрязнения, более 100 тыс. м³.

Преимуществом технологии является возможность последующего использования извлеченных нефтепродуктов.

К недостаткам технологии относится сильное нарушение обводненности массива, что изменяет гидродинамический режим территории и может повлиять на свойства горных пород, слагающих массив.

3.5.2. Разработка рекомендаций по очистке подземных вод от углеводородного загрязнения

Как отмечалось выше основными источниками загрязнения геологической среды г. Грозный в результате многолетней разработки месторождений УВ оставались аварийные утечки, связанные, прежде всего, с высокой степенью изношенности оборудования. В ходе военных действий практически все предприятия нефтехимической промышленности были разрушены. В настоящее время источниками загрязнения подземных вод остаются крупная промышленная свалка отходов нефтепереработки ПО «Грознефтеоргсинтез» в Андреевской долине, а также накопители и отстойники сточных вод, расположенные в старице р. Сунжа.

Таким образом, на сегодняшний день проблема загрязнения геологической среды в районе г. Грозный остаётся до конца не решённой. Для её окончательного решения необходимо разработать научно-обоснованные рекомендации по ликвидации подземных линз УВ и экологической реабилитации геологической среды г. Грозный.

Рекомендации по экологической реабилитации геологической среды исследуемой территории и минимизации их воздействия на подземные воды и водозаборы питьевого водоснабжения предусматривают:

- Извлечение из техногенных линз нефтепродуктов, плавающих на поверхности грунтовых вод.
- Сепарация и утилизация извлеченных нефтепродуктов.
- Откачка загрязненных грунтовых вод и последующая их очистка путем обогащения минеральными добавками и нефтеразлагающими микроорганизмами.
- Доочистка грунтов от остаточного загрязнения до ПДК методом биодеструкции УВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении приведены основные результаты и выводы:

1. Ретроспективный анализ освоения месторождений нефти и загрязнения геологической среды позволил обосновать природу и механизм формирования техногенных залежей УВ на поверхности грунтовых вод территории г. Грозный.

2. Результаты георадарной съёмки по определению границ пространственного загрязнения геологической среды УВ позволили определить глубины уровней грунтовых вод, литологического состава грунтов зоны аэрации и мощности слоя жидких нефтепродуктов, располагающегося на уровне грунтовых вод.

3. Характер распределения УВ в геологической среде как по площади, так и в разрезе, определяется в первую очередь литологической неоднородностью геологического разреза.

4. Результаты комплексных геолого-геофизических и геохимических работ по предварительному определению границ пространственного загрязнения геологической среды нефтепродуктами позволили выявить и оконтурить площади техногенных подземных линз УВ на поверхности грунтовых вод территории г. Грозный и локализовать в пределах перспективных площадей наиболее благоприятные участки для постановки буровых работ.

5. На основе полученных данных установлено приуроченность площадей техногенных подземных линз УВ к району концентрации объектов нефтепромышленного производства. Проведено их картографирование с оценкой степени загрязнения геологической среды УВ.

6. Совокупность природных и антропогенных факторов обеспечивает формирование техногенного нефте- и водоносного горизонта, который осуществляет пространственную и вертикальную миграцию нефтепродуктов

на значительное расстояние и глубину и служит источником вторичного загрязнения геологической среды.

7. Главными причинами загрязнения геологической среды УВ являются:

- низкий уровень технологических процессов в условиях многолетней эксплуатации объектов нефтепромышленного производства;
- особенности геолого-геоморфологических и гидрогеологических условий территории г. Грозный.

8. Исходя из выявленных закономерностей распределения нефтепродуктов в геологической среде, рекомендации по экологической реабилитации территории сводятся к следующему:

- откачка растворённых нефтепродуктов, накопившихся на уровне грунтовых вод;
- дальнейшая очистка территории за счет аборигенной микрофлоры с внесением питательных веществ и аэрированием через существующие и дополнительно пробуренные скважины. Данную процедуру необходимо производить неоднократно при наличии аналитического контроля состояния твердой и жидкой фаз геологической среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закон Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 10.01.2002 г. ФЗ №-7.
2. Абиха Г.В. К геологии юго-восточного Кавказа (Результаты моего путешествия в 1865 г.). Западно-Кавказское отделение РГО. Кн. 8. 1873.
3. Агроклиматический справочник по Чечено-Ингушской АССР. – Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1960. 128 с.
4. Акты кавказской археологической комиссии // Сб. документов. 1900. Т.1.
5. Алексеев Б.Н. Экологические последствия действий бандитских формирований на территории Чеченской Республики / Экологические проблемы восстановления Чеченской республики. Материалы научно-практической конференции: Москва, 25-26 октября 2000 г. М., 2000. С. 11.
6. Алферов Б.А. Беной (Северный Кавказ). Предварительный отчет // Изв. Геол. ком. Т. XV. 1926. №5.
7. Алферов Б.А. Геологические исследования в Черных горах (листы Махкетинский и Бенойский) // Изв. Геол. Ком. Т. XVI. 1927 г. № 9.
8. Алферов Б.А. Грозненский нефтеносный район // Труды ВНИГ РИ. Вып. 12. Л., 1954. 327 с.
9. Амирханов А.М. Оценка экологической обстановки и состояния природных ресурсов Чеченской Республики / Экологические проблемы восстановления Чеченской республики. Материалы научно-практической конференции: Москва, 25-26 октября 2000 г. М., 2000. С. 84.
10. Андерсон Р.К., Хазипов Р.Х. Охрана окружающей среды от загрязнения нефтью и промышленными сточными водами // Обзорная информация. Серия. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 1978. 39 с.
11. Андерсон Р.К., Хазипов Р.Х. Борьба с загрязнением почвогрунтов нефтью // Обзорная информация. Серия. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 1981. №7. 91 с.

12. Апрыткин С.С., Назаретов М.Б., Тиллюпа В.А. История и перспективы развития грозненской нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство. 1964. № 9-10. С. 51-56.
13. Арсентьев А.В. Разведочное долото. М.-Л.-Новосибирск: Гос. науч.-техн. горн. изд-во, 1932.
14. Артамонов М.И. История хазар. Л.: Лениздат, 1962.
15. Арутюнов Л.Х., Юргенсон К.А. Краткий очерк развития газовой промышленности в Чечено-Ингушетии. Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1968.
16. Архив ЧР. Ф.236. Оп.10. Ед. хр. 56.
17. Архив РСО-А. Оп. 1. Д. 307.
18. Атлас Чечено-Ингушской АССР / Под ред. В.Н. Бухрашвили. М.: ГУГК, 1978. 28 с.
19. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Фаттахова Г.Р. Геохимические предпосылки нефтегазоносности кремнистых толщ Восточного Сахалина // Вестник Московского университета. Серия 6. Геология. 1989. № 4. С. 39-47.
20. Байраков И.А., Умаров М.У., Гайрбеков У.Т. Концепция экологического оздоровления окружающей среды Чеченской Республики. Грозный, 2002. 37 с.
21. Баренбойм Г.М. Экологические катастрофы в Чеченской Республике / Экологические проблемы восстановления Чеченской Республики. Материалы научно-практической конференции (Москва, 25-26 октября) М., 2000. С. 33.
22. Богданович А.М Опыт локализации и ликвидации нефтяного загрязнения на одном из предприятий нефтекомплекса. Разведка и охрана недр, 2005. №11.
23. Богдановский Г.А. Химическая экология. М.: МГУ, 1994. 238 с.
24. Богородский В.В., Кропоткин М.А. Дистанционное обнаружение нефтяных загрязнений вод ИК лазерами. Л.: Гидрометиздат, 1975. С. 40.

25. Борчашвили Э.А. Социально-экономические отношения в Чечено-Ингушетии в XVIII – XIX в. Тбилиси, 1988. С. 384.
26. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности мира под влиянием требований к охране окружающей среды. М., 2000. С. 138.
27. Брод И.О., Елин Н.Д., Успенская Н.Ю. Нефтяные месторождения Восточного Предкавказья (Грозненский и Дагестанский нефтяной районы). Материалы к XVII Международному геологическому конгрессу. Грозный: Грознефтекомбинат НКТПСССР, 1937. 216 с.
28. Брод И.О. О значении классификации залежей нефти и газа в деле их поисков и разведки. Газ // Московские новости. 8/VII, 1937.
29. Брод И.О. и др. Отчет комплексной Северо-Кавказской экспедиции по обобщению накопленных геологических материалов и оценке перспектив нефтегазоносности с составлением генерального плана геологоразведочных работ на нефть и газ в Грозненской области, Дагестанской АССР и Северо-Осетинской АССР. 1955 г.
30. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН, 2000. 194 с.
31. Бунэ В.И., Горшков Г.П. Сейсмическое районирование территории СССР. М.: Наука, 1980. 307 с.
32. Вартанов А.З., Рубан А.Д., Шкурятник В.Л. Методы и приборы контроля окружающей среды и экологический мониторинг/ Под ред. А.Д. Рубана: Учебник для вузов. М.: Горная книга, 2009. 640 с.
33. Волобуев Г.П. Прогнозирование гидрогеологических обстановок в нефтедобывающих районах. М.: Наука, 1986. 192 с.
34. Волобуев Г.П. Методика картографической оценки состояния ГС в нефтегазодобывающих районах / Экологические проблемы Чечено-Ингушетии и сопредельных территорий. Тез. докл. Северо-Кавказской рег. науч.-практ. конф. Грозный, 1991. С. 68.

35. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1979. 328 с.
36. Гайрабеков У.Т. Геоэкологические проблемы г. Грозный в связи с функционированием нефтекомплекса // Экология урбанизированных территорий. 2006. № 3. С. 56-60.
37. Гайрабеков У.Т. Экологические проблемы техногенных залежей нефтепродуктов на территории г. Грозный: история и современность / Матер. Всерос. научно-практ. конф. «Экологическая ситуация на Северном Кавказе: проблемы и пути их решения». Грозный, 2008. С. 278-286.
38. Гайрабеков У.Т. Геоэкологическая оценка воздействия техногенных залежей нефтепродуктов на геологическую среду г. Грозный // Естественные и технические науки. 2009. № 2 (40). С. 245-249.
39. Гайрабеков У.Т. Загрязнение недр Чеченской Республики нефтепродуктами на примере г. Грозный / Матер. XI Межд. научно-практ. конф. «Биологическое разнообразие Кавказа». Назрань: Пилигрим, 2009. С. 426-429.
40. Гайрабеков У.Т., Дадашев Р.Х., Усманов А.Х. Геоэкологическая оценка воздействия техногенных залежей нефтепродуктов на геологическую среду г. Грозный // Естественные и технические науки. 2009. № 2. С. 245-249.
41. Гайрабеков У.Т., Усманов А.Х., Умарова М.З. Загрязнение недр Чеченской Республики нефтепродуктами на примере г. Грозный / Матер. XI Межд. научно-практ. конф. «Биологическое разнообразие Кавказа». Назрань: Пилигрим, 2009. С. 426-429.
42. Гайрабеков У.Т., Техногенная трансформация природно-антропогенной среды горного региона при длительном воздействии нефтяного комплекса (на примере Чеченской Республики). Автор. дисерт. доктора геогр. наук. Москва, 2020. 34 с.
43. Гайрабеков У.Т., Усманов А.Х., Характер загрязнения геологической среды и особенности рекультивации почв на территории г. Грозный с

- учетом почвенно-климатических условий // Естественные и технические науки. 2010. № 5(49). С. 118-121.
44. Гайрабеков У.Т. История изученности вопроса нефтепродуктового загрязнения территории г. Грозный // Естественные и технические науки. 2010. № 5 (49). С.114-118.
 45. Гайрабеков У.Т., Дадашев Р.Х., Керимов И.А., Даукаев А.А., Усманов А.Х. Развитие нефтяного комплекса Чеченской Республики и проблемы загрязнения геологической среды // История науки и техники». 2012. № 7 (49). С. 40-44.
 46. Гайрабеков У.Т. Разработка научно обоснованных мероприятий по экологической реабилитации почвогрунтов и подземных вод г. Грозный // Фундаментальные исследования. 2014. № 6 (часть 4). С. 742-746.
 47. Галушко А.И. Растительный покров Чечено-Ингушетии. Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1975. 118 с.
 48. Гвоздецкий Н.А. Физическая география Кавказа. Общая часть. Большой Кавказ. Вып. 1. М.: Изд-во Московского ун-та, 1954. 408 с.
 49. Гвоздецкий Н.А. Кавказ. Очерк природы. М.: Географгиз, 1963. 264 с.
 50. Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья / Под ред. И.О. Брода // Труды КЮГЭ. Вып. 1. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 621 с.
 51. Геологические исследования в Черных горах Терской нефтеносной области / под ред. И.О. Брода и др. // Тр. геол. службы Грознефти. Вып. 5. Грозный, 1936. 76 с.
 52. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа / под ред. М.С. Бурштара и Максимова. М.: Недра, 1966. 424 с.
 53. Геология нефтяных месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. Справочник / И.А. Керимов, З.Г. Борисенко, А.А. Даукаев и др. Грозный: Академия наук Чеченской Республики, 2010. 254 с.
 54. Глазовская М.А. Ландшафтно-геохимические системы и их устойчивость к техногенезу // Биогеохимические циклы в биосфере. М.: Изд. МГУ, 1979. С. 217-224.

55. Глушков Н.И. Эксплуатация буровых скважин. М.-П.: Издательский Совет нефтяной промышленности, 1923.
56. Головлев А.А. (старший), Головлева Н.М. Почвы Чечено-Ингушетии. Грозный: Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1967. 80 с.
57. Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. М.: Недра, 1984.
58. Госбаланс запасов полезных ископаемых РФ на 1 января 2007 г. М.: Росгеолфонд, 2008.
59. Госбаланс запасов полезных ископаемых РФ на 1 января 2020 г. М.: Росгеолфонд, 2021.
60. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Чеченской республики в 2003 году». Гудермес, 2004. 176 с.
61. Государственный доклад о состоянии и охране окружающей среды Чеченской республики в 2011 году. Комитет Правительства Чеченской республики по экологии. Грозный, 2012. 102 с.
62. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Чеченской Республики в 2021 году». Грозный, 2020. 205 с.
63. Григорьев А.А. Антропогенные воздействия на природную среду по наблюдениям из космоса. Л., Наука, 1985. С. 29.
64. Грозненский нефтяник. Грозный: ЦНТБ ПО «Грознефть». 1930. № 1.
65. Грозненская нефтяная промышленность. М.: Гостоптехиздат, 1957. С. 3-4.
66. Грозненский ордена Трудового Красного Знамени нефтеперерабатывающий завод. 1907-1967. Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1967.
67. Гулишамбаров С.И. Новые материалы для истории фотогенового производства // Кавказ. 1872. № 280. С. 63-69.
68. Гуруев М.А., зам. начальника Западно-Каспийского водно-бассейнового управления МПР России. Электронный ресурс http://www.rosniiikh.uran.ru/paper/Rus/2001_rus.pdf.

69. Дадашев Р.Х., Усманов А.Х., Гайрабеков У.Т. Экологические проблемы техногенных залежей нефтепродуктов на территории г. Грозный: история и современность / Матер. Всерос. научно-практ. конф. «Экологическая ситуация на Северном Кавказе: проблемы и пути их решения». (Грозный, 15 ноября 2007 г.). Нальчик: ГП КБР «Республиканский полиграфкомбинат им. революции 1905 г.», 2008. С. 278-286.
70. Дадашев Р.Х., Гайрабеков У.Т., Усманов А.Х. Современное состояние проблемы техногенного загрязнения нефтепродуктами территории г. Грозный // Доклады АМАН. 2009. № 1. С. 132-137.
71. Дадашев Р.Х., Гайрабеков У.Т., Усманов А.Х. Геоэкологическая оценка техногенных залежей нефтепродуктов на геологическую среду г. Грозного. Естественные и технические науки. 2009. № 2. С. 245-249.
72. Даукаев А.А. История геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Северного Кавказа. Автореф. дис. доктора геолого-минералог. наук. М., 2013. 43 с.
73. Даукаев А.А. История и перспективы развития геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ На Северном Кавказе (XIX-XXI вв.). Монография. М.: Изд-во Спутник, 2018. 224 с.
74. Демидюк Л.М. Влияние освоения нефтяных месторождений на геологическую среду // Нефтяная и газовая промышленность. Экономика и управление нефтегазовой промышленностью. 1993. № 3. С. 4-14.
75. Джазаева З.М. Кавказо-европейские экономические связи в конце XIX – начале XX вв. (Северокавказский регион) // Исторические этюды. Вып. 2. Карачаевск, 2002. С.90.
76. Джафаров К.И., Джафаров Ф.К. История Грозненских нефтепромыслов. М.: ООО Газойл-пресс, 2010. 384 с.
77. Джафаров А.К., Джафаров К.И. Возникновение и развитие нефте- и газоперерабатывающих заводов в Чечне и Ингушетии // Нефть и газ & СПС, 2003. № 3. С. 53-63.

78. Доклад о плане развития Грозненской нефтяной и газовой промышленности в 1933-1937 гг. М.: Изд.-во: ГНТНИ, 1932
79. Дренаж в районе ТЭЦ-1 / Пояснительная записка об инженерно-геологических исследованиях к технико-рабочему проекту. Грозный: Грозгипронефтехим, 1979.
80. Думитрашко Н.В. Поверхности выравнивания / В кн.: Общая характеристика и история развития рельефа Кавказа. М.: Наука, 1977. 288 с.
81. Думитрашко Н.В. Кавказ / В кн.: Геоморфология СССР. Горные страны Европейской части СССР и Кавказ. М.: Наука, 1979. С.90-226.
82. Жемеричко М.И. Роль эндогенных и экзогенных процессов в формировании рельефа ЧИАССР / Сб. науч. тр. Природа и природные ресурсы Центральной и Восточной части Большого Кавказа. Орджоникидзе, 1982. С. 27-33.
83. Забураева Х.Ш., Заурбеков Ш.Ш. Экологическое состояние и медико-экологические проблемы Чеченской республики. Ставрополь, 2009. 156 с.
84. Забураева Х.Ш. Геоэкологические основания оптимизации природопользования в горных регионах России (на примере Северо-Восточного Кавказа). Автореф. дис. док. геогр. наук. Калининград, 2017. 40 с.
85. Заикин Н.Г. Роль неуглеводородных газов в геохимических исследованиях // Нефтепромысловая геохимия (вопросы газового каротажа). М.: ВНИИЯГТ, 1965. С. 11-18.
86. Золотницкий Датахский разведочный район // Азербайджанское нефтяное хозяйство. Приложение к Баку, 1930. №5.64 с.
87. Ибрагимов Л.Х. Этапы большого пути // Нефть и газ & СПС. 2003. № 5. С. 48-53.
88. Ильинский Н.Д., Обиралов А.Д., Фостиков Л.А., Фотограмметрия и дешифрирование снимков. М.: Недра, 1986.

89. Исаев С.-А.А. Присоединение Чечни к России (Аграрная политика царизма и народные движения в крае в XIX веке). Дис. докт. ист. наук. М.,1998. 47 с.
90. Камышов С.Ф., Галихин В.Д., Ларин В.И. и др. Грозненская нефтяная промышленность. М.: Гостоптехиздат, 1957. 57 с.
91. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтепромысловая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 222 с.
92. Керимов И.А., Даукаев А.А., Усманов А.Х. Техногенные залежи углеводородов на территории г. Грозный: история проблемы и экологические аспекты // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Историко-культурное и природное наследие народов Юга России: состояние, перспективы сохранения и развития» (г. Грозный, 25–26 июня 2009 г.). Т. 2. Грозный, 2009. С. 184-189.
93. Керимов И.А., Гайрабеков У.Т., Гагаева З.Ш., Усманов А.Х. К вопросу об УВ загрязнении геологической среды г. Грозный / Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Том VIII / Под ред. И.А. Керимова, В.Б. Заалишвили, В.И. Черкашина. М.: ИИЕТ РАН, 2018. С. 459-465.
94. Керимов И.А., Даукаев А.А. История зарождения и развития ГРП и добычи нефти и газа на территории ЧР // Труды ГГНИ. Вып.2. Грозный, 2002. С. 8-19.
95. Керимов И.А., Уздиева Н.С. Геоэкология нефтяного комплекса Чеченской Республики. Назрань: Пилигрим, 2008. 252 с.
96. Керимов И.А., Гайсумов М.Я., Даукаев А.А. Развитие представлений о разломной тектонике ТКП // Вестник АН ЧР. №1. Грозный, 2010. С. 63-74.
97. Керимов и др. Геология и перспективы нефтегазоносности Чечни и Ингушетии / Керимов И.А., Борисенко З.Г., Даукаев А.А., Моллаев З.Х., Прозорова Г.Н., Бачаева Т.Х. Грозный: Академия наук ЧР, 2010. 298 с.

98. Керимов И.А., Даукаев А.А. История геологоразведочных работ и добычи нефти на территории ЧР (XIX-XX вв.) // Годичная научная конференция ИИЕТ. 2009 г. М.: Анонс Медиа, 2009. С. 448-451.
99. Керимов И.А., Усманов А.Х. Очистка очаговых нефтяных загрязнений подземных вод на территории г. Грозный // Вестник Академии Естественных наук. 2017/5. Т. 17. С. 70-74
100. Киреев Е.П. Нефтяная промышленность и положение пролетариата Грозного к началу XX столетия / Труды ГГНИ. 1958. № 4.
101. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтенакопления в Лено-Тунгусской провинции. В кн. Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука, 1982. С. 22-41.
102. Коншин А.М. Геологическое описание Грозненской нефтеносной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского побережья // Материалы для геологии Кавказа, 1892. Сер. 2. Кн. 6.
103. Кошкуля Ф. Геологические исследования, произведённые в хребтах Терском и Кабардино-Сунженском и находящейся между ними долине Алхан-чурт // Горный журнал, 1879. Т. III. С. 170-2004.
104. Ксандопуло С.Ю., Попова Г.Г., Каськов А.С., Моисеева Я.Ю., Литвинова С.М. Геохимический мониторинг процессов влияния накопителей нефтесодержащих отходов. / Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) 2012. № 4. С. 285-292
105. Кудрявцев Н.А. Современное состояние проблемы происхождения нефти. Изд. АН УССР, 1955. С. 38-89.
106. Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности (дореволюционный период). М.: Гостоптехиздат, 1954. 402 с.
107. Лисичкин С.М. Очерки развития нефтедобывающей промышленности СССР. М.: Изд-во АН СССР, 1958. 426 с.

108. Лотиев Б.К., Стерленко Ю.А. Глубинные разломы как основная причина тектонической геоморфологической зональности территории Чечено-Ингушетии // Тр. ГНИ. М.: Недра, 1968. Сб. 29. С. 11-13.
109. Лотиев Б.К., Саламов Р.А., Дагаев Л.А., Истратов И.В. К истории геологического изучения Чечено-Ингушетии / Вопросы геологии и географии Северо-Восточного Кавказа. Сб. науч. труд. Грозный: Чечено-Ингушский государственный ун-т, 1978. С. 3-11.
110. Лотиев Б.К., Сазонов И.Г. К геоморфологическому районированию Чечено-Ингушетии / Проблемы физической географии Северо-Восточного Кавказа. Сб. науч. тр. Грозный: Чечено-Ингушский государственный ун-т, 1979. С. 31-39.
111. Мантаев Х.З. Геоэкологическая оценка урболандшафтов г. Грозного. Автореферат дис. кандидата географических наук. Астрахань, 2010. 19 с.
112. Материалы по истории осетинского народа / Сб. документов. Орджоникидзе, 1942. С. 3-11
113. Межес Р. Применение лазеров для дистанционного зондирования в аналитических целях. В кн. : Аналитическая лазерная спектроскопия, М.: Мир, 1982. С. 325-443
114. Мелконян Р.Г. Экологические проблемы восстановления нефтегазового комплекса / Экологические проблемы восстановления Чеченской Республики. Материалы научно-практической конференции: Москва, 25-26 октября 2000 г. М., 2000. С. 16.
115. Мероприятия по защите реки Сунжи от нефтепродуктов в зоне влияния предприятий ПО «Грознефтеоргсинтез». Общая пояснительная записка, Грозгипронефтехим, Грозный, 1986.
116. Методические основы оценки для прогнозирования негативных последствий воздействия опасных природных и техногенных факторов на экосистемы по материалам дистанционных методов. Отчет Роскосмоаэрогео по теме 2.2, Госкомэкологии России, 1998.

117. Методические рекомендации по определению степени загрязнения городских почв и грунтов и проведению инвентаризации территорий, требующих рекультивации. М.: ИМГРЭ. 2004 г.
118. Минерально-сырьевые ресурсы Чеченской Республики. Монография / Под ред. Керимова И.А., Аксёнова Е.М. Грозный: АО «Издательско-полиграфический комплекс «Грозненский рабочий», 2015. 512 с.
119. Моллаев Р.Х., Макеев Ю.И. Отрицательное воздействие на окружающую среду технологических объектов нефтегазодобывающих предприятий // Экологические проблемы Чечено-Ингушетии и сопредельных районов: Тез.докл. Северо-Кавк. рег. науч.-практ. конф. Грозный, 1991. С. 32-33.
120. Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в Восточном Предкавказье // Б.А. Соколов, Ю.И. Корчагина, Д.А. Мирзоев и др. М.: Наука, 1990. 206 с.
121. Нефть и газ Чечни и Ингушетии. К 100-летию Грозненской нефтяной промышленности. 1893-1993 гг. / Л.Х. Ибрагимов, В.Г. Бабуков, А.З. Дорогочинский и др. / Под ред. канд. техн. наук Л.Х. Ибрагимова. М.: Недра, 1993. 272 с.
122. Одинцов А.Б. Неиссякаемый источник прогресса. Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1981. 128 с.
123. Одинцов, А.Б. Дни нефтяного перекопа. Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1985. 96 с.
124. Оперативный контроль и оценка воздействия нефтедобычи на Г.С.: Отчет о НИР/ СевКавНИПИнефть) рук. Г.П. Волобуев. Грозный, 1991.
125. Осипов Ю.Б. и др. Основные положения методики оценки загрязнения Г.С. предприятиями горнодобывающей промышленности / Охрана Г.С. от отрицательного воздействия предприятий горнодобывающего профиля. Докл. Всес. научн. конф. М., 1983. С. 3-11.
126. Остапенко Б.Ф. и др. Типы лесов и лесное хозяйство Чечено-Ингушской АССР. Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1971. 168 с.

127. Островский А.В. Справка о масштабах экологического загрязнения нефтепродуктами на Северном Кавказе. Ессентуки: ПГО СевКавгеология, 1991. 32 с.
128. Островский А.В. Геологическое загрязнение нефтепродуктами на Северном Кавказе: Тез.докл. краевой конф. по геологии и полезным ископаемым Северного Кавказа. Ессентуки: ПГО СевКавгеологии, 1991. С. 332-337.
129. Отчет о проведении работ по выявлению и изучению загрязнения подземных вод в районе промсвалки ПО «Грознефтеоргсинтез», в 1987-1992 гг. / Юдневич В.В. Грозный: Чеч–Инг. Геоэкол. Центр, 1992.
130. Оценка состояния загрязнения подземных вод нефтепродуктами на территории г. Грозного и его возможного влияния на водозаборы хозяйственно-питьевых вод / Боровский Л.В., Щипанский А.А. М.: ГИДЭК, 1995.
131. Петрухин В.А., Бурцева Л.В., Лапенко В.А. и др. Фоновое содержания микроэлементов в природных средах (по мировым данным). В сб. «Мониторинг фонового загрязнения природных сред». Выпуск 5, Ленинград, Гидрометеиздат, 1989. 73 с.
132. Петухов А.В., Старобинец И.С. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 1993. 332 с.
133. Питьева К.Е. Гидроэкологические исследования в районах нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1999. 199 с.
134. Питьева К.Е., Осипов Ю.Б. и др. Разработка научных основ охраны и рационального использования геологической среды в связи с деятельностью горнодобывающей промышленности / Охрана геологической среды от отрицательного воздействия предприятий горнодобывающего профиля. Докл. Всес. научн. конф. М., 1983. С. 3-11.
135. Попова Г.Г. и др. Разработка способа экологической реабилитации шламонакопителей нефтесодержащих отходов // Горный: информационно-

- аналитический бюллетень (научно-технический журнал). (Специальный выпуск). М.: Изд-во «Горная книга», 2012. № 12. 20 с.
136. Пунанова С.А. Микроэлементы нефтей, и их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 1974. 216 с.
 137. Прокопов К.А. Новый Грозненский нефтяной район // Изв. Геол. ком. Т. XXXIV. № 2. 1915.
 138. Прокопов К.А. Краткий очерк геологии нефтеносных районов Терской области и разведочных работ на нефть // Поверхность и недра. Т. 1. 1917 г. № 1(10).
 139. Прокопов К.А. Нефтеносные районы Терской области. Нефтеносная область передовых хребтов. Сунженский район // Естественные производительные силы России // Т. IV. Вып. 22. изд. КЕПС АН. 1918.
 140. Прокопов К.А. Ново-Грозненский (Алдынский) нефтеносный район (исследования 1914 г.) // Тр. Геол. ком. нов. сер. Вып. 134. 1922.
 141. Прокопов К.А. Терские месторождения // Нефт. и сланц. хоз. Т. III. 1922. № 7-8.
 142. Прокопов К.А. Геологическое строение западной части Терского хребта // Изв. Геологического комитета, 1924. Т. 43. №5.
 143. Прокопов К.А., Алферов Б.А. Черные Горы и Беноевский район (Северный Кавказ). «Нефт. хоз.», № 7, 1925.
 144. Прокопов К.А., Хуциев А.А. Геологическая карта Терской нефтеносной области // Грознефть и НГРИ. 1936.
 145. 50 лет ГНПЗ им. А. Шерипова // ПО «Грознефтеоргсинтез», ГНПЗ им. А. Шерипова / Ред. В.А. Бороденко и др. Грозный: Книга, 1989. 95 с.
 146. Работы по выявлению и оконтуриванию площадей техногенных подземных линз нефтепродуктов в районе г. Грозного и оценке их запасов / Барсукова Е.В., Головунин С.Н., Воровский П.Л., Васильев А.Г., Жлудко В.В., Каманина С.И. Гайрабеков У.Т, Усманов А.Х. М.: ОАО «Геосинтез», 2008. 238 с.

147. РФФ. Ед.хр.1. Отч.48695. Л.3.
148. РФФ. Ед.хр.1. Отч.48663. Л.1.
149. Редина М.М., Хаустов А.П. Экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. М.: РУДН, 2016. 196 с.
150. Ровинский Ф.Я., Афанасьев М.И. Вулых Н.К. и др. Фоновое содержание хлорорганических пестицидов, полихлорбифенилов и полициклических углеводов в природных средах (по мировым данным). В сб. «Мониторинг фонового загрязнения природных сред». Выпуск 4, Ленинград, Гидрометеиздат, 1987.
151. Руженцев В.Е. Бенойско-Даттахский нефтеносный район // Тр. НГРИ, 1932. Вып. 7. 76 с.
152. Рыжиков В.В. География Чечено-Ингушской АССР. Грозный: Изд-во Грозненский рабочий, 1965. 62 с.
153. Рыжиков В.В., Зоев С.О., Гребенщиков П.А. Чечено-Ингушская АССР (физико - и экономико-географическая характеристика). Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1971. 220 с.
154. Рыжиков В.В. Природа и хозяйство Чечено-Ингушетии. Грозный: Чечено-Ингушское кн. изд-во, 1981. 61 с.
155. Рыжиков В.В. и др. Природа Чечено-Ингушской Республики, ее охрана и рациональное использование. Грозный: Книга, 1991. 160 с.
156. Сафронов И.Н. Основные этапы развития рельефа Северного Кавказа. Изд-во ВГО. 1964. Т. 96. Вып. 5. С. 393-399.
157. Сафронов И.Н. Геоморфология Северного Кавказа. Ростов-на-Дону: Изд-во Ростовского государственного ун-та, 1969. 218 с.
158. Сафронов И.Н. Геоморфологическая карта Северного Кавказа. М.: Недра, 1969.
159. Сафронов И.Н. Палеогеоморфология Северного Кавказа. М., 1972. 160 с.
160. Сафронов И.Н. Проблемы геоморфологии Северного Кавказа и поиски полезных ископаемых. Ростов-на-Дону, 1983. 160 с.

161. Сафронов И.Н. Геоморфология Северного Кавказа и Нижнего Дона. Ростов-на-Дону, 1987. 104 с.
162. Сельский Л.А. Начало Грозненской нефтяной промышленности. Грозный. 1920.
163. Сельский Л.А. Из прошлого Грозненской нефтяной промышленности. ЦГА ИТД СССР, фонд Р-235, опись 4-1, дело 59.
164. Сигаури И.М. Очерки истории и государственного устройства чеченцев с древнейших времён. Т.П. М., 2001. С. 26.
165. Смирнова М.Н. Основы геологии СССР. М.: Высшая школа, 1984. 384 с.
166. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 334 с.
167. Соколов Р.С. Химическая технология. В 2 т. М.: Гуманит. изд. центр ВЛАДОС. Т.2: Metallургические процессы. Переработка химического топлива. Производство органических веществ и полимерных материалов, 2003. 448 с.
168. Стадник Е.В. Новые прямые методы геохимических поисков нефти и газа. Обзорная информация. Серия. Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1984. 52 с.
169. Стерленко Ю.А., Истратов И.В. Перспективы нефтегазоносности северного борта Терско-Каспийского передового прогиба // Изв. вузов. Нефть и газ. 1991. № 8. С. 3-9.
170. Стерленко Ю.А., Керимов И.А., Вобликов Б.Г. Прогнозирование нефтегазоперспективных поднятий в Терско-Сунженской зоне дислокаций по данным комплексной интерпретации геолого-гравиметрической информации на ЭВМ // Известия СКНЦ ВШ. Естественные науки, 1986. № 2. С. 11-19.
171. Стетюха, Е.И. Нефтяная промышленность Чечено-Ингушетии за годы советской власти. Грозный: Изд-во Грозненский рабочий, 1960. 34 с.
172. Стрижов И.Н. Несколько соображений о Грозненском нефтяном месторождении // Тр. Терек, отд. ИРТО. Грозный, 1902.

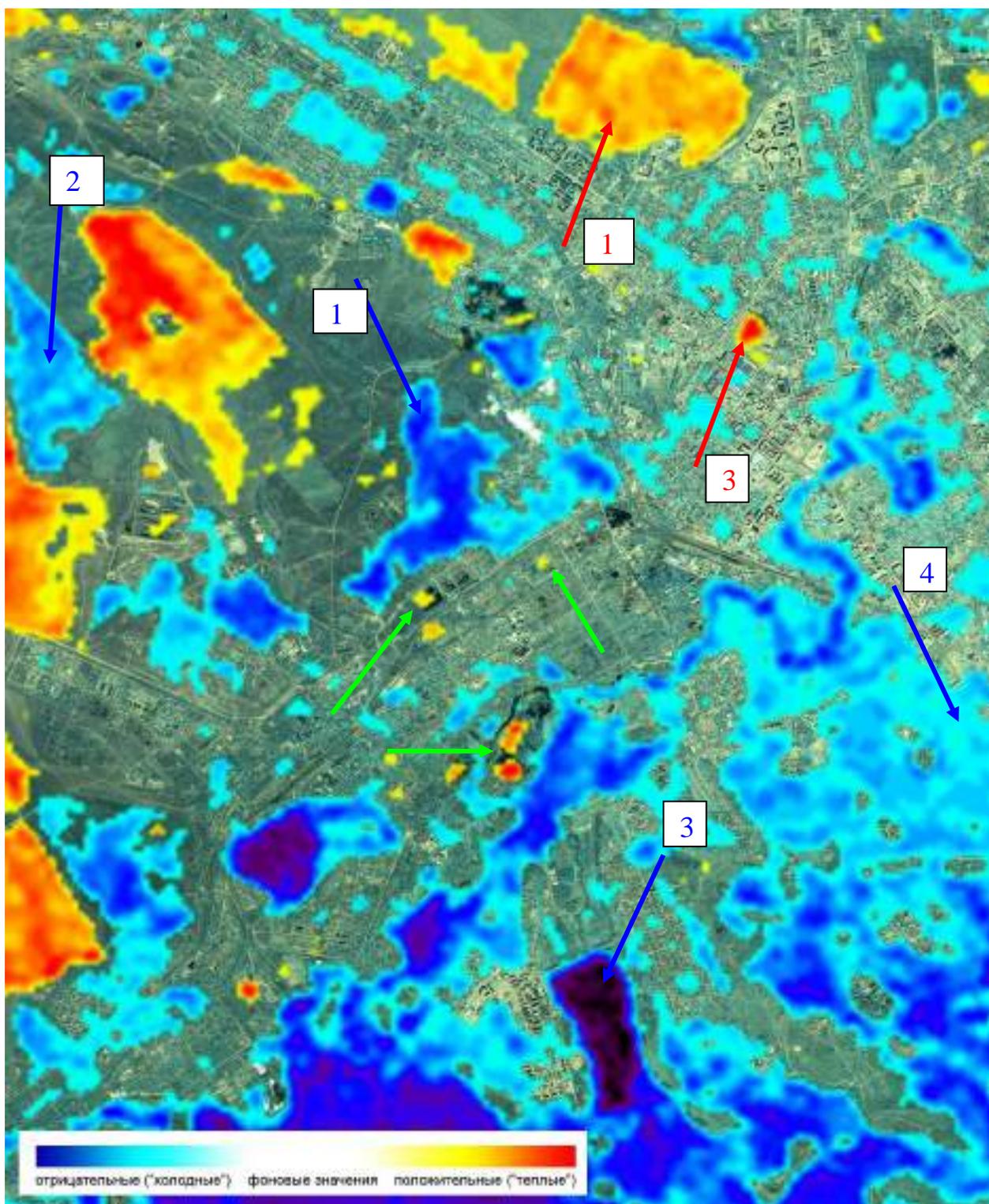
173. Стрижов И.Н. О Грозненском нефтяном месторождении // Горн, журн. Т. 1. № 1, 1903.
174. Стрижов И.Н. О строении Грозненского нефтяного месторождения. Горн, журн. Т.1. № 3. 1905.
175. Стрижов И.Н. Разрез слоев средней части Грозненского нефтяного месторождения // Зап. Кавк. отд. РГО. № 25. Тифлис. 1906.
176. Стрижов И.Н. Новые данные по геологии Грозненского нефтяного месторождения. Отзыв о книге К. П. Калицкого «Грозненский нефтеносный район» // Доклад на общ. собр. Терек, отд. РГО, 29/111 1908 г. / Тр. Терек, отд. РГО. Вып. 1. 1908.
177. Стрижов И.Н. Западный район Грозненского нефтяного месторождения // Доклад на общ. собр. РГО 10/ХП.1911 г. и 10/01 1912 г./ Тр. Терек, отд. РГО. Вып. 1. 1912.
178. Стрижов И.Н. Механизм образования Старо-Грозненской антиклинали // Нефтяное хозяйство. № 2. 1926.
179. Сулумов З.Х. Становление и развитие нефтяной промышленности Чечни (90-е гг. XIX в. – начало 90-х гг. XX вв.). Автор. дисерт. кандид.истор. наук. Астрахань, 2017. 19 с.
180. Усманов А.Х., Гайрабеков У.Т. Рекомендации по экологической реабилитации геологической среды г. Грозный от углеводородного загрязнения // Фундаментальные исследования. 2015. № 9 (3). С. 517-521.
181. Усманов А.Х., Гайрабеков У.Т., Даукаев А.А. К проблеме обеспечения экологической безопасности на территории г. Грозный в связи с функционированием нефтяного комплекса // Экология урбанизированных территорий. 2013. № 2. С. 60-64.
182. Усманов А.Х., Корнилов Ю.В. Основные загрязнители почвы и водных объектов на территории ЧР и их отражение в материалах дистанционных съемок. Вестник АН ЧР, №1 (12), 2010. С. 80-83.

183. Хамадов А.С., Мирзоева Т.А. Экологическая ситуация в Чеченской Республике – угроза здоровью населения / Чечня на рубеже веков: Состояние и перспективы: Матер. науч.-практ. конфер. Грозный. Т. 2. 2004.
184. Хамидов Б.Х. ОАО «Грознефтегаз»: Вчера, сегодня, завтра / К 110-летию нефтяной промышленности Чеченской Республики // Нефть, газ & СПП. 2003. № 5. С. 5-8.
185. Хамидов Б.Х. Геологическое обоснование основных направлений освоения запасов и ресурсов углеводородов Терско-Сунженского нефтегазоносного района. Автореф. дис. канд. геолого-минералог. наук. Москва, 2010. 23 с.
186. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.
187. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. М.: Дело, 2006. 554 с.
188. Хаустов А.П., Редина М.М. Оценка загрязнения геологической среды при хранении и транспортировке нефти и нефтепродуктов // Мир нефтепродуктов. 2012. № 6. С. 26-33.
189. Цветкова В. Ф. Цена чеченского конфликта: научная статья // Известия Российского государственного педагогического университета им. А. И. Герцена, 2008. №66
190. Чеченская Республика в цифрах. Краткий статистический сборник / Р.Д. Дигаев, А.Х. Магомадова, Х.С. Абушева Л.Э. Шагидаева, Л.А.-С. Магомадова, С.А-А. Чуликова. Грозный, 2019. 168 с.
191. Юшкин Е.М. Начало Грозненской нефтепромышленности. Екатеринодар, 1909.
192. Юшкин Е.М. К вопросу о геологических исследованиях и разведках нефтяных месторождений // Нефтяное дело. № 3. 1899.
193. Юшкин Е.М. Качка нефти насосами на Грозненской площади // Нефтяное дело. № 1. 1899.

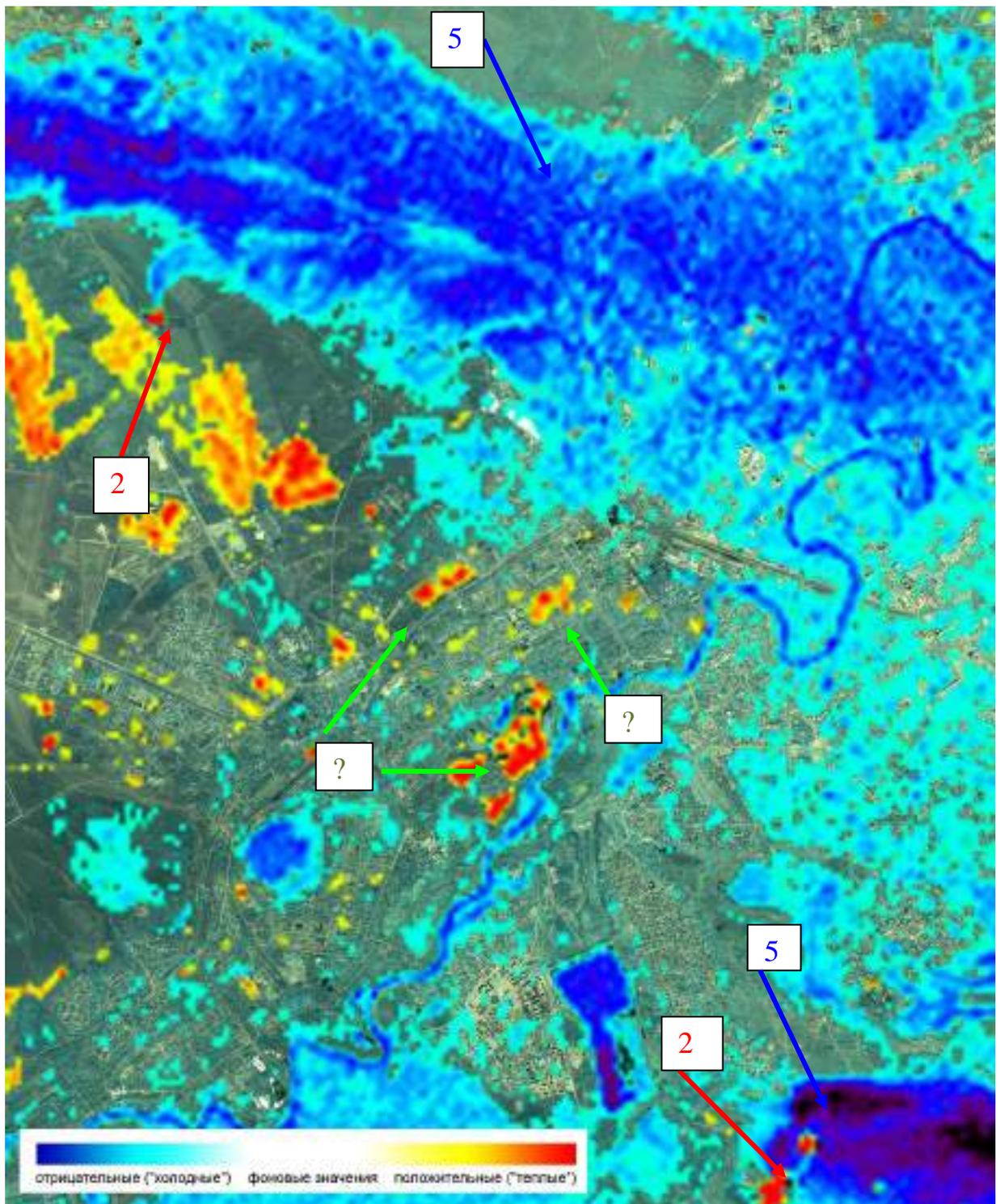
194. Юшкин Е.М. Грозненская нефтепромышленность в прошлом и будущем // Тр. Терского отдел. Русск. техн. об-ва, 1909.
195. Юшкин Е.М. Грозненское нефтяное месторождение (геолого-промышленный статический очерк) // Тр. Терек, отд. РГО. Вып. 2. 1909.
196. A.A. Daukaev, L.S. Gatsaeva, A.S. Elzhaev, Z.R. Khamzatov, Z.Kh. Sulumov, U.T. Gayrabekov, Kh.S. Talkhigova, Y.A. Kindarova, A.A. Daukaev. History of Oil Production in the North Caucasus (Second Half of the XIX - Early XX Centuries // Atlantis Highlights in Materials Science and Technology. 2019. С. 690-693.
197. Gairabekov U.T., Gunja A.N., Bachaeva T.Kh. Physic-Geographic Factors of oil development in the Chechen Republic // American Journal of Environmental Sciences. 2014. 10 (6). P. 575-580.
198. Gairabekov U.T., Umarova M.Z. Identification and mapping of sources of environmental pollution of Chechnya based on remote sensing data // 2nd the international scientific-practical conference «Innovation in science, technology and the integration of knowledge». London, 2015. P. 78-87.
199. Gayrabekov U.T. Geocological comprehensive assessment of production oil industry on the landscape among the mountain region (for example Chechen republic) / 3rd International Conference «Research, Innovation and Education». London 25-30 January 2016. P. 274-285.
200. Gayrabekov U.T. On the problem of optimizing the environment of the Chechen Republic under the impact of Oil Production / Proceedings of the XVII International Academic Congress «History, Problems and Prospects of Development of Modern Civilization». Tokyo, 2016. Vol. II. P. 862-869.
201. Gayrabekov U.T. Zoning of the territory of the Chechen Republic under the terms of land reclamation of disturbed oil facilities // European Journal of Scientific Research. 2016. Vol. II. 1 (13). P. 383-390.

202. Gayrabekov U.T., Gunja A.N., Gagaeva Z.Sh. About impact of the oil complex on the ecosystem of Terek and Sunzha rivers / Ecosystem Services Landscape Ecology Integrative Role. 22-24 June 2016. Krakow, 2016. P. 64.
203. Kerimov I.A., Gagaeva Z.Sh., Gairabekov U.T., Usmanov A.Kh. Technogenic hydrocarbon reservoirs and geoenvironmental issues in the city of Grozny // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 194 (2018) 092008 doi:10.1088/17551315/194/9/092008.
204. M.B. Sedieva, U.T. Gayrabekov, D.A. Islamov, E.A. Abubakarova, A.A. Daukaev, Kh.Sh. Zaburaeva, S.V. Badaev, Sh. Akhmatkhanov. Environmental Pollution Monitoring of the Chechen Republic (within the period of 2015-2017) // Advances in Engineering Research. 2018. Vol. 177. P. 68-72.
205. Umar Gairabekov, Arun Daukayev, Ayndi Usmanov. Geoecological aspects of the utilization of associated oil components in the development of hydrocarbon fields in the Chechen Republic / The 1st International Academic Conference «Science and Education in Australia, America and Eurasia: Fundamental and Applied Science» International Agency for the Development of Culture, Education and Science. Melbourne, 2014. P. 272-275.
206. Umar Gairabekov. Analysis of geoecological problems of Chechnya due to the impact of the oil-complex // Japanese Educational and Scientific Review. 2015. No. 1. P. 345-351.
207. Umar Gairabekov. Local and Regional Changes in Natural Complexes of the Chechen Republik Caused bu Oil Production // Modern Applied Science. 2015. Vol. 9. (4). P. 78-84.
208. Umar Gairabekov. The problem of rekultivanion of oil polluted lands of urbolandscahe (for example, Grozny) // British Journal of science, Education and Culture. 2014. Vol. III. No. 1. P. 101-107.
209. <http://freepapers.ru/19/jekologicheskaya-situaciya-Groznyj/162162.999144.list1.html>. [Электронный ресурс]

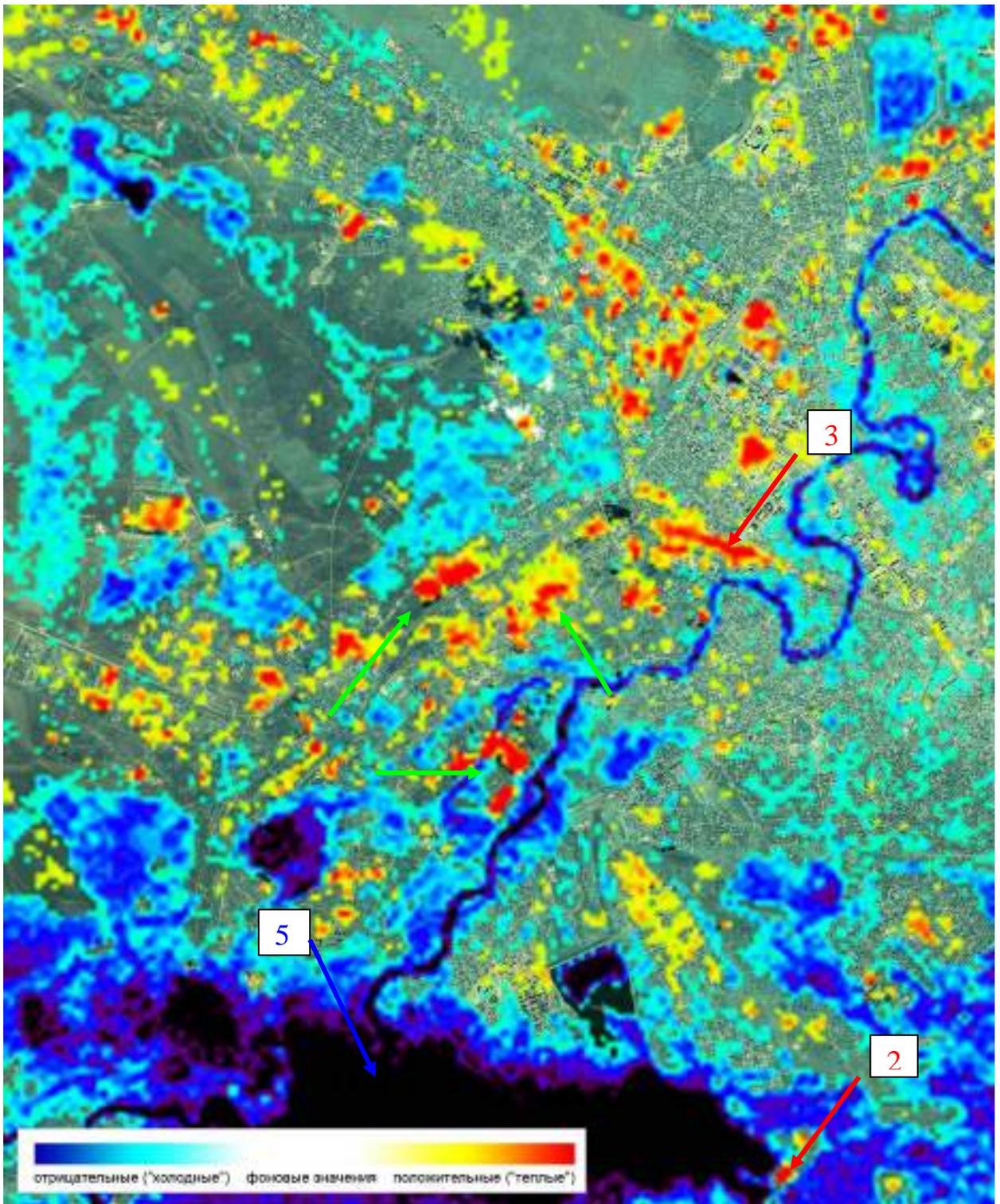
ПРИЛОЖЕНИЕ А



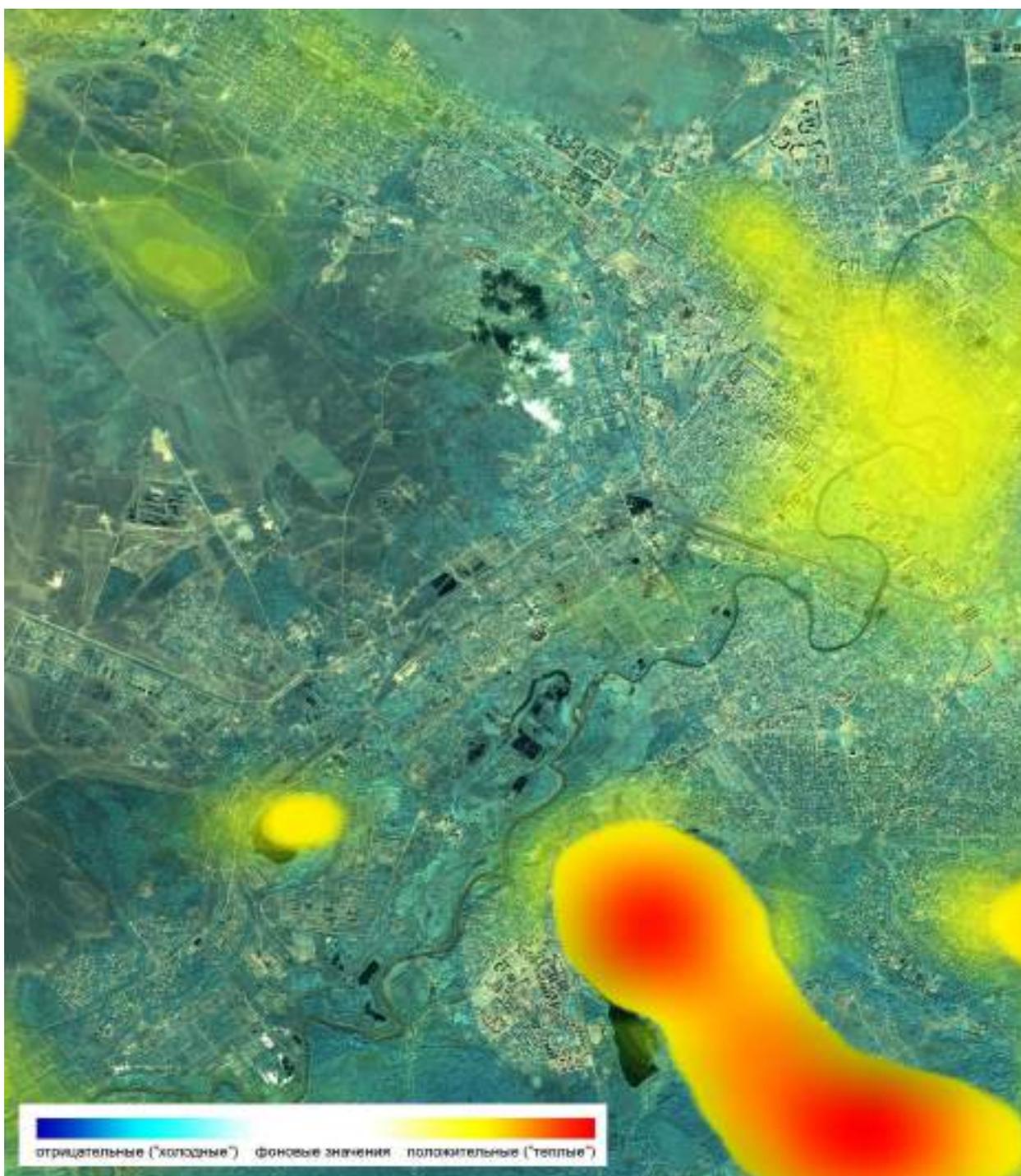
А 1 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку Landsat-4
от 31 августа 1989 г.



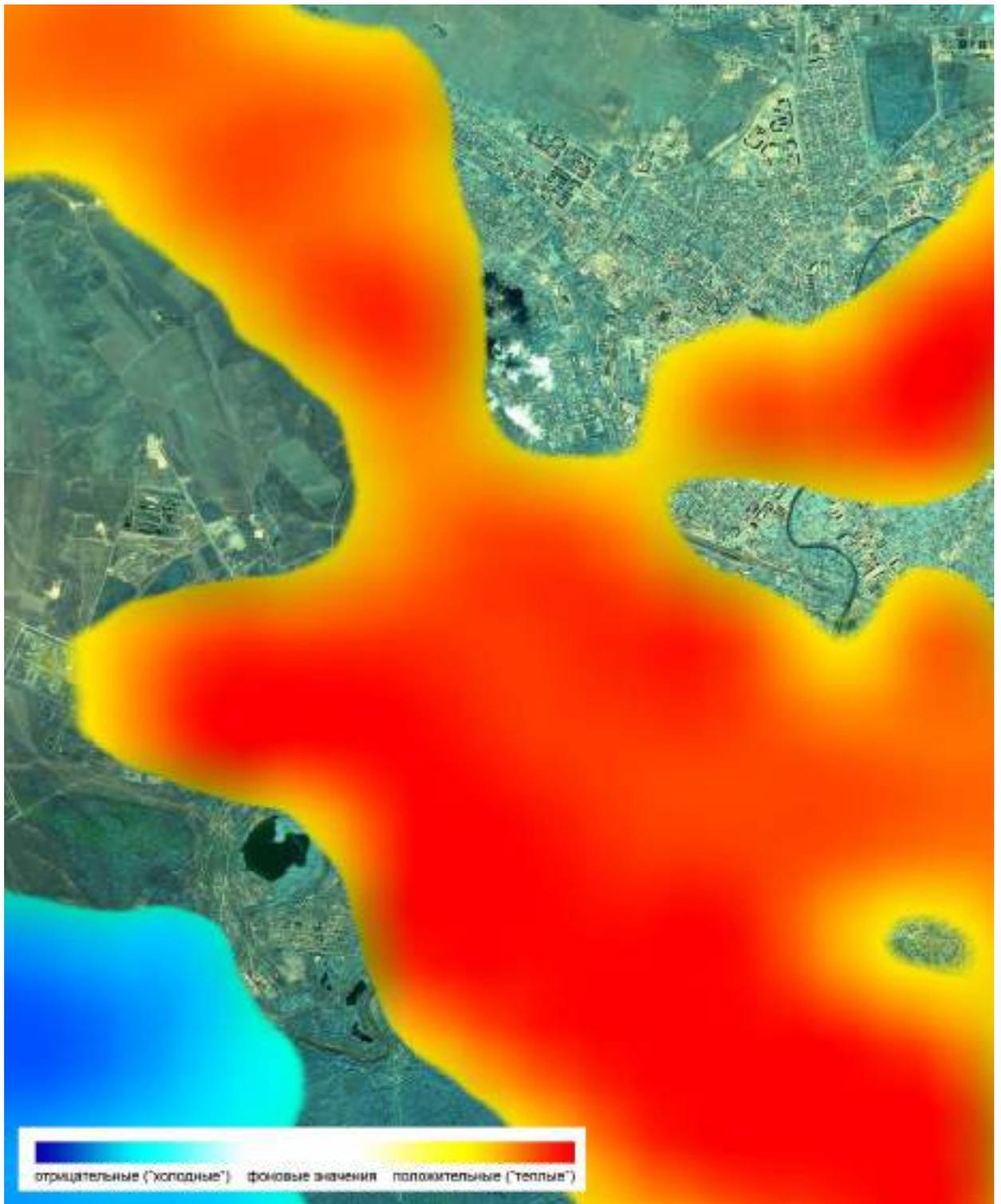
А 2 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку Landsat-7 ETM+ от 16 октября 2000 г.



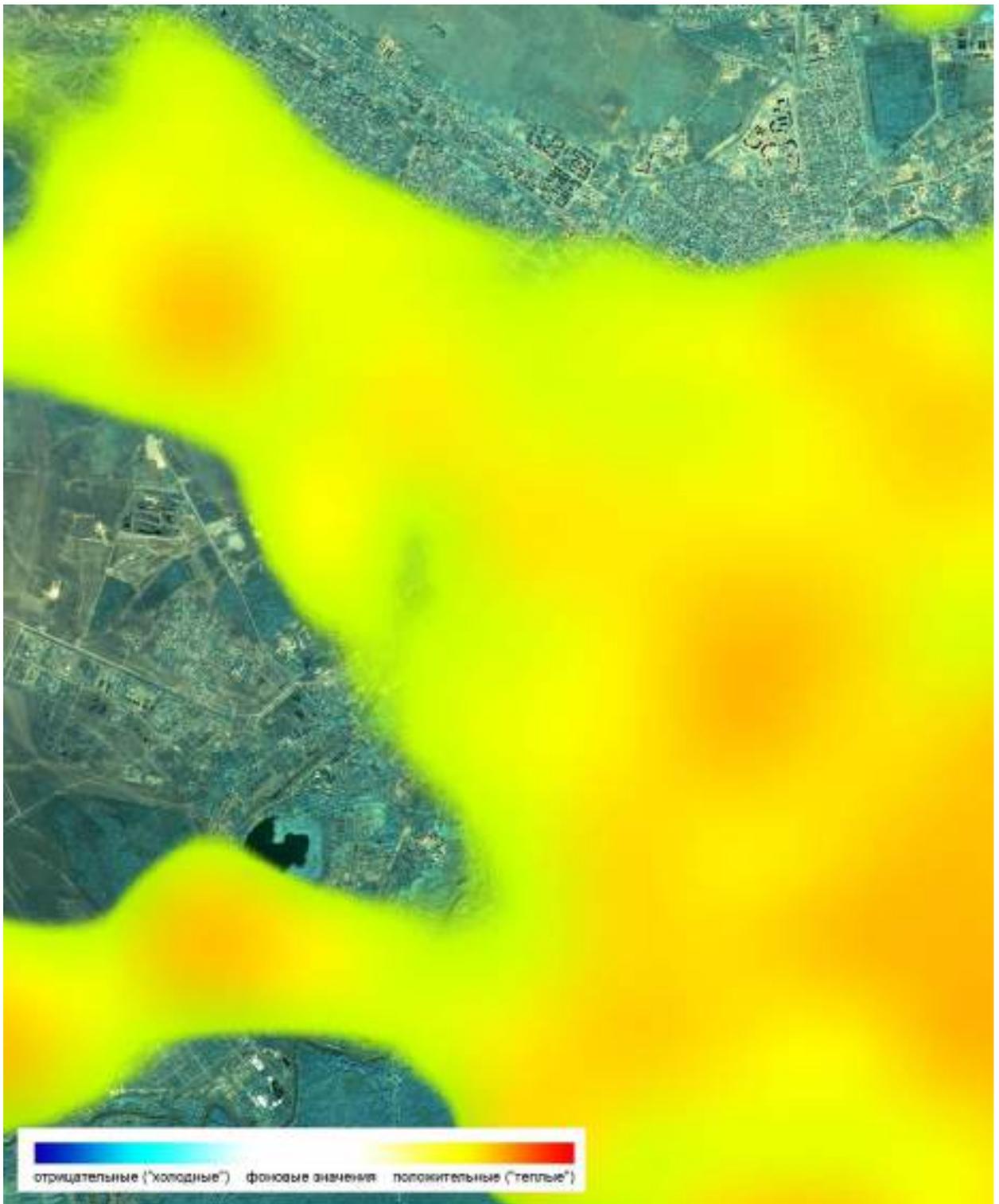
А 3 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку Landsat-7 ETM+
от 19 августа 2002 г.



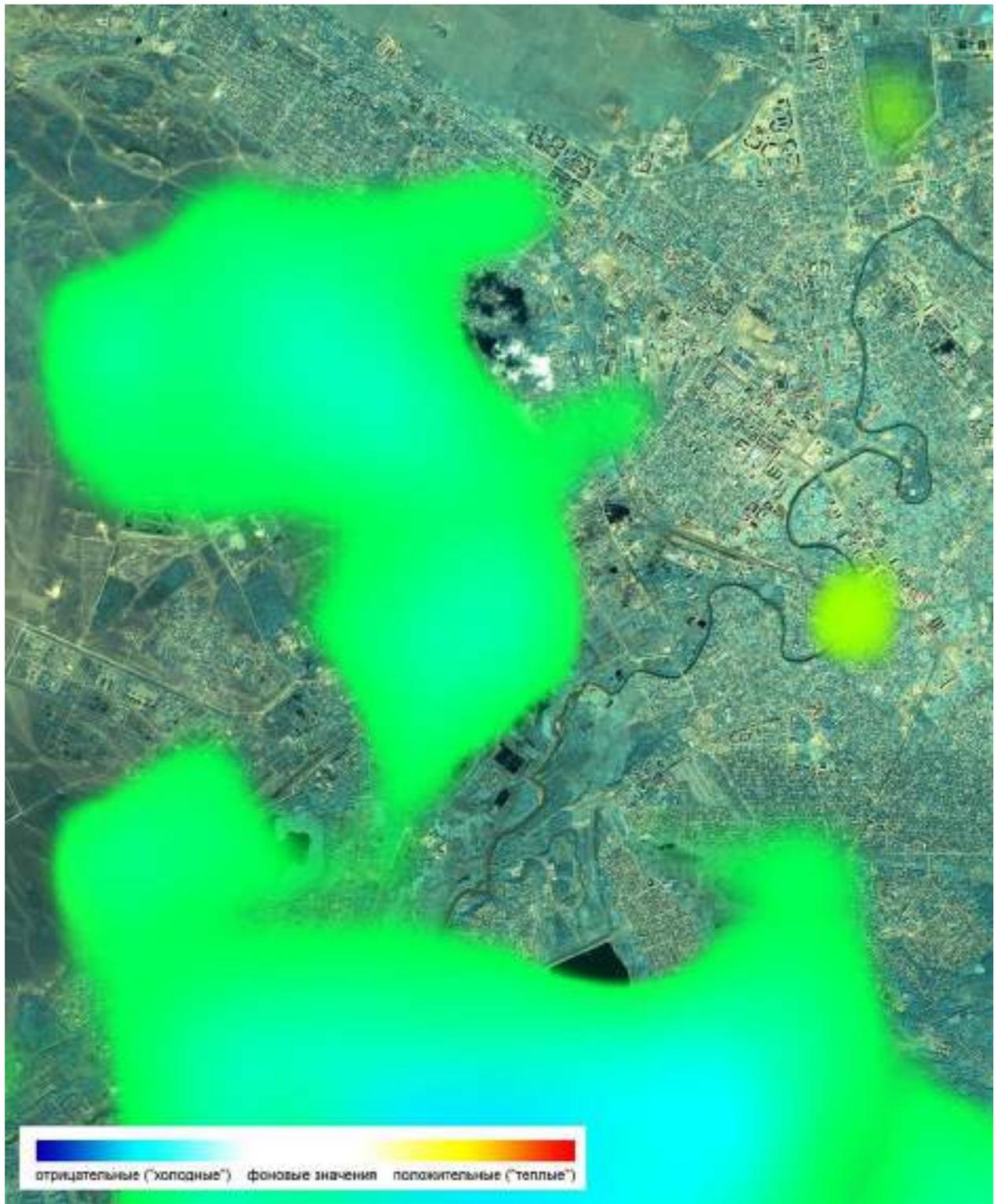
А 4 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку NOAA 14



А 5 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку NOAA-14

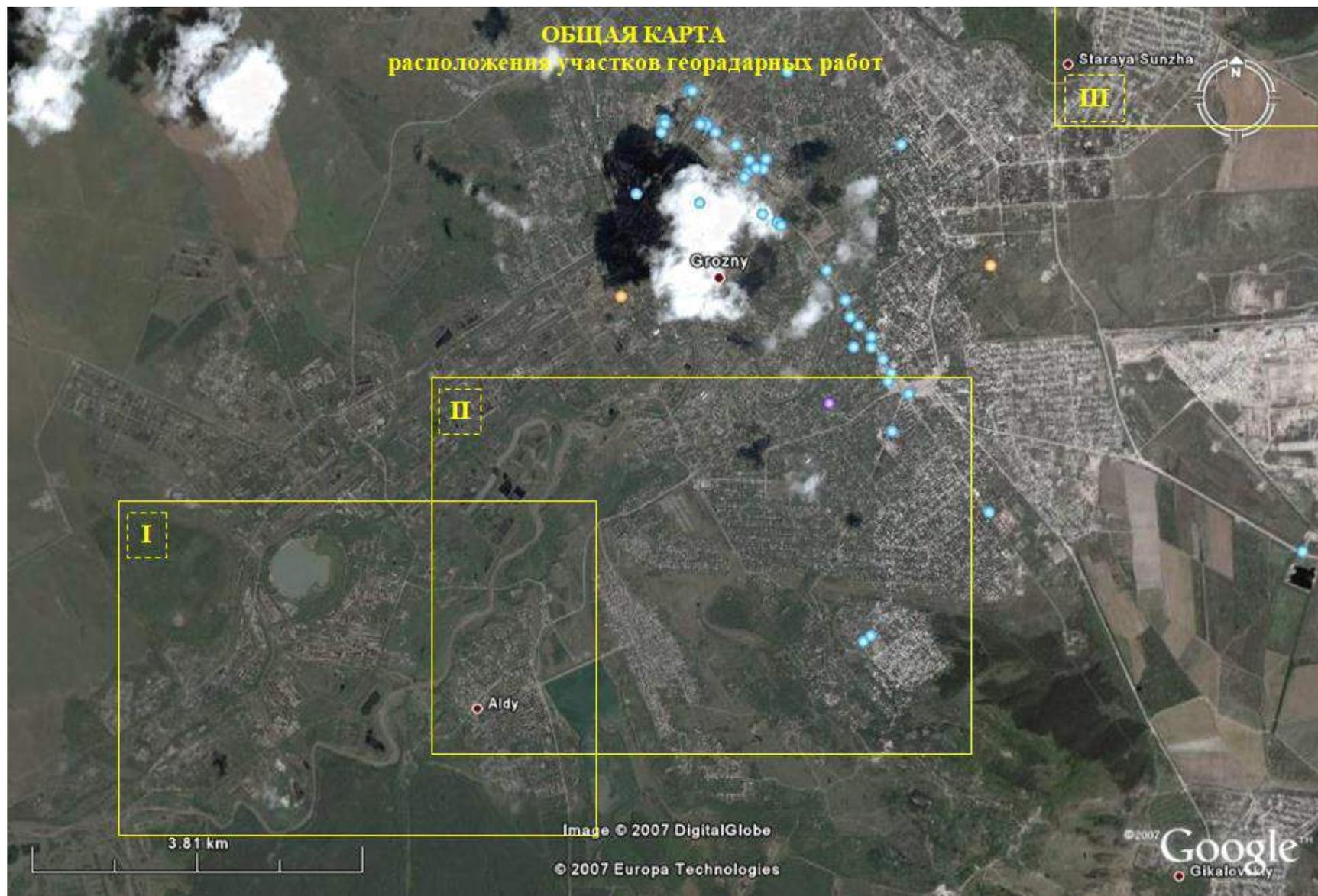


А 6 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку NOAA-14

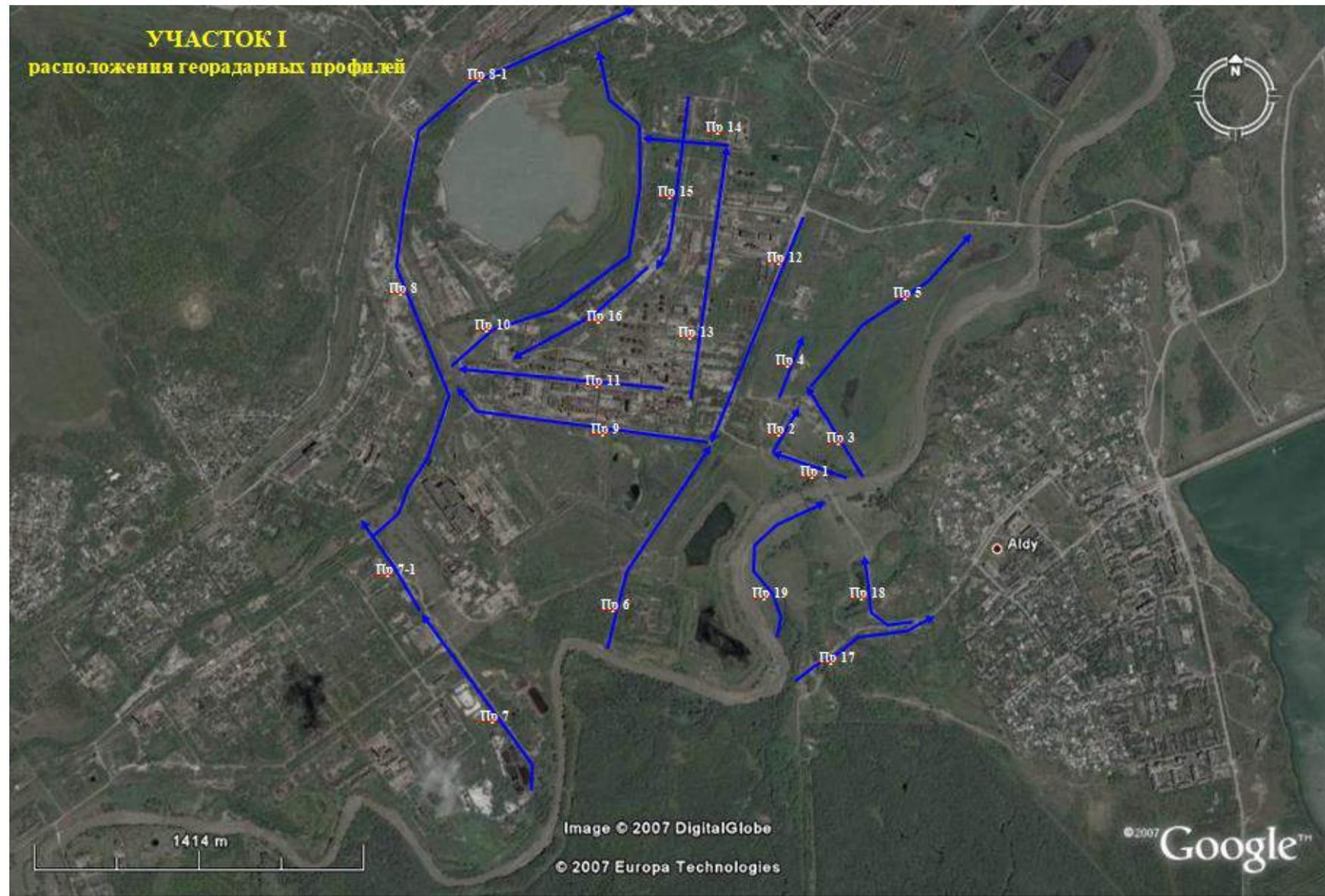


А 7 – «Тепловые аномалии» выделенные по снимку NOAA-16

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



Б 1 – Общая карта расположения георадарных работ



Б 2 – Карта расположения георадарных профилей (участок I)



Б1

Б 3 – Карта расположения георадарных профилей (участок II)

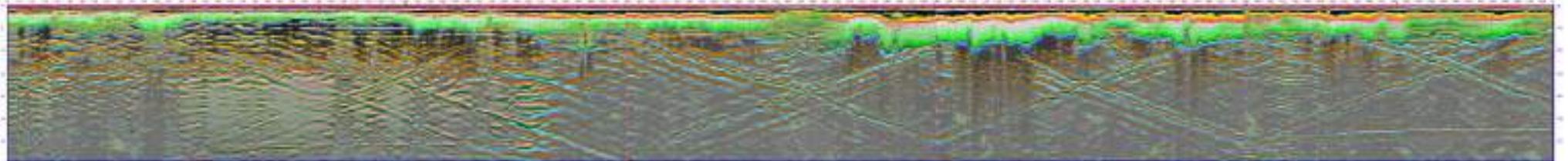


Б 4 – Карта расположения георадарных профилей (участок III)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

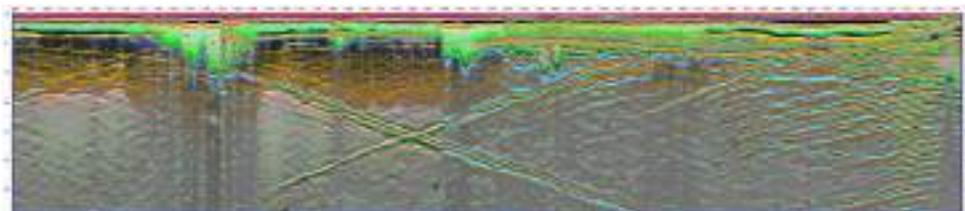
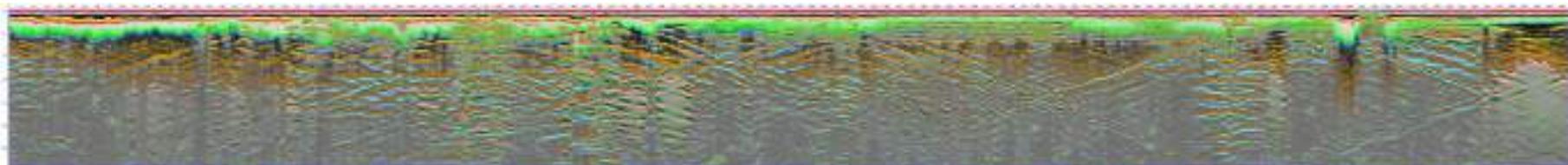
В 1 - УЧАСТОК I

В 1.1 – Профиль 1



Общая протяженность профиля 1550 м, глубина зондирования 1024 ns, шаг фиксации 20 см, частота зондирования 50 МГц (георадар «ЛЮЗА-Н» в варианте с антеннами 300 см).

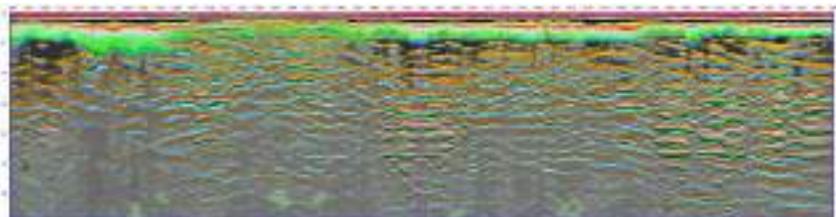
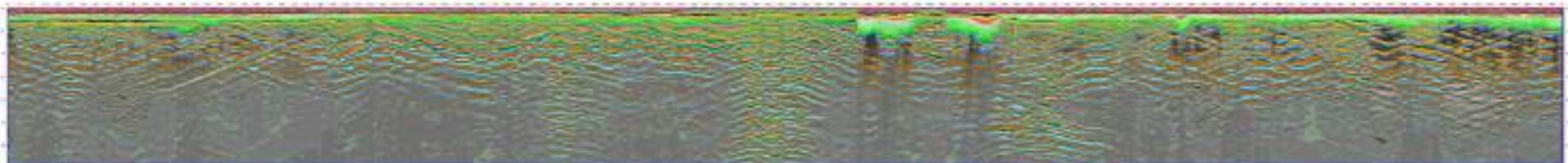
В 1.2 – Профиль 2



Общая протяженность профиля 738 м, глубина зондирования 1024 ns, шаг фиксации 20 см, частота зондирования 50 МГц (георадар «ЛЮЗА-Н» в варианте с антеннами 300 см).

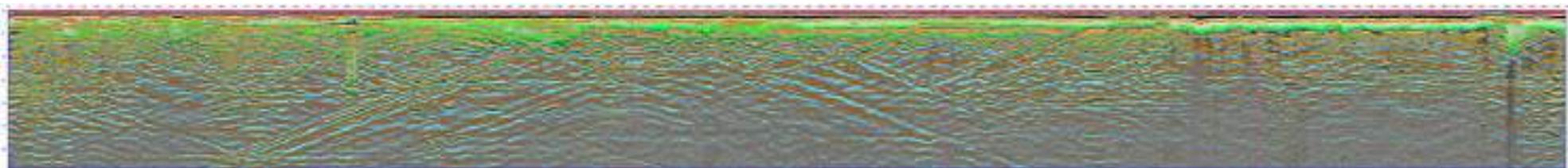


В 1.3 – Профиль 3



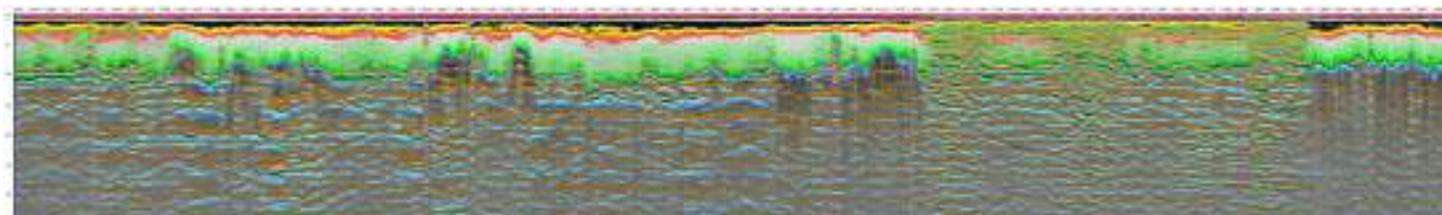
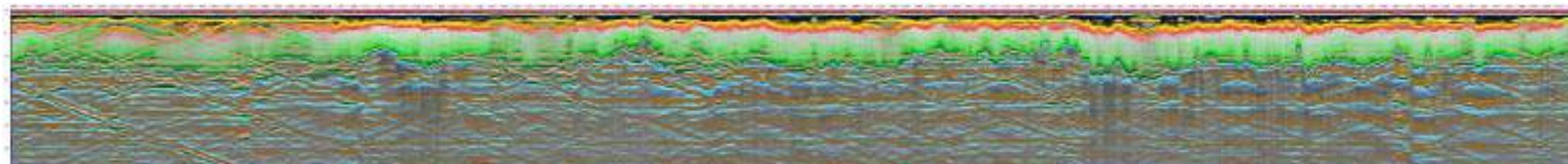
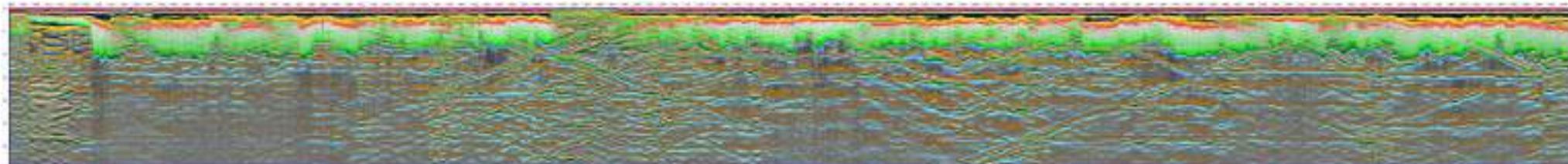
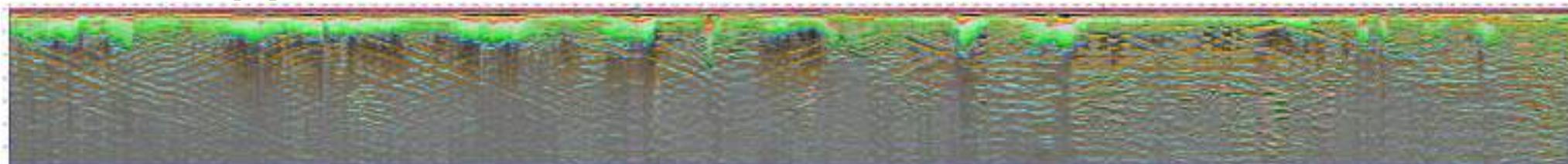
Общая протяженность профиля – 700 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛЮЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

В 1.4 – Профиль 4



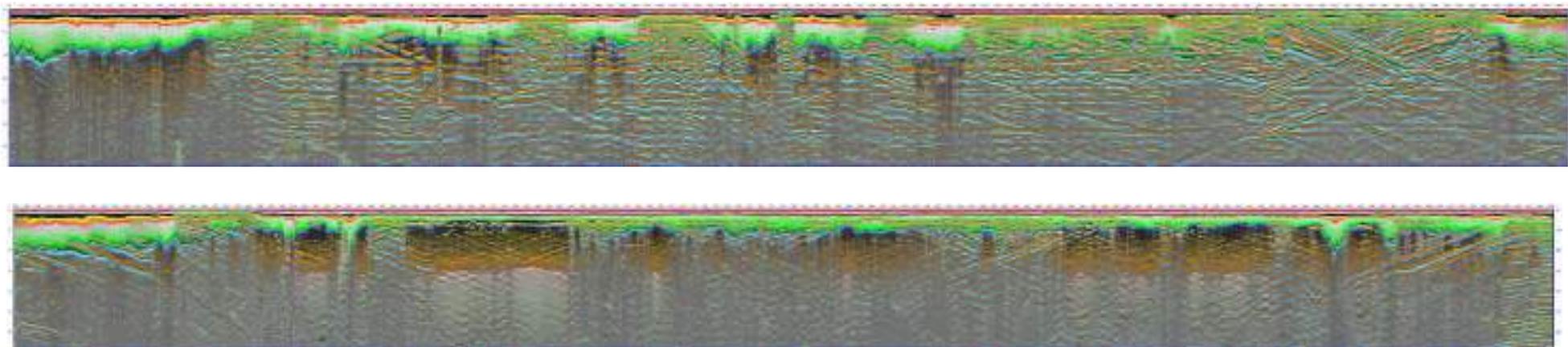
Общая протяженность профиля – 1036 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

В 1.5 – Профиль 5



Общая протяженность профиля – 1852 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

В 1.6 – Профиль 6

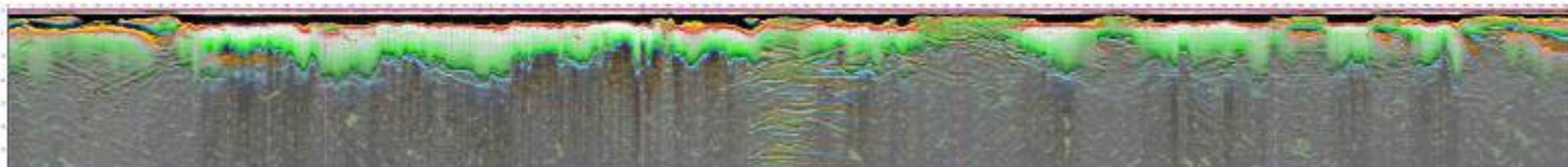


Общая протяженность профиля – 1052 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 5 0МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)



В 2 - УЧАСТОК II

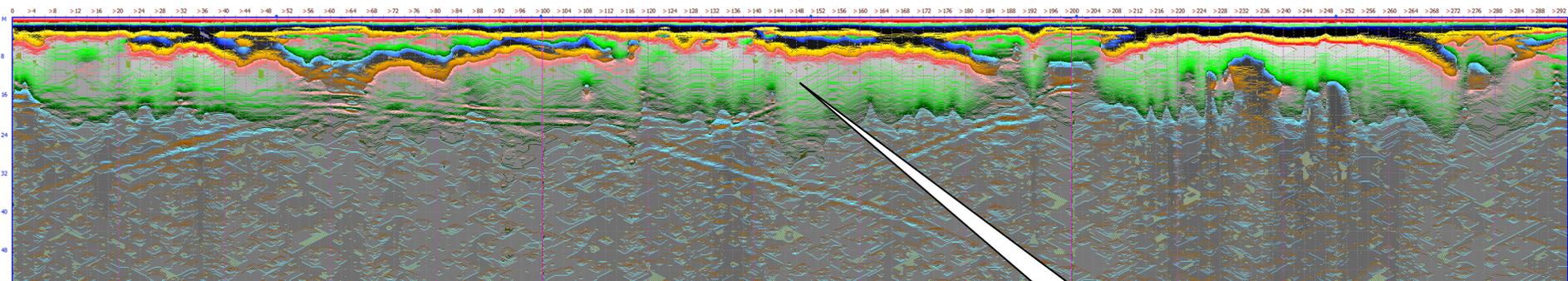
В 2.1 – Профиль 1



Песчаногравийная смесь
(ПГС)

Общая протяженность профиля – 494 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

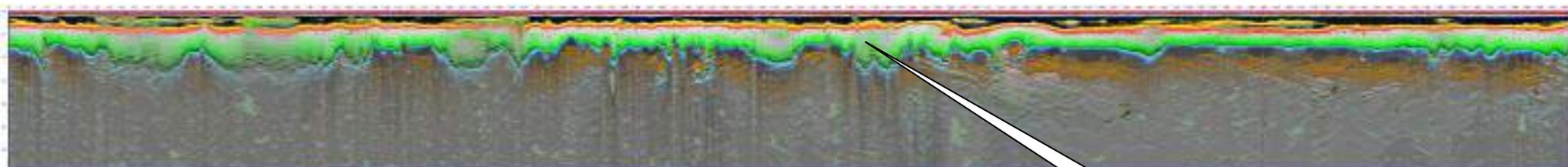
В 2.2 – Профиль 2



**Песчаногравийная смесь
(ПГС)**

Общая протяженность профиля – 294 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

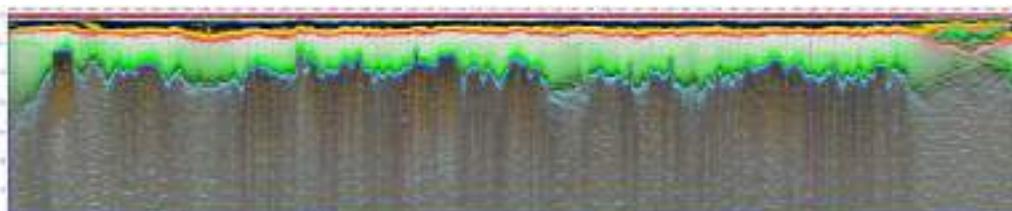
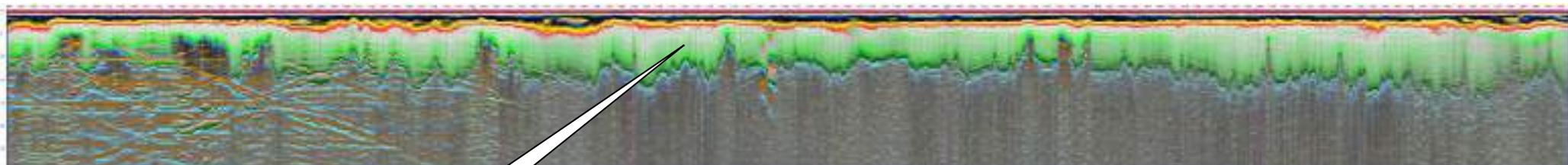
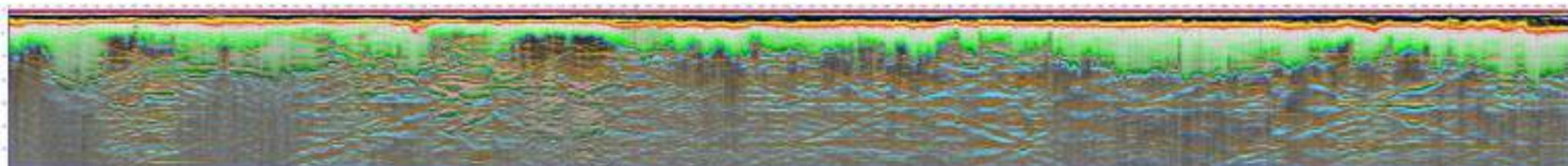
В 2.3 – Профиль 3



**Песчаногравийная смесь
(ПГС)**

Общая протяженность профиля – 498 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

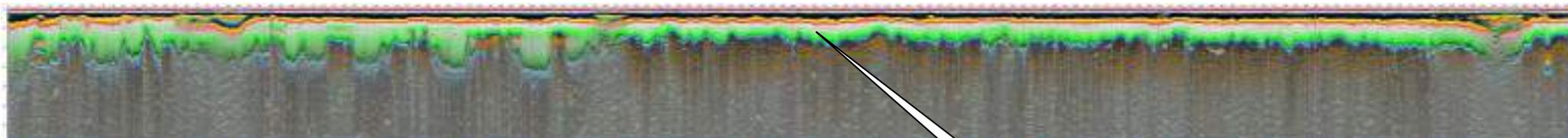
В 2.4 – Профиль 4



**Песчаногравийная смесь
(ПГС)**

Общая протяженность профиля – 1252 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см,
частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

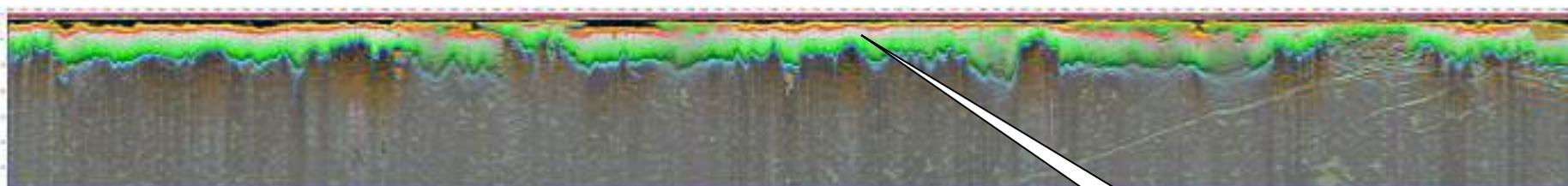
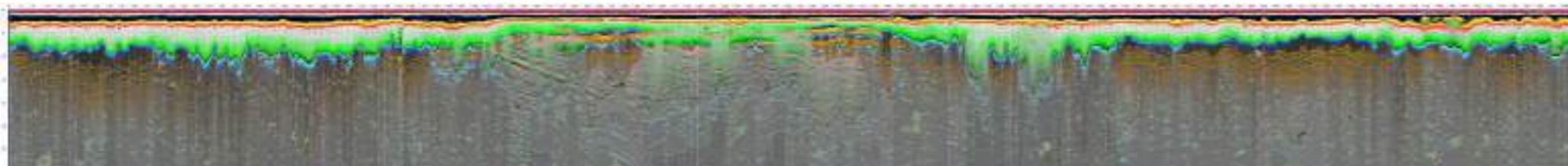
В 2.5 – Профиль 5



**Песчаногравийная смесь
(ПГС)**

Общая протяженность профиля – 598 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

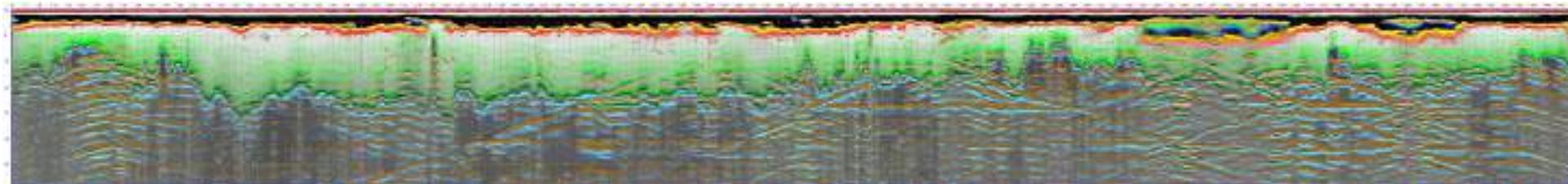
В 2.6 – Профиль 6



**Песчаногравийная смесь
(ПГС)**

Общая протяженность профиля – 950 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см,
частота зондирования – 50МГц (георадар «ЛЮЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

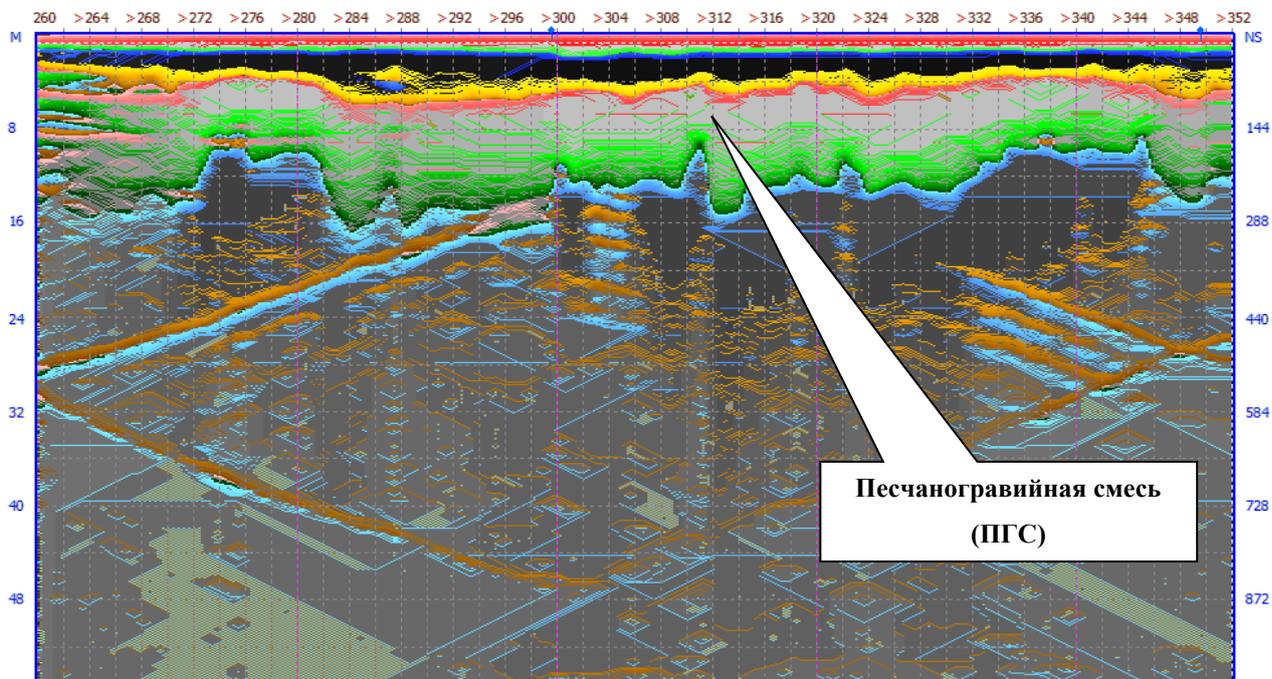
В 2.7 – Профиль 7



Общая протяженность профиля – 450 м, глубина зондирования – 1024 ns, шаг фиксации – 20 см, частота зондирования – 50 МГц (георадар «ЛОЗА-Н» в варианте с антеннами – 300 см)

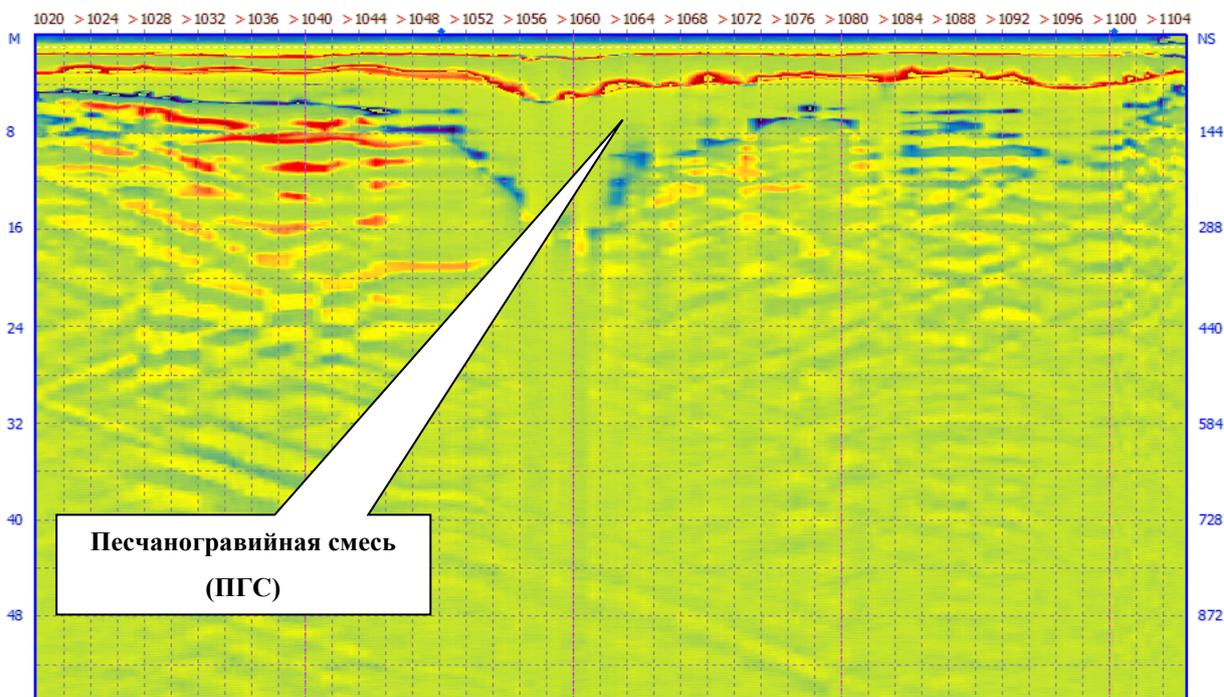
ВЗ - ФРАГМЕНТЫ ПРОФИЛЕЙ

В 3.1 – Профиль 1 (участок I)



Горизонтальная шкала 260-352 м.

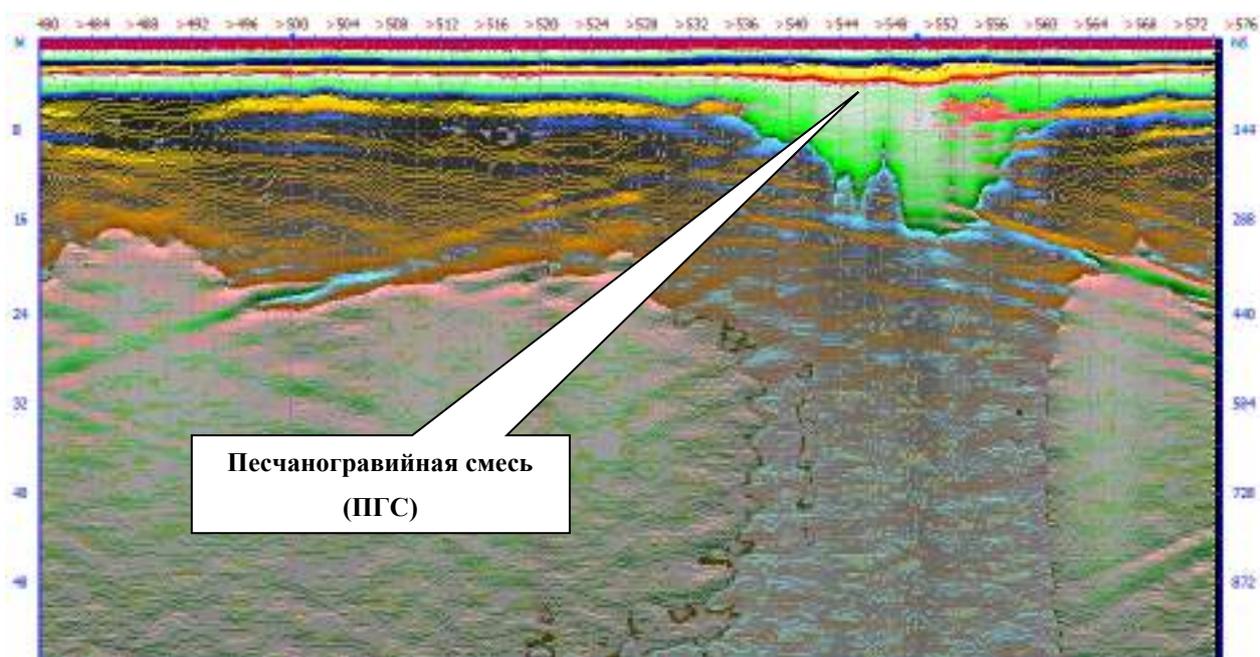
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 1020-1104м

Представление в макс. амплитуд, фильтры высоких частот

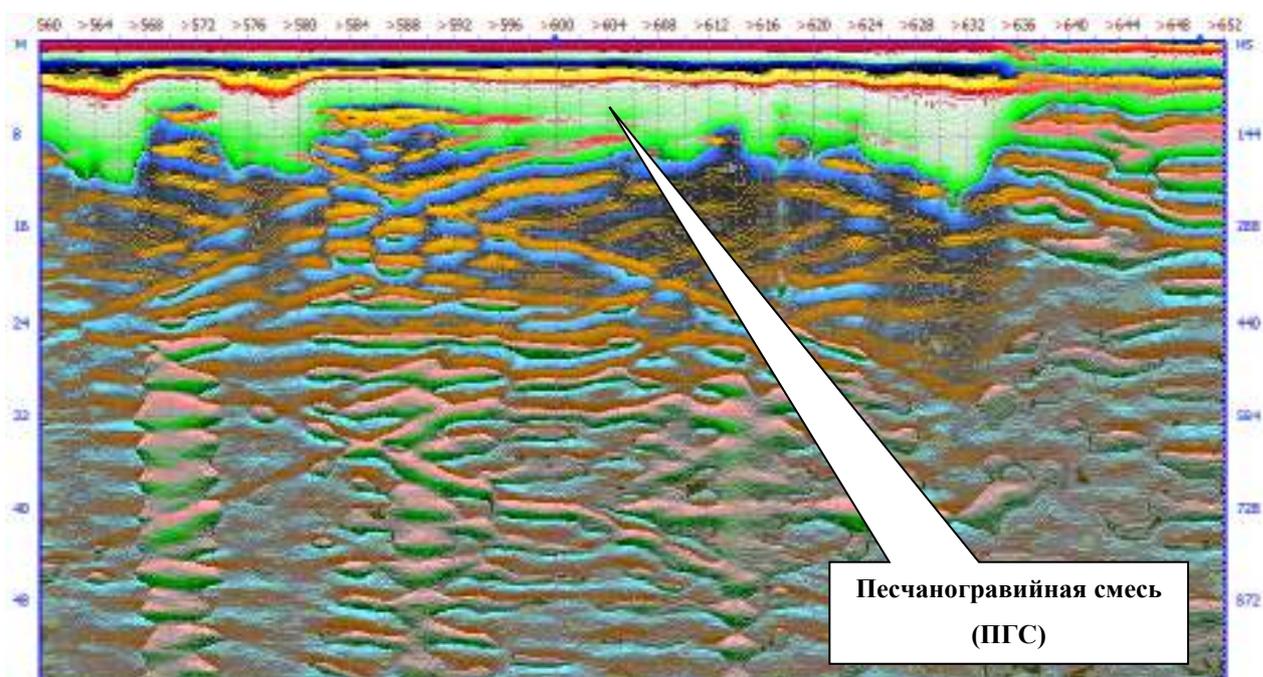
В 3.1 Профиль 2 (участок I)



Горизонтальная шкала 480-576 м.

Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

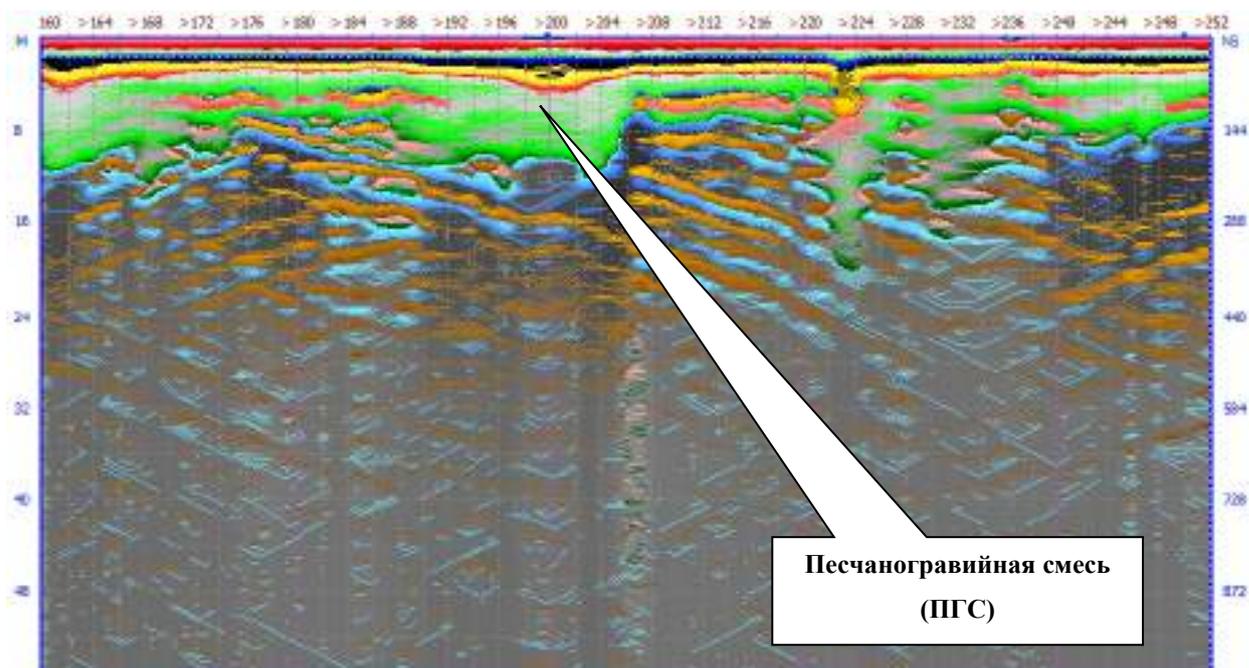
В 3.2 – Профиль 3 (участок I)



Горизонтальная шкала 560-652 м.

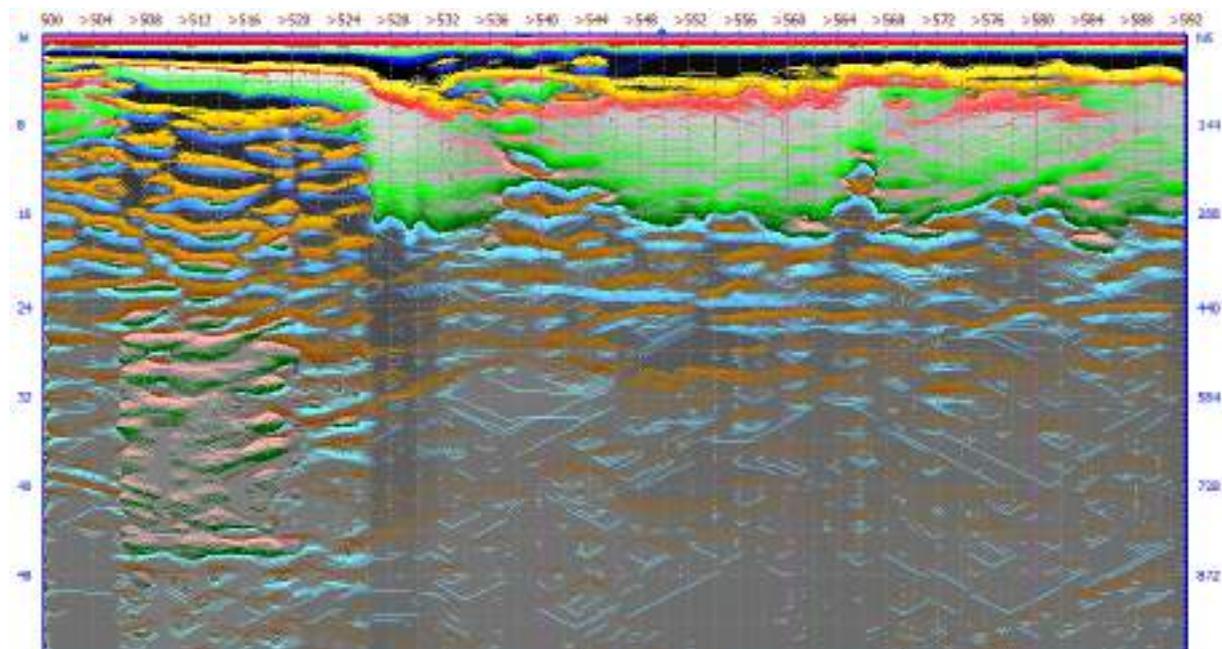
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.3 – Профиль 4 (участок I)



Горизонтальная шкала 160-252 м.

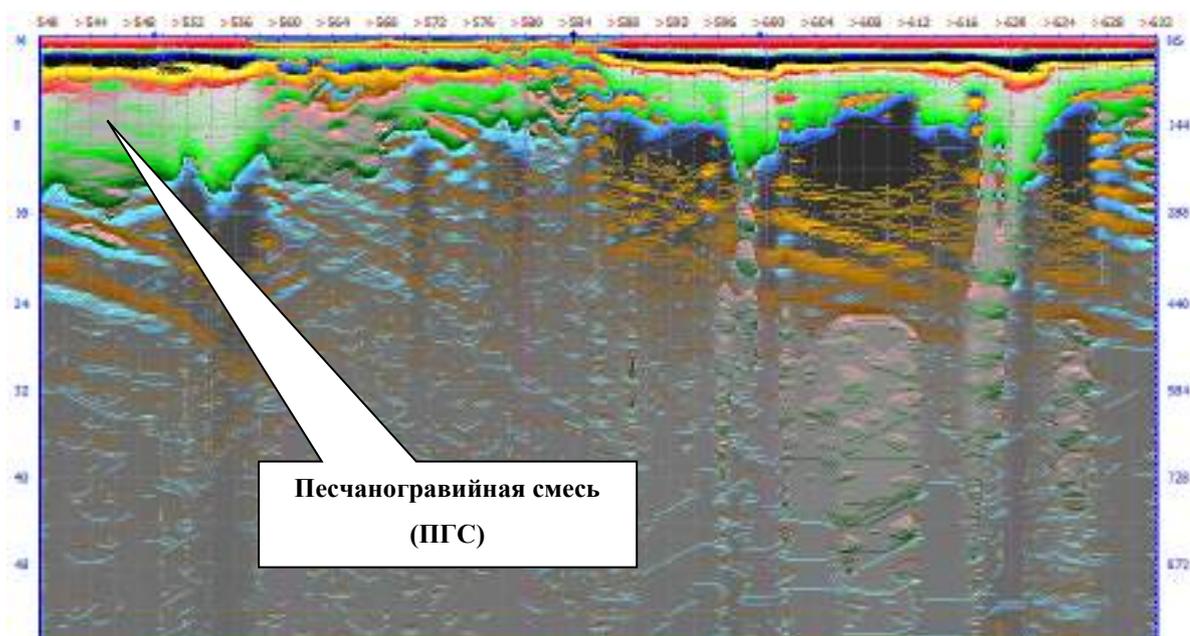
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 500-592 м.

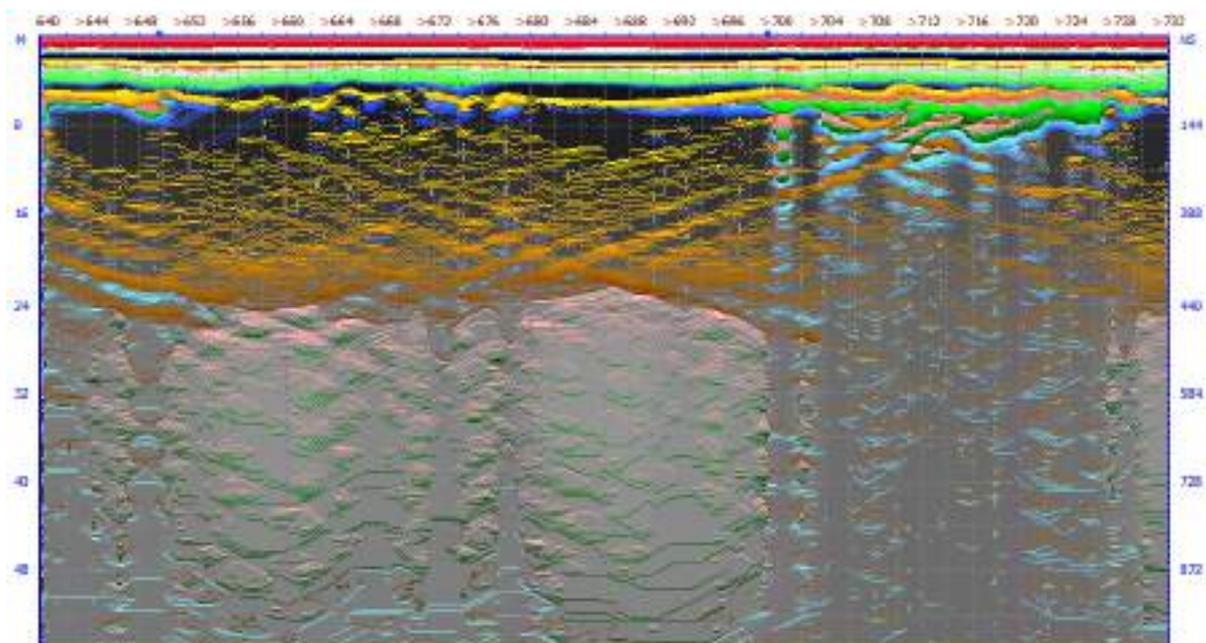
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.4 – Профиль 5 (участок I)



Горизонтальная шкала 540-632 м.

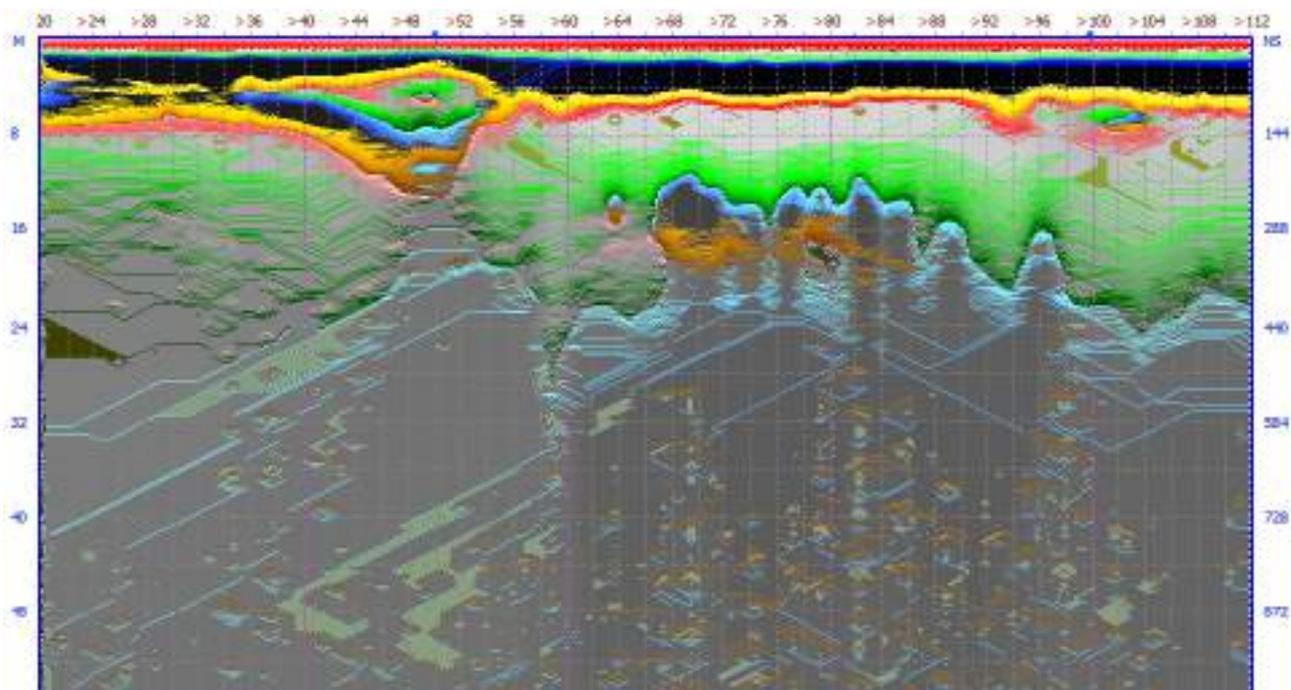
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 640-732 м.

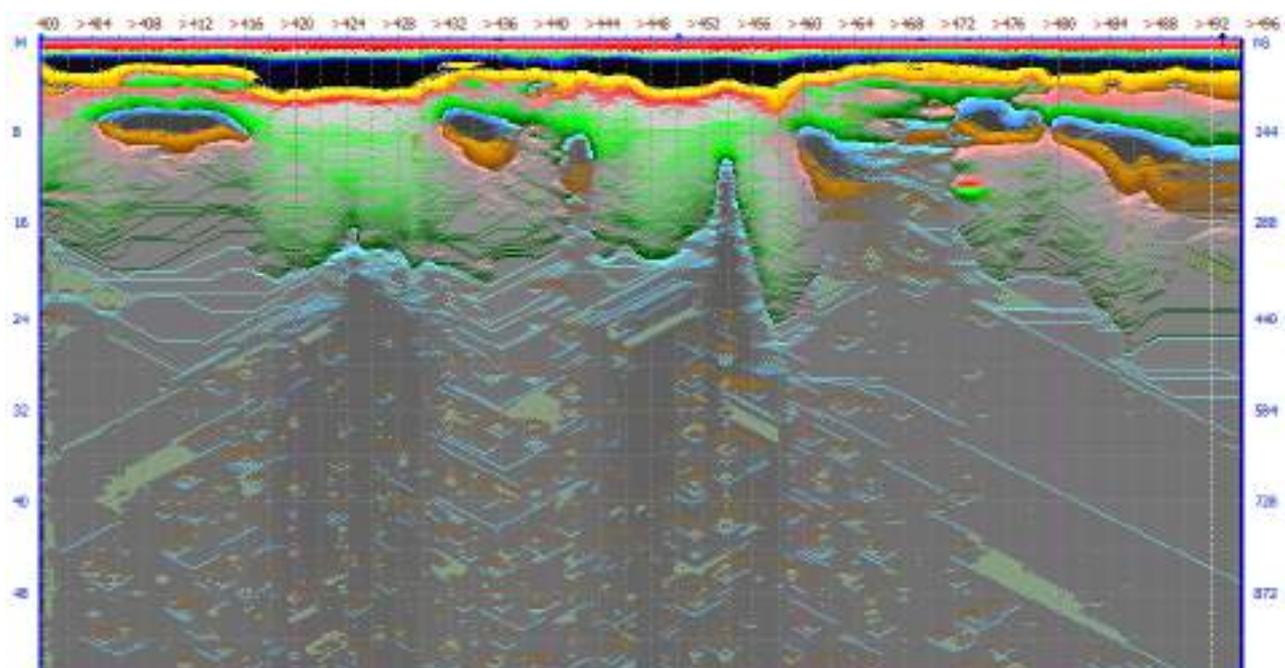
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.5 – Профиль 1 (участок II)



Горизонтальная шкала 20-112 м.

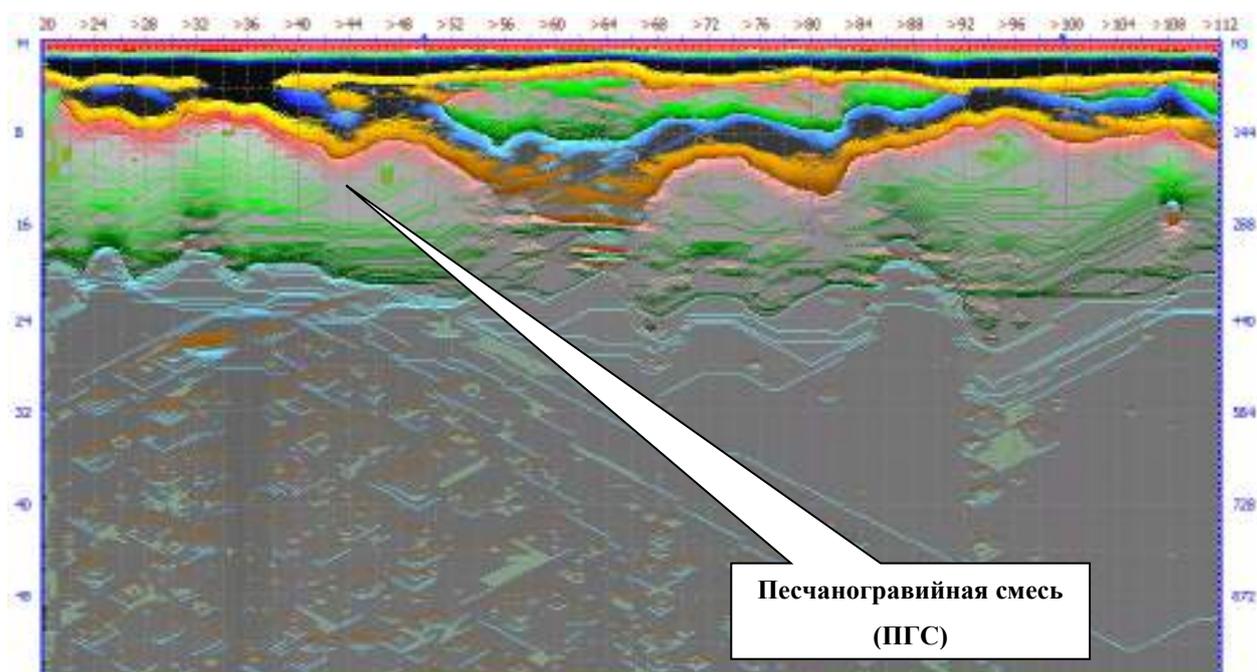
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 400-496 м.

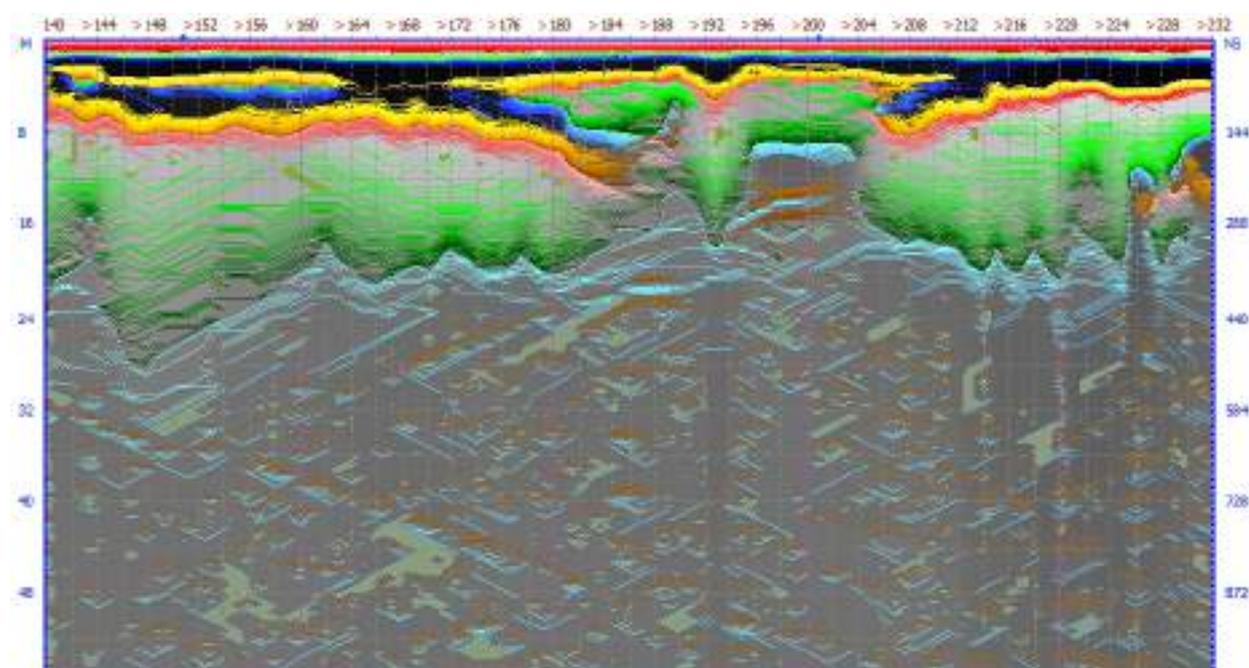
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.6 – Профиль 2 (участок II)



Горизонтальная шкала 20-112 м.

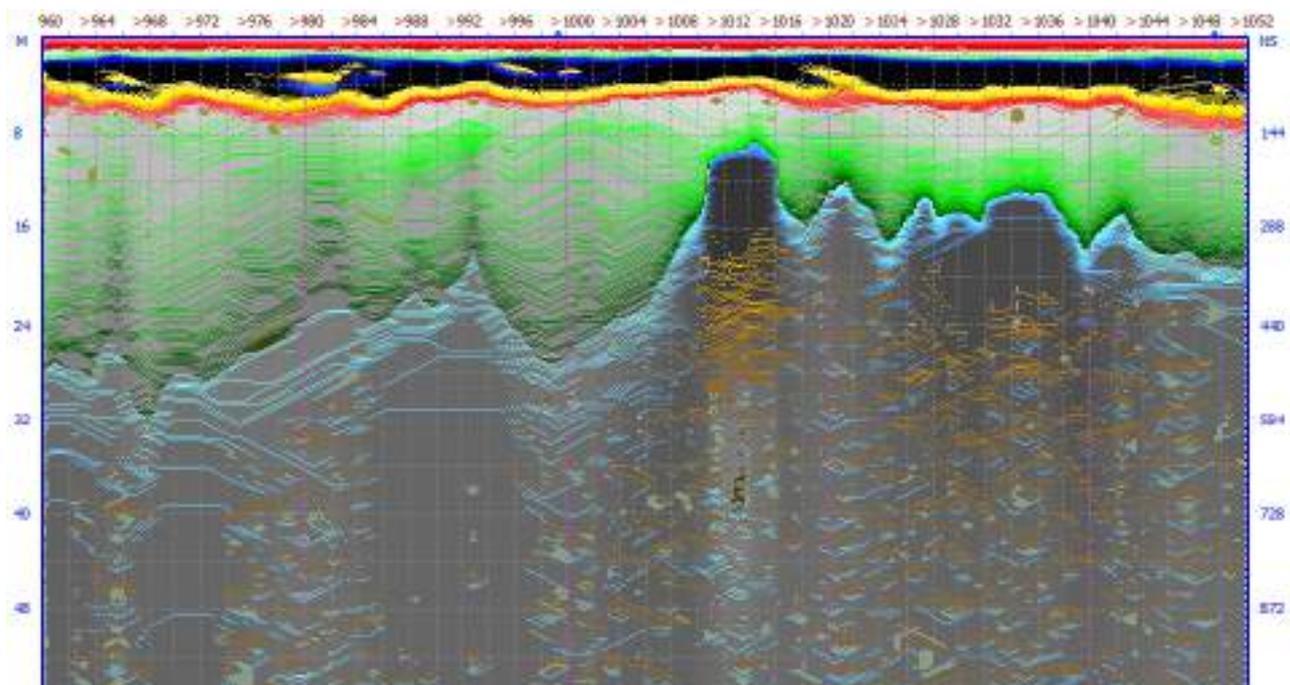
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 140-232 м.

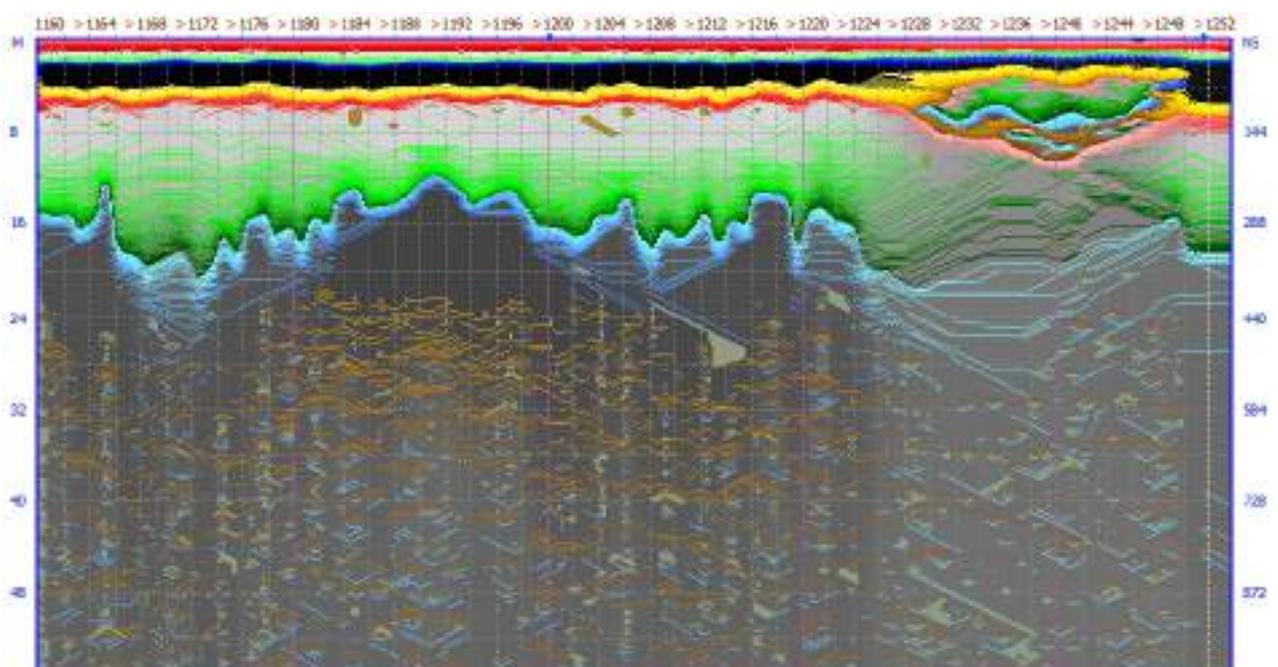
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.7 – Профиль 3 (участок II)



Горизонтальная шкала 960-1052 м.

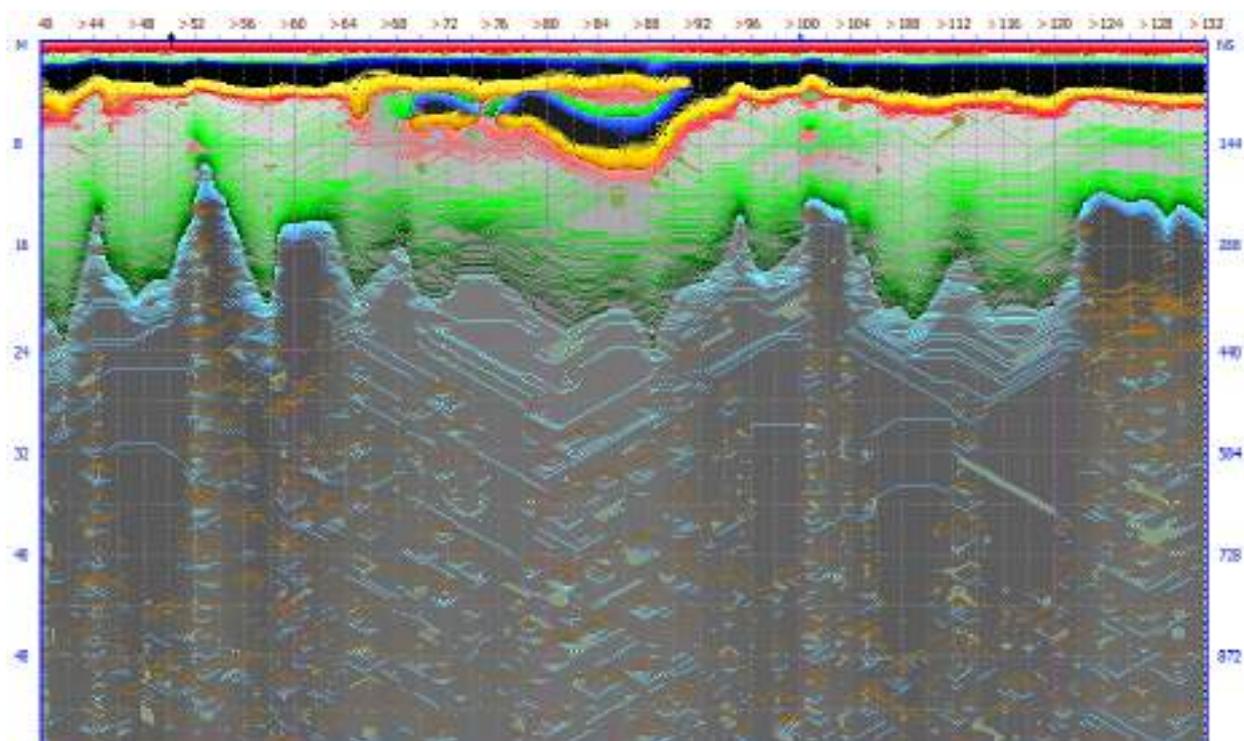
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



Горизонтальная шкала 1160-1252 м.

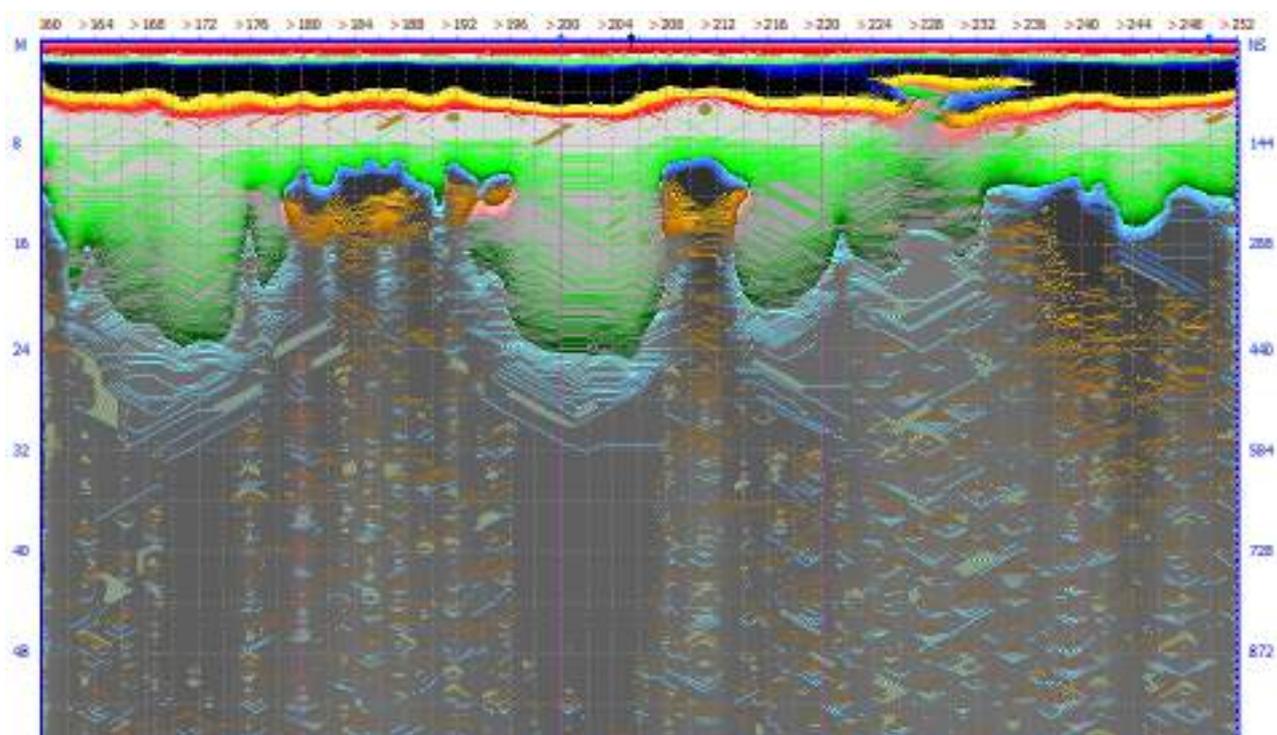
Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.8 – Профиль 4 (участок II)



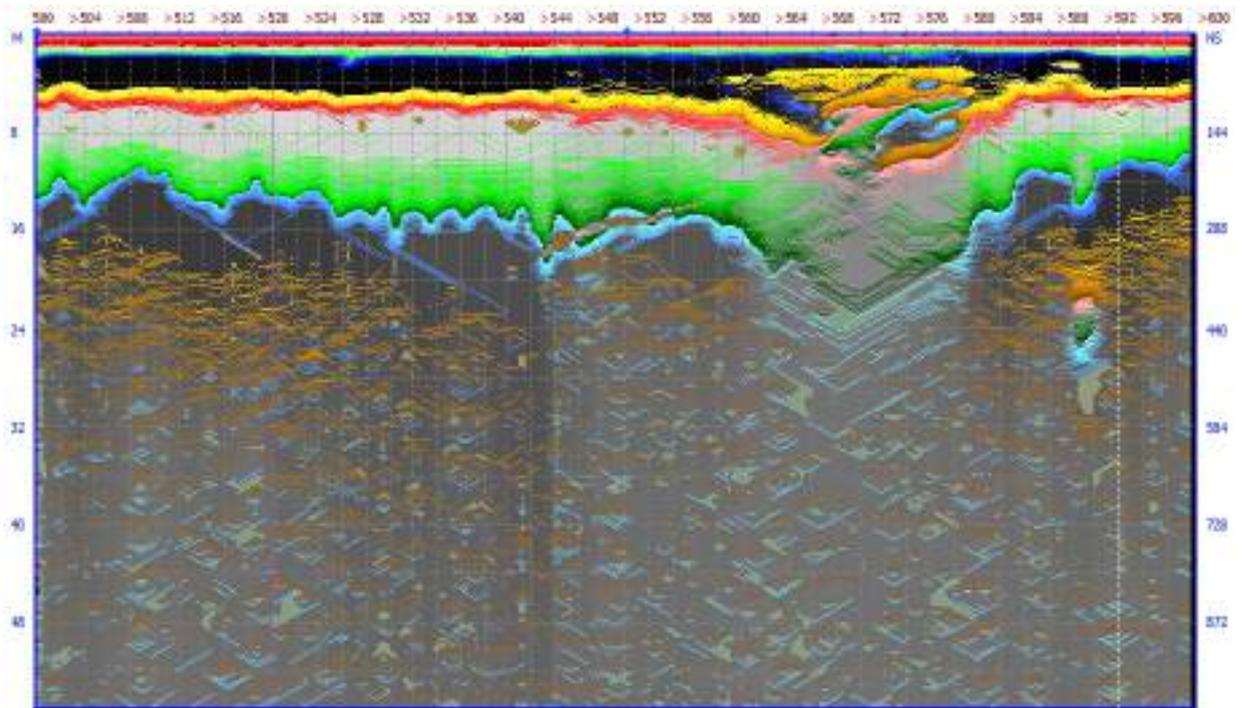
Горизонтальная шкала 40-132 м.

Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



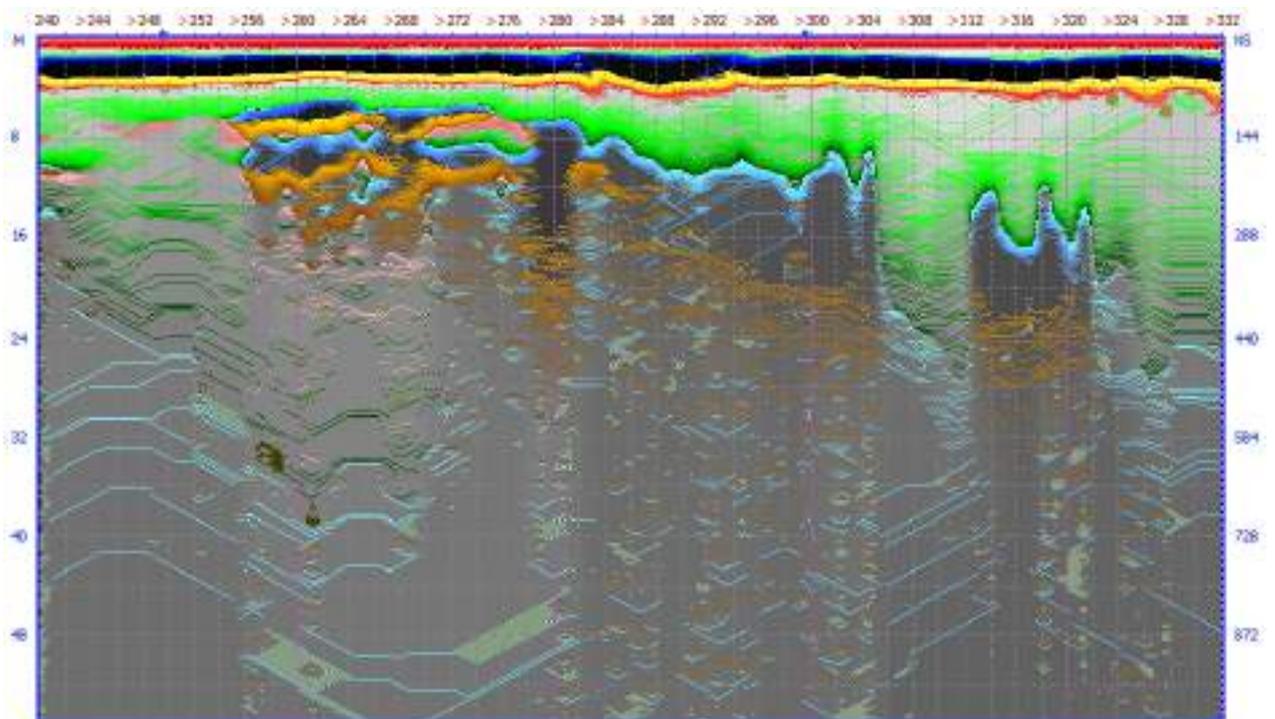
Горизонтальная шкала 160-252 м.

Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

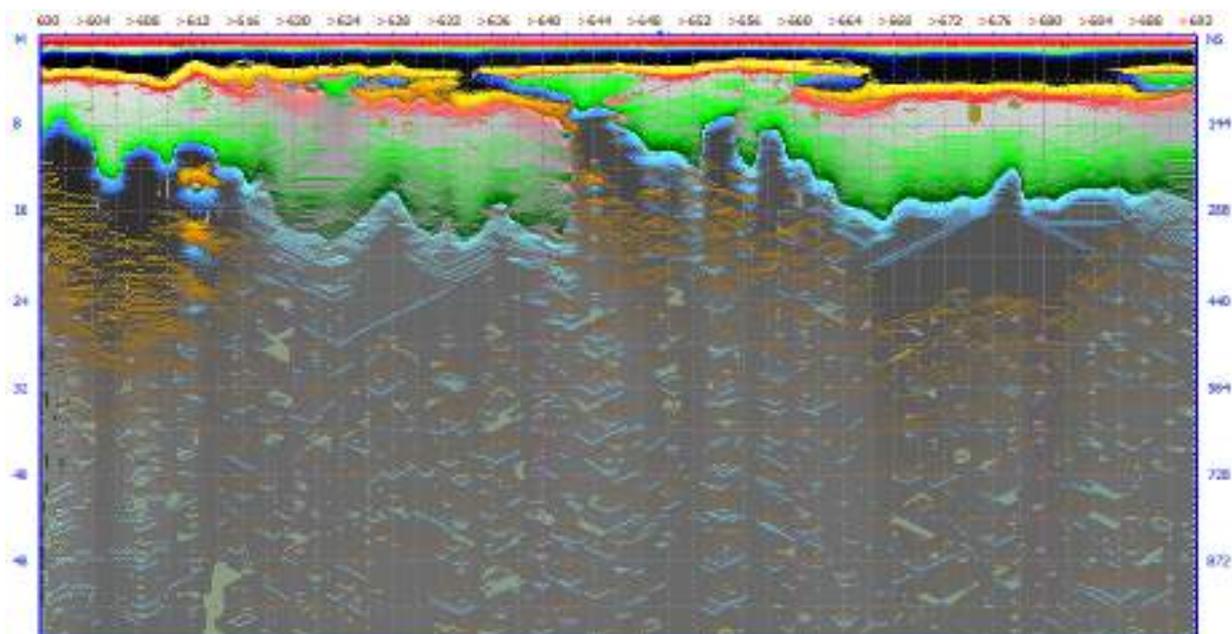


Горизонтальная шкала 500-596 м.
 Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.9 – Профиль 5 (участок II)

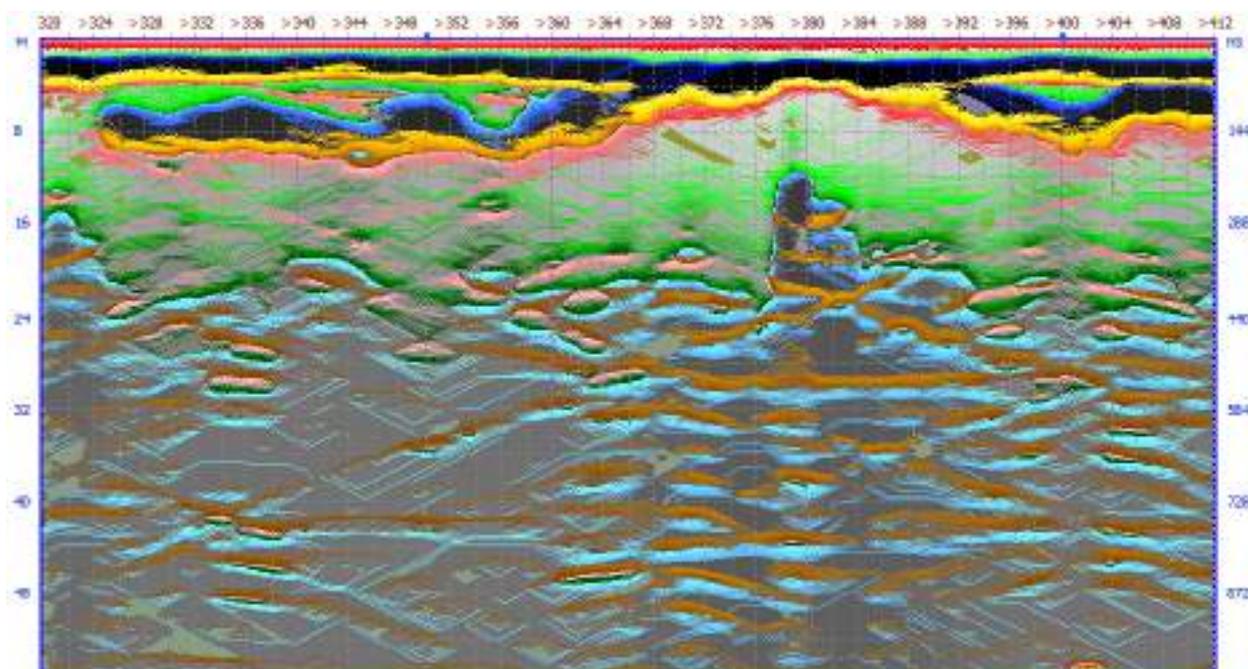


Горизонтальная шкала 240-332 м.
 Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот



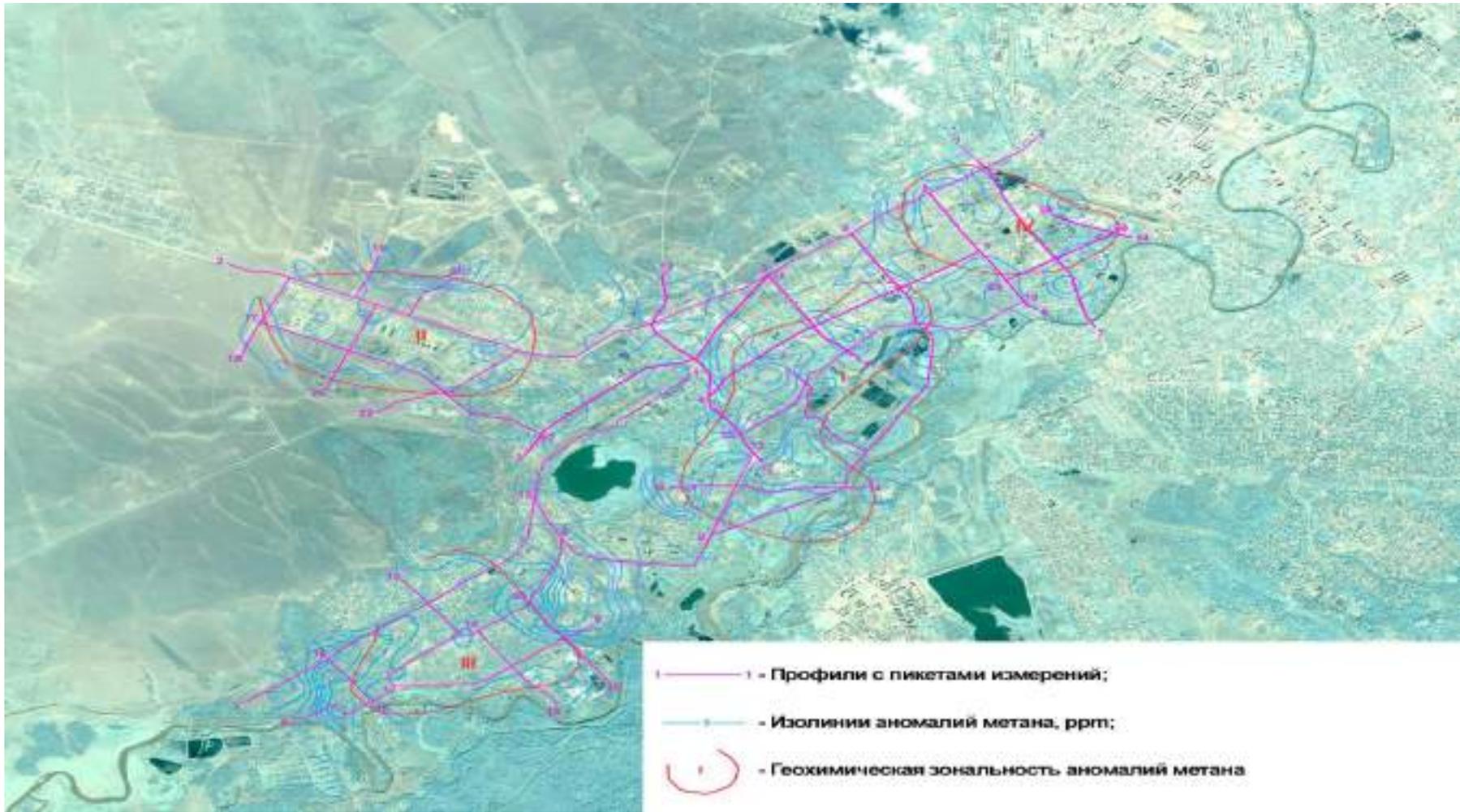
Горизонтальная шкала 600-692 м.
 Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

В 3.10 Профиль 6 (участок II)

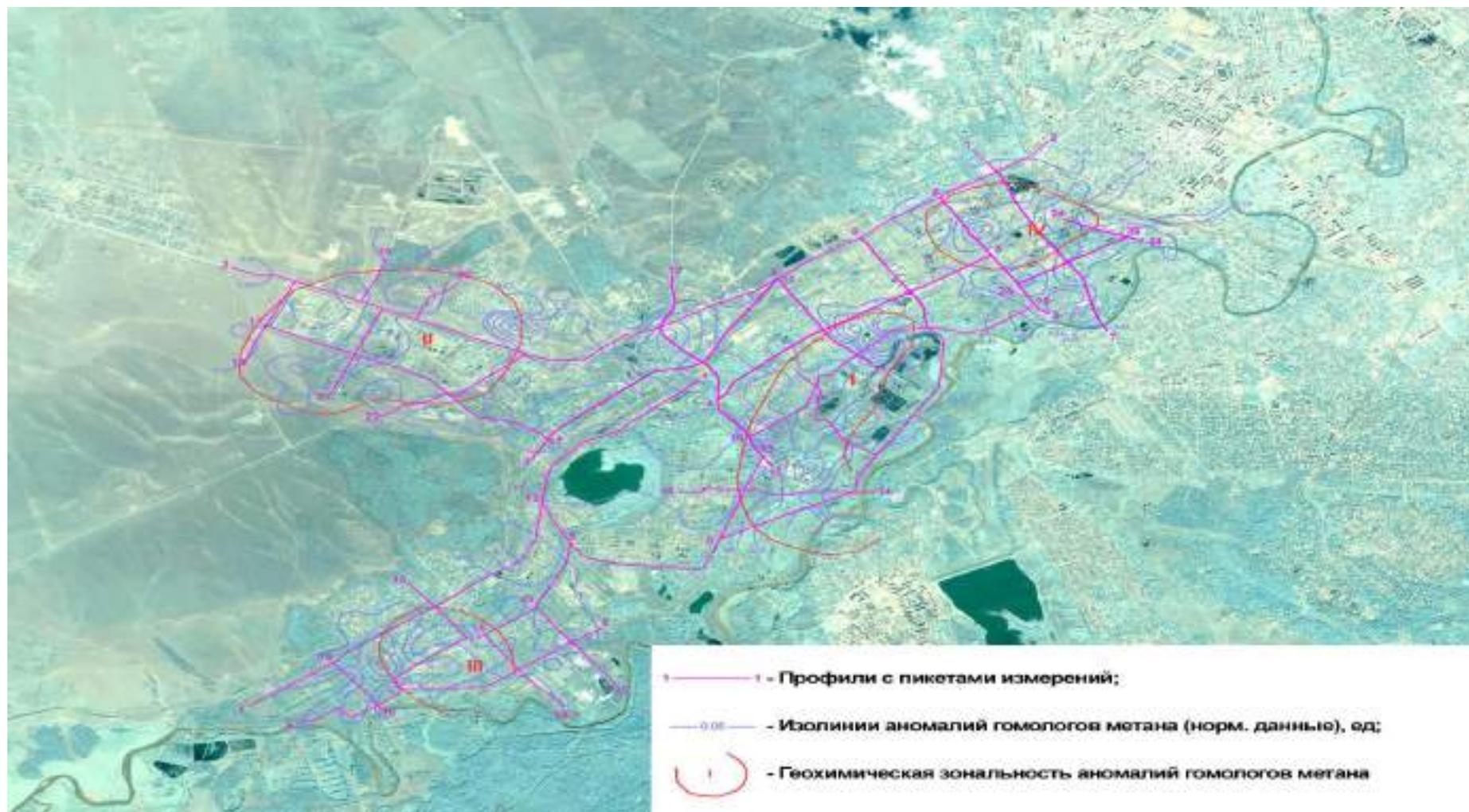


Горизонтальная шкала 320-412 м.
 Представление в макс. амплитуд, фильтры низких частот

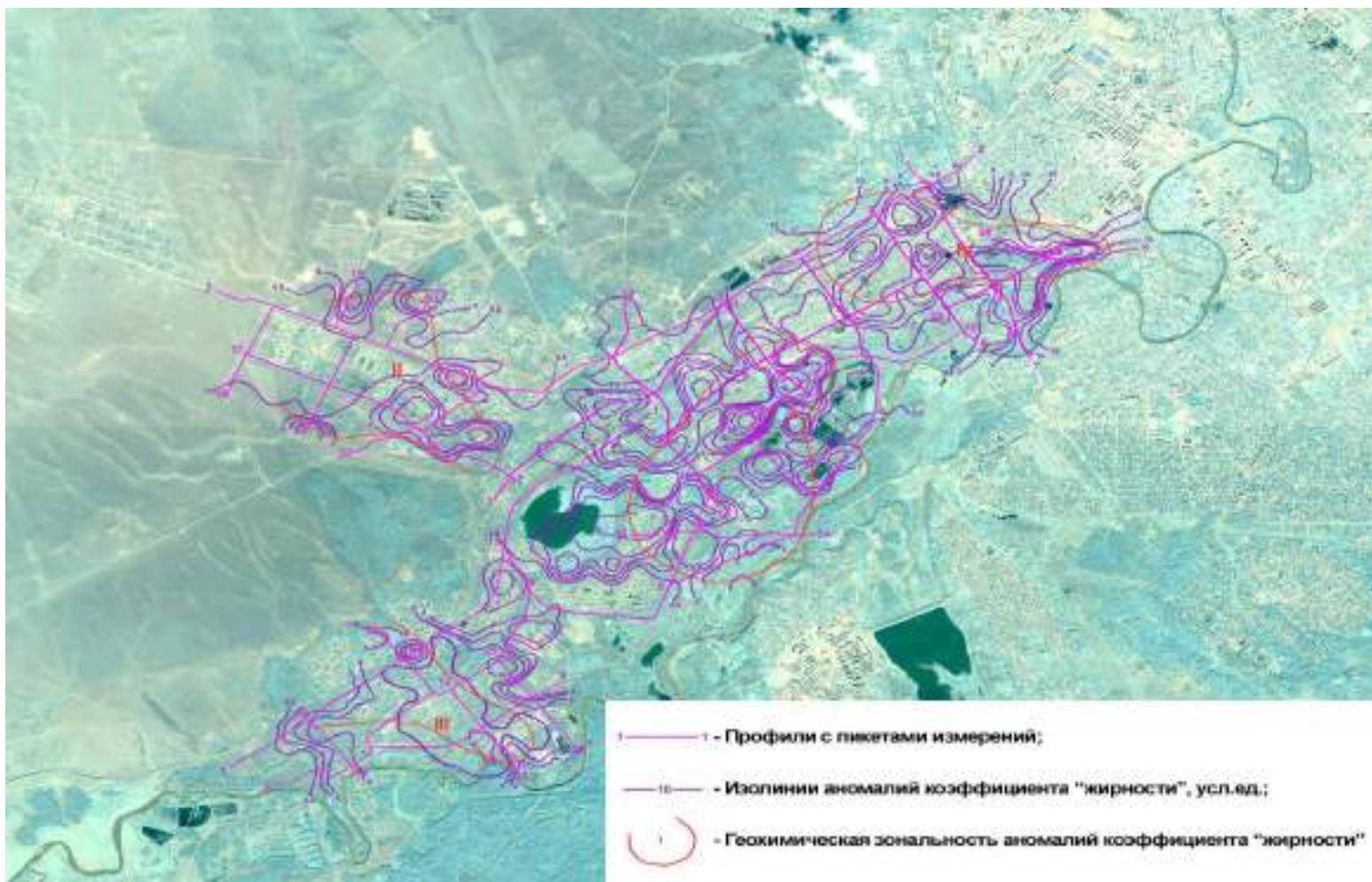
ПРИЛОЖЕНИЕ Г



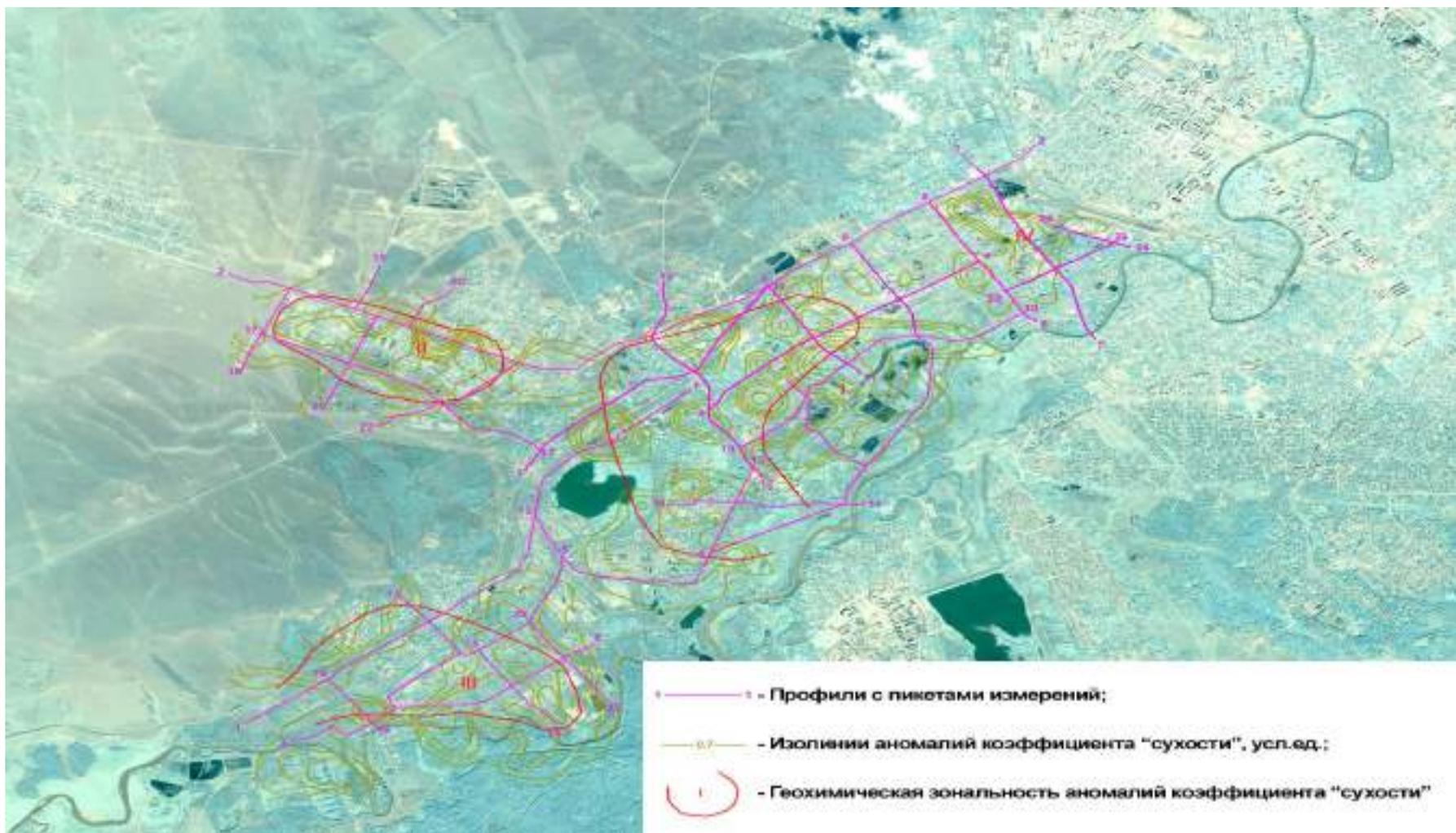
Г 1 – Фотосхема аномалий метана



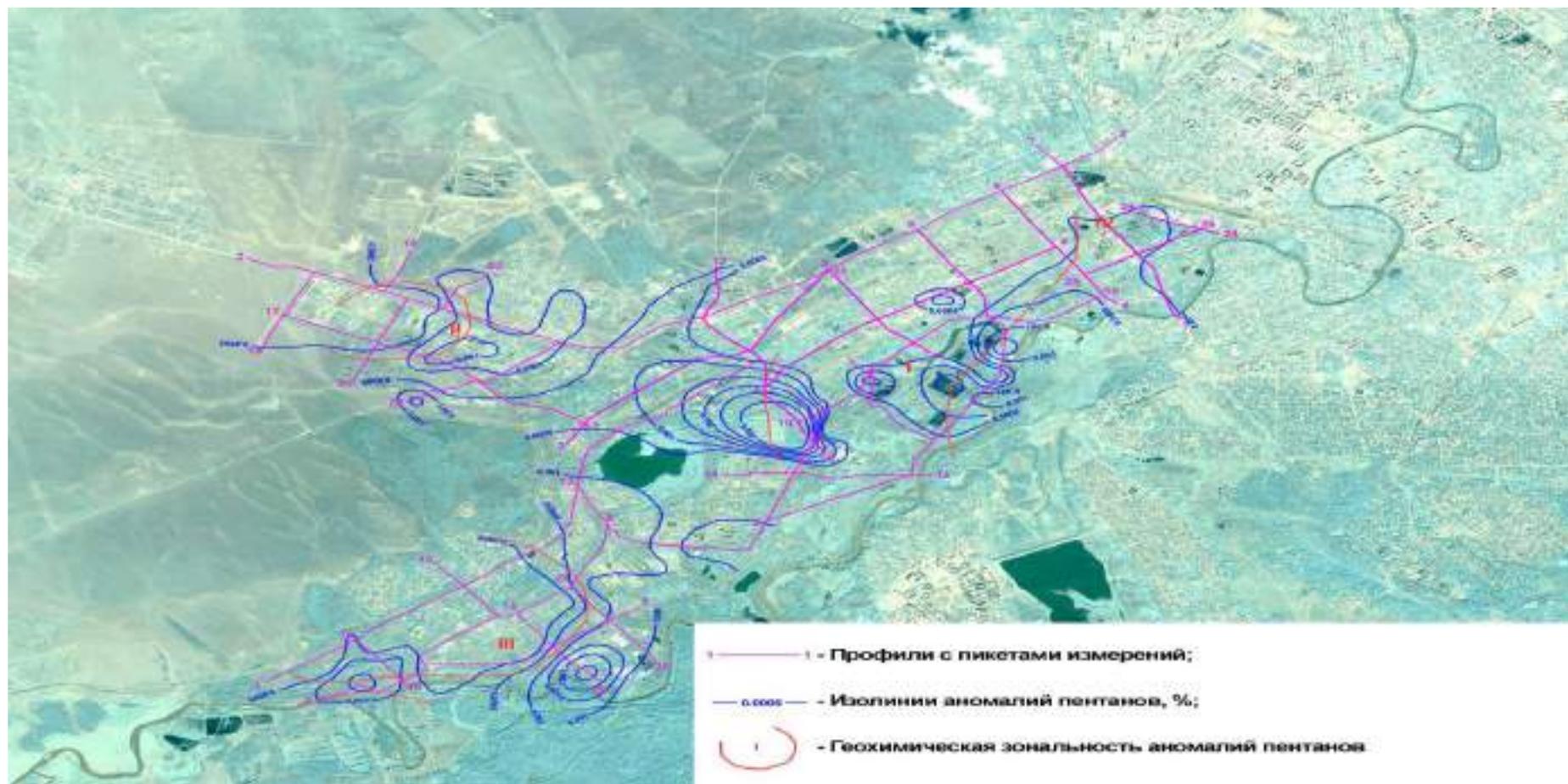
Г 2 – Фотосхема аномалий гомологов метана



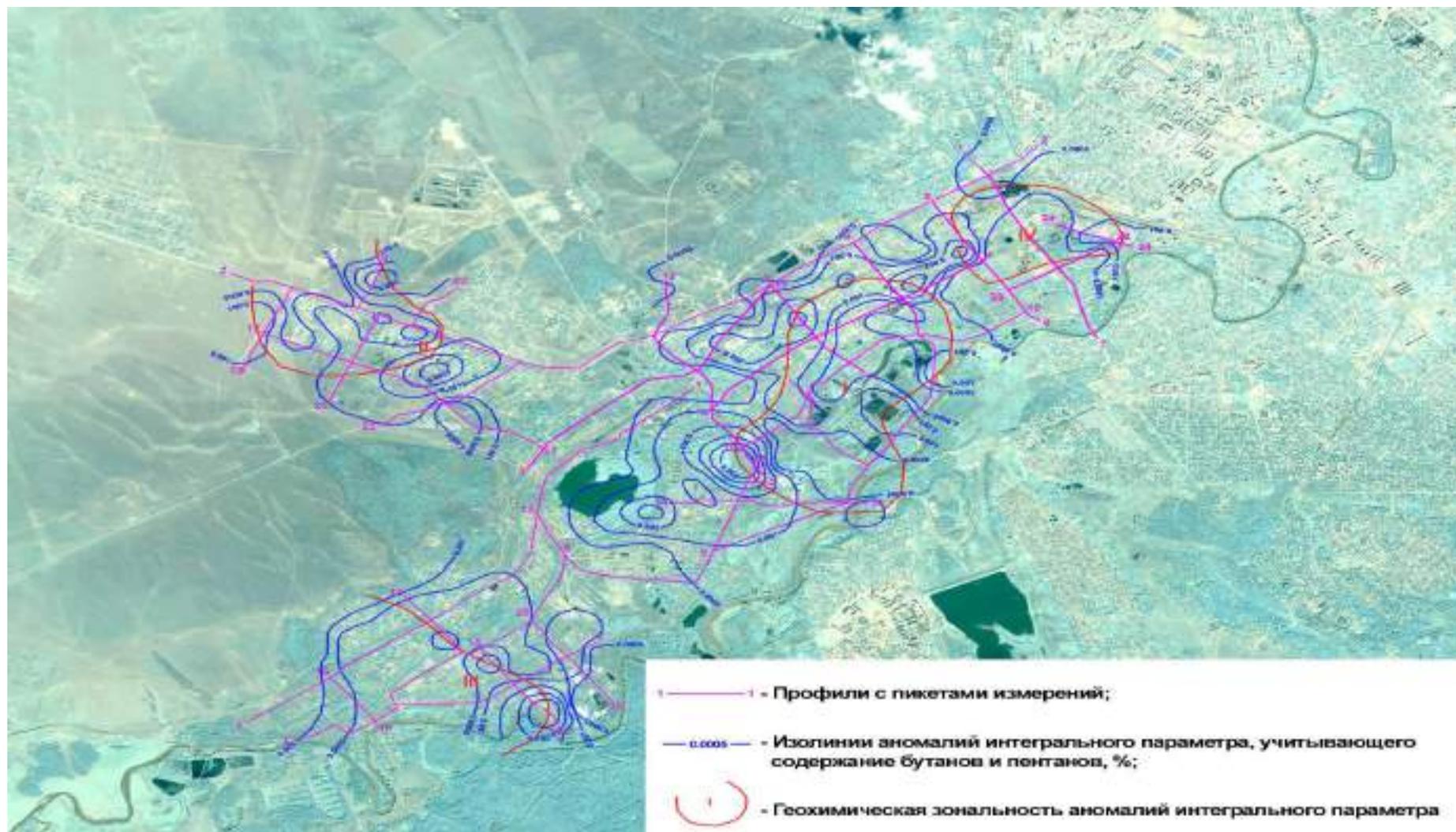
Г 3 – Фотосхема коэффициента «жирности» углеводородов газов



Г 4 – Фотосхема коэффициента «сухости» углеводородов газов



Г 8 – Фотосхема аномалий пентанов



Г 9 – Интегральная фотосхема аномалий бутанов и пентанов



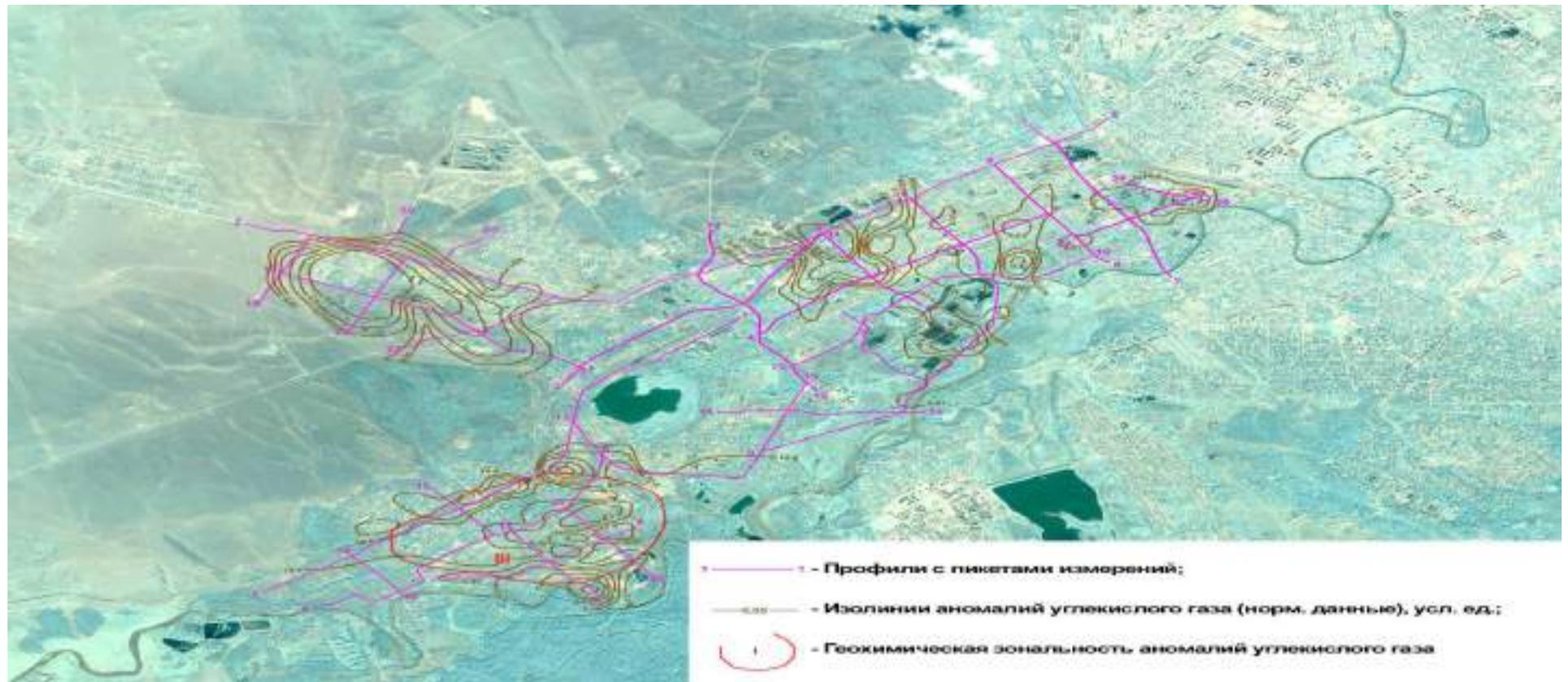
В 10 – Фотосхема аномалий радиоактивных газов



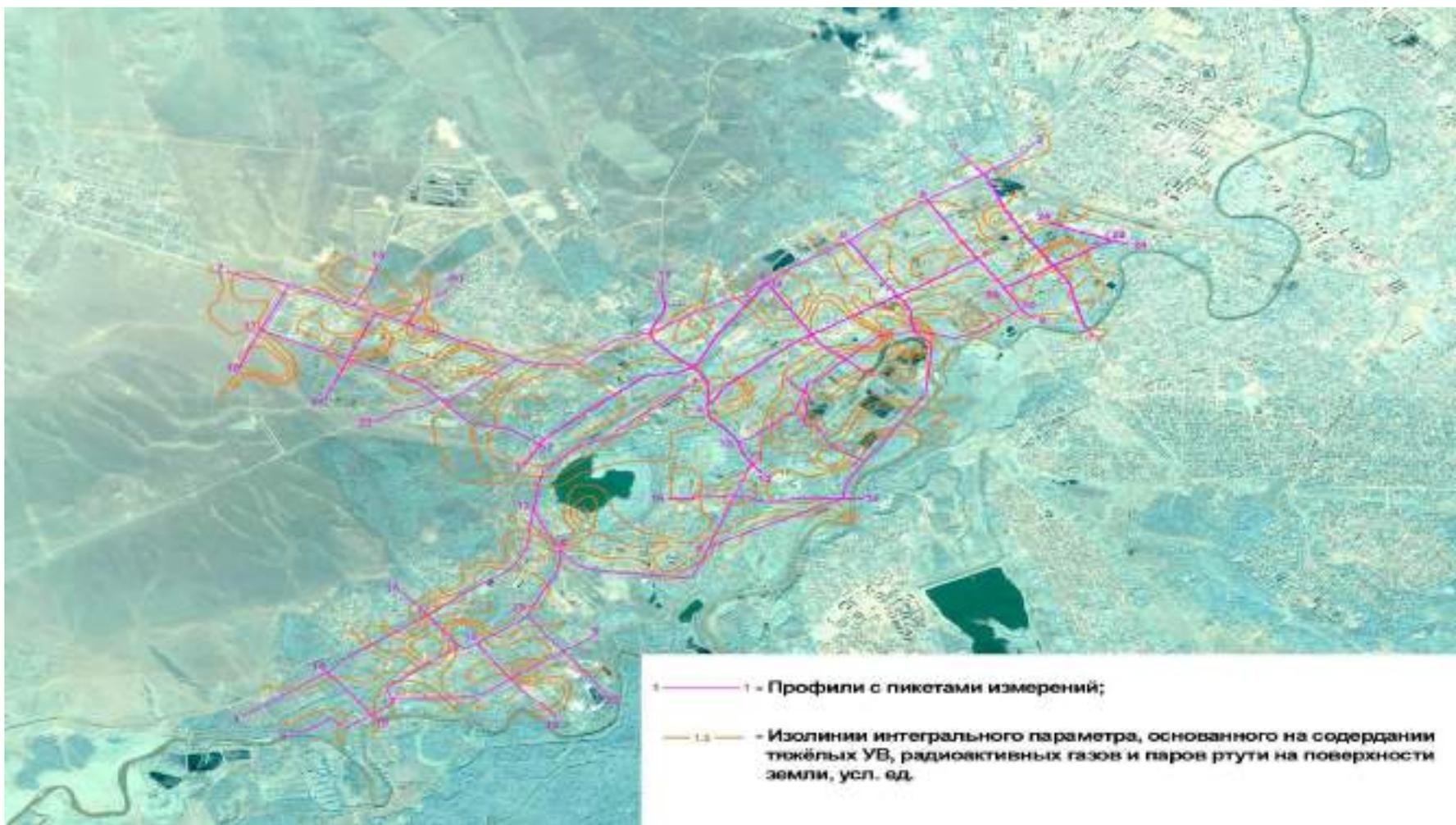
Г 11 – Фотосхема аномалий паров ртути



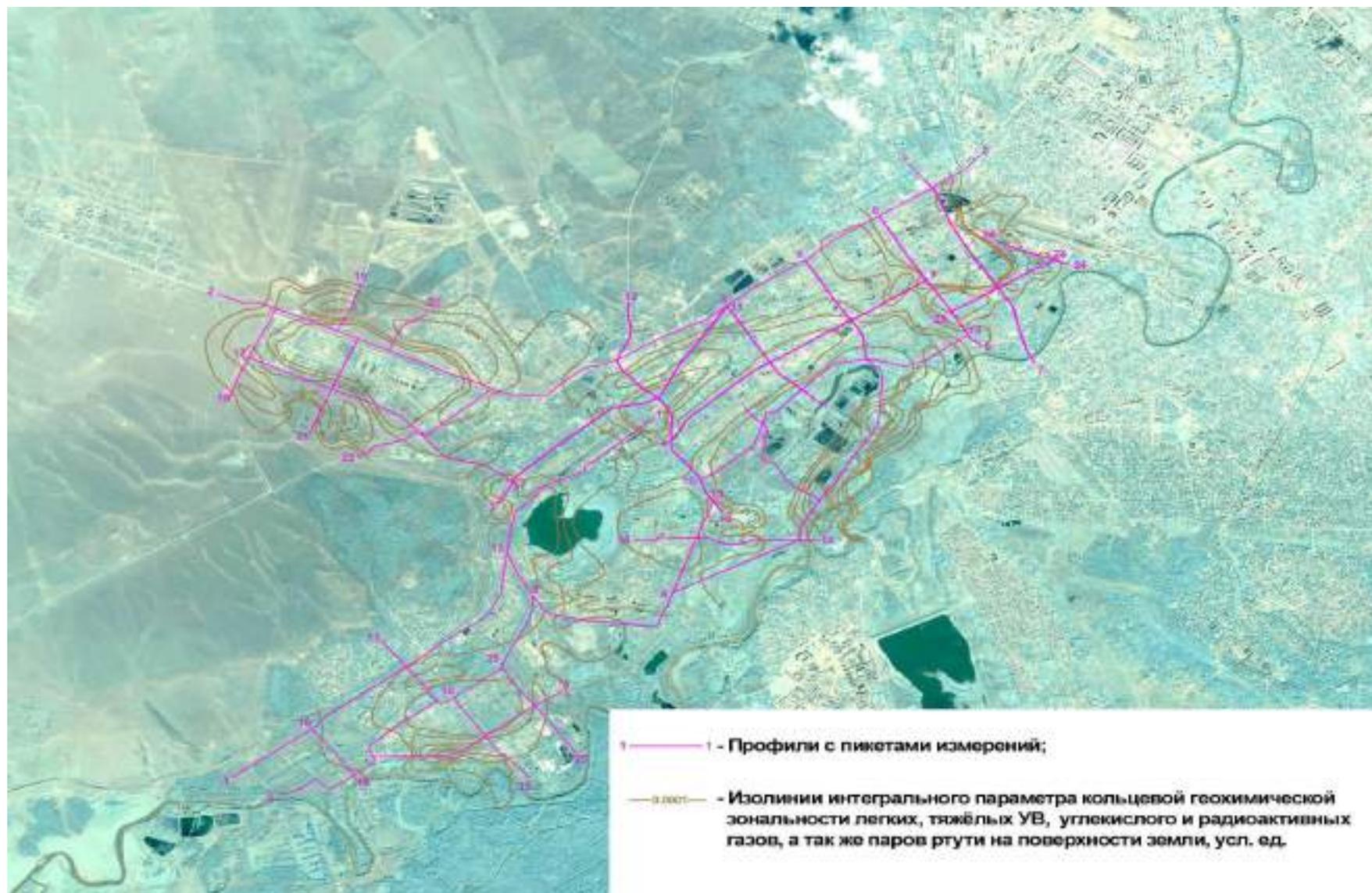
Г 12 – Фотосхема аномалий сероводорода



Г 13 – Фотосхема аномалий углекислого газа



Г 14 – Совмещенная фотосхема геохимической зональности и интегрального газового параметра



Г 15 – Интегральная фотосхема геохимической зональности



Г 16 – Схема прогнозных перспективных участков

Условные обозначения:

1 – перспективные участки и их площадь; 2– профили с пикетами измерений; 3 – реки; 4 – водоемы