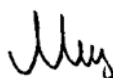


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Мингалева Татьяна Андреевна



КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ МАЛОГЛУБИННОЙ ГЕОФИЗИКИ
ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ УЧАСТКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГРУНТОВ
НЕФТЕПРОДУКТАМИ НА ТЕРРИТОРИЯХ НЕФТЕХРАНИЛИЩ

Специальность 1.6.9. Геофизика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук, профессор
Егоров А.С.

Санкт-Петербург – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ, ИСПЫТЫВАЮЩИХ ИНТЕНСИВНЫЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ	12
1.1 Влияние грунтовых условий на миграцию нефтепродуктов	12
1.2 Закономерности миграции нефтяного загрязнения в грунтах	15
1.3 Факторы, определяющие результаты геофизических исследований на территориях, загрязненных легкими нефтепродуктами	18
1.4 Информативность геофизических методов в исследованиях территорий, загрязнённых нефтепродуктами	26
1.5 Выводы по Главе 1	37
ГЛАВА 2 ИНФОРМАТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ	39
2.1 Физические предпосылки применения комплекса методов.....	39
2.2 Информативность электроразведочных методов	40
2.2.1 ВЭЗ	40
2.2.2 Электротомография	42
2.2.3 Корреляции УЭС–НФП.....	45
2.2.4 Метод естественного электрического поля	59
2.3 Информативность сейсморазведки	60
2.4 Информативность газогеохимических исследований.....	62
2.5 Информативность комплекса геофизических методов.....	64
2.6 Выводы по Главе 2	65
ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОБРАБОТКИ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ СТРУКТУР ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....	67
3.1 Технологическая схема комплексных исследований.....	67
3.2 Особенности обработки и интерпретации геофизических данных на территориях, загрязнённых нефтепродуктами.....	69
3.2.1 Электротомография и ВЭЗ.....	69
3.2.2 Метод естественного поля	73
3.2.3 МПВ и MASW	75
3.3 Комплексная интерпретация данных	78

3.3.1 Пример комплексного анализа геофизических и геохимических данных в пределах нефтебазы в Самарской области	78
3.3.2 RGB-синтез и структурно-вещественное районирование	83
3.4 Гидрогеологическое моделирование миграции нефтепродуктов.....	88
3.5 Физическое моделирование нефтепродуктового загрязнения.....	98
3.5.1 Натурные наблюдения потенциала естественного электрического поля на участке нефтепродуктового загрязнения.....	98
3.5.2 Изучение миграции нефтепродуктов на лабораторной модели речной террасы	101
3.6 Математическое моделирование миграции нефтепродуктов	105
3.6.1 Геоэлектрическое моделирование загрязнённых разрезов.....	105
3.6.2 Математическое моделирование геоэлектрического проявления загрязнённых нефтепродуктами грунтов в мониторинговом режиме	112
3.6.3 Моделирование волновых полей.....	115
3.7 Мониторинговая интерпретация геофизических и газогеохимических данных.....	124
3.8 Выводы по Главе 3	127
ГЛАВА 4 ОБОБЩЕННАЯ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОРЕОЛОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЕБАЗ ВОЛЖСКОГО БАССЕЙНА	129
4.1 Инженерно-геологическое и гидрогеологическое строение исследуемых участков	129
4.1.1. Особенности геологического строения участка, расположенного в Ярославской области.....	129
4.1.2 Особенности геологического строения участка, расположенного в Самарской области	131
4.2 Геофизические особенности нефтезагрязнённых разрезов.....	134
4.2.1 Схема и методика электроразведочных работ методом сопротивлений.....	134
4.2.2 Геоэлектрическое строение нефтезагрязнённых разрезов.....	136
4.2.3 Геоэлектрические проявления различных типов загрязнения	144
4.2.4 Проявление загрязнения в сейсморазведке	146
4.2.5 Геоэлектрохимические и газогеохимические проявления загрязнения	153
4.2.6 Обобщённые петрофизические признаки загрязнённых грунтов	159
4.3 Типизация ареалов загрязнения	160
4.4 Обобщённая физико-геологическая модель нефтезагрязнённых речных террас	162
4.5 Выводы по Главе 4	166
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	168
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	170
СПИСОК ТЕРМИНОВ	172

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	173
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт о внедрении результатов диссертации в деятельность ООО «Технотерра»	184
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	186

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Грунты и грунтовые воды на урбанизированных территориях, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и хранением нефтепродуктов, подвержены интенсивному антропогенному воздействию. Одним из основных загрязнителей природной среды являются нефть и нефтепродукты – стойкие токсичные вещества 3 и 2 классов опасности [6, 9].

Неконтролируемые утечки нефтепродуктов в природную среду происходят на всех этапах обращения с жидкими углеводородами. Наиболее активными загрязнителями являются распределительные и перевалочные нефтебазы – комплексы, включающие резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов, сливно-наливные и раздаточные устройства, технологические трубопроводы. По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации утечки нефтепродуктов из резервуарных парков могут составлять 0,5–2 % от величины их годового оборота.

Как правило, нефтебазы располагаются в морских и речных портах, на железнодорожных магистралях и на трассах магистральных нефтепроводов. Большинство резервуарных парков, как и нефтеперерабатывающие заводы, расположены на берегах крупных рек и их притоков. Это связано с тем, что в период их строительства, в конце XIX – первой половине XX века, транспортировка наливных грузов, главным образом, осуществлялась речным транспортом. Длительное воздействие нефтепродуктов на геологическую среду и, в частности, на подземные воды – источники водоснабжения населённых пунктов – представляет серьёзную опасность. Помимо загрязнения гидросферы происходит интоксикация почвенного покрова, что приводит к ухудшению условий существования флоры и фауны территорий и другим необратимым изменениям природной среды.

Поэтому сегодня значительное внимание природопользователей обращено на проблемы, связанные с загрязнением экосистем нефтепродуктами и последующей рекультивацией загрязнённых территорий. Сведения о глубине и площади распространения нефти и нефтепродуктов в результате разливов и подземных утечек, объёме загрязнителя принципиально важны при проведении экологической экспертизы территории, планировании мер её реабилитации и очистки, изучении возможностей повторного извлечения продукта. Для решения подобных задач требуется комплексное использование современных методов исследования геологической среды, позволяющих выявлять, картировать и контролировать развитие нефтепродуктового загрязнения.

Объектом исследований в представляемой работе являются загрязнённые нефтепродуктами песчано-глинистые аллювиальные отложения речных террас крупных прибрежных нефтебаз. При этом принципиальное значение имеет изучение особенностей

геологического строения аллювиальных грунтов и режима подземных вод в пределах обширных площадей, окружающих нефтебазы. Имеющийся опыт режимных наблюдений свидетельствует о том, что характер загрязнения окружающей геологической среды динамично меняется. Это означает, что необходимо изучать не только пространственное распределение компонентов загрязнения, но и их изменение во времени. Для решения данной задачи требуется привлечение геологической и гидрогеологической информации, использование комплекса геофизических методов, разработка моделей загрязнения и оценка параметров миграции, преобразования и аккумуляции нефтепродуктов.

Степень разработанности темы исследования

Для решения задач изучения нефтепродуктового загрязнения давно и успешно используются различные методы разведочной геофизики. В работах И.Н. Модина, С.В. Шакуро, В.А. Шевнина, М.Г. Пустозерова, А.А. Рыжова, William A. Sauck, Abdel Aal G., Atekwana E.A., Flores Orozco и других российских и зарубежных исследователей представлены результаты геофизических исследований территорий, загрязнённых гравитационно-подвижными нефтепродуктами. Отдельное направление составляют исследования нефтебаз, расположенных на берегах крупных рек, выполненные Мироненко В.А., Харьковским К.С., Шатковской Р.М. и Устиновой Г.В., Шакуро С.В.

Вместе с тем существующие исследования показывают, что факторы, влияющие на формирование нефтепродуктового загрязнения, весьма многообразны и проявляются в геофизических полях с различной интенсивностью. Значительное влияние оказывают литологическое строение разреза, гидрогеологические условия, процессы миграции и биodeградации нефтепродуктов. В связи с этим для каждой территории требуется индивидуальный выбор комплекса геофизических методов, методик обработки и интерпретации данных. Недостаточно изученными остаются вопросы комплексирования методов малоглубинной геофизики, оценки пространственно-временной структуры загрязнения и построения обобщённых моделей нефтепродуктового загрязнения прибрежных нефтебаз.

На кафедре геофизики Санкт-Петербургского горного университета выполняются исследования, направленные на изучение нефтепродуктового загрязнения геологической среды методами электроразведки, сейсморазведки и газогеохимии. В работах С.В. Шакуро и сотрудников кафедры разработаны подходы к интерпретации геофизических данных на территориях нефтебаз, исследованы особенности миграции нефтепродуктов в аллювиальных отложениях и предложены методы комплексной интерпретации результатов наблюдений. Настоящая работа является развитием данных исследований и направлена на обоснование комплекса методов малоглубинной геофизики для выявления, картирования и анализа пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения.

Объектом исследований являются песчано-глинистые аллювиальные отложения, слагающие зону аэрации и верхнюю часть первого от поверхности водоносного горизонта речных террас Волжского бассейна, расположенных в пределах территорий нефтехранилищ/нефтебаз.

Предметом исследований являются закономерности локализации и пути миграции гравитационно-подвижных нефтепродуктов в районах расположения нефтебаз Волжского речного бассейна.

Цель работы - разработка и обоснование рационального комплекса методов малоглубинной геофизики для выявления, картирования и оценки пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения в районах расположения нефтебаз.

Идея работы заключается в том, что достоверное выявление, картирование и анализ пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения на территориях прибрежных нефтебаз могут быть обеспечены за счёт комплексирования методов малоглубинной геофизики, учитывающего особенности геологического строения аллювиальных отложений, гидрогеологические условия, процессы миграции и биodeградации нефтепродуктов, а также результаты физического и математического моделирования формирования геофизических аномалий.

Задачи исследования

1. Научное обобщение результатов отечественных и зарубежных малоглубинных геофизических исследований, нацеленных на изучение нефтепродуктового загрязнения.
2. Обработка данных полевых геофизических исследований, полученных на территориях нефтебаз, и их комплексная геологическая интерпретация;
3. Математическое и лабораторное моделирование нефтепродуктового загрязнения, изучение характера изменения его параметров в пространстве и времени на имитационных разрезах и схемах.
4. Обоснование рационального набора геофизических методов, методики полевых работ и камеральной обработки полученных данных.
5. Разработка обобщенной модели нефтепродуктового загрязнения Волжского речного бассейна на примере прибрежных нефтебаз, расположенных в Ярославской и Самарской области.
6. Оценка параметров миграции загрязнения на основе мониторинговых геофизических исследований территорий, длительное время загрязненных легкими нефтепродуктами.

Научная новизна

1. На основании геофизических данных и лабораторных исследований керна изучены петрофизические особенности различных типов дисперсных грунтов, свободных от загрязнения

и аккумулировавших нефтепродукты. На основании этих результатов разработана обобщенная физико-геологическая модель.

2. Разработана и обоснована методика проведения комплекса геолого-геофизических исследований площадей, загрязнённых нефтепродуктами, основанная на проведении полевых исследований, обработке, интерпретации данных отдельных методов и комплексной интерпретации результатов электроразведочных, сейсморазведочных и геохимических данных с целью изучения геологических, гидрогеологических характеристик разреза речной террасы и картины миграции нефтепродуктов.

3. Разработан алгоритм синтезированного анализа разнородных геофизических данных, позволяющий эффективно идентифицировать и локализовать участки, загрязненные нефтепродуктами.

4. На основе комплексного анализа электроразведочных, сейсморазведочных и газогеохимических данных разработан подход к реконструкции пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения, позволяющий выделять зоны поступления, миграции и вторичного накопления загрязнителя.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 1.6.9. Геофизика по пунктам:

18. Использование геолого-геофизических данных для построения цифровых геологических, гидродинамических, геодинамических и иных моделей геологической среды и месторождений.

24. Теоретическое и экспериментальное исследование связей петрофизических и физических свойств горных пород с результатами измерения геофизических полей.

27. Применение геофизических методов при решении экологических задач и мониторинге состояния окружающей среды.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Предложен новый, дополненный и обобщенный подход к проведению геофизических работ при исследовании территорий, длительное время загрязненных нефтепродуктами, основанный на использовании разработанной технологической схемы обработки и интерпретации комплекса геофизических данных и обобщенной физико-геологической модели нефтяных баз Волжского речного бассейна.

2. Полученные результаты могут использоваться при составлении проектов рекультивации на объектах хранения нефтепродуктов, при составлении программ мониторинга компонентов природной среды на объектах транспортировки и хранения нефтепродуктов, для

оптимизации процессов и снижения стоимости работ по поиску и локализации углеводородных загрязнений на территориях длительно эксплуатируемых нефтебаз.

3. Предложен алгоритм RGB-синтеза для комплексной интерпретации данных сейсмических методов, реализованный в программе для ЭВМ (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021616804, Приложение Б).

4. Практическая значимость работы подтверждается внедрением результатов диссертационного исследования в деятельность компании ООО «Технотерра» (акт внедрения от 05.12.2022 г., Приложение А).

Методология и методы исследований

1. Теоретический анализ факторов, способных влиять на результаты геофизических исследований.

2. Сравнение существующих подходов к изучению загрязненных нефтепродуктами участков методами малоглубинной геофизики, обобщение результатов, на основе которых в дальнейшем формулировались выводы для целевых участков.

3. Комплекс лабораторных экспериментов: изучение закономерностей распространения нефтепродуктов (смеси нефти и керосина) в моделируемой среде, моделирование естественных полей над загрязненными участками.

В процессе исследований использованы результаты полевых геофизических исследований, выполненных методами: естественного поля, сопротивлений (ВЭЗ и электротомография), сейсморазведки МПВ, газогеохимии. Для обработки и количественной интерпретации полевого материала, а также математического моделирования, применялись пакеты программ Zond (ZondRes2D, ZondST2D), ВЭЗ Мастер, Surfer, MODFlow.

Положения, выносимые на защиту

1. Опыт научно-производственных исследований нефтебаз Волжского бассейна в сочетании с комплексом лабораторного и физико-математического имитационного моделирования расслоенных разрезов речных террас, загрязненных нефтепродуктами, обосновывает высокую петрофизическую контрастность основных литолого-стратиграфических горизонтов и различных типов загрязнения грунтов нефтяными продуктами и информативность применения для их изучения комплекса электроразведочных (вертикальное электрическое зондирование, электротомография, метод естественного поля), сейсморазведочных (метод преломленных волн, многоканальный анализ поверхностных волн) съемок и результатов газогеохимии.

2. Разработанная технологическая схема обработки и интерпретации комплекса геофизических данных обеспечивает изучение структурно-вещественных параметров разреза речной террасы Волжского бассейна. Для выявления особенностей загрязнения и характера

миграции нефтепродуктов в грунтах технология дополняется данными газогеохимической съёмки и результатами повторных геофизических наблюдений.

3. Обобщенная модель районов нефтяных баз Волжского речного бассейна характеризуется наличием трех петрофизически контрастных горизонтов: 1) зона аэрации, выполненная насыпными грунтами и песками; 2) слой суглинков; 3) водонасыщенный слой песков. На этом фоне развиваются такие типы загрязнений, как: верхний ареал, приуроченный к основанию нефтеналивных резервуаров; ареал загрязнения над безнапорным водоносным горизонтом; ареал просачивания в гидрогеологическом окне водоупорного слоя; ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта.

Степень достоверности результатов исследования, приведенных в диссертации, основана на непротиворечивости авторских моделей и технологий заключениям наиболее авторитетных научных публикаций, суммирующих опыт многолетних исследований в этой области, на результатах комплексных геофизических исследований двух нефтебаз Волжского речного бассейна. Дополнительную аргументацию авторских разработок обеспечивают результаты лабораторного и математического моделирования разрезов, карт и схем, имитирующих изучаемые природные объекты.

Апробация результатов проведенного исследования проведена на 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных: 15-й юбилейной научно-практической конференции и выставке «Инженерная и рудная геофизика 2019» (22–26 апреля 2019 г., г. Геленджик); 18-й научно-практической конференции и выставке «Инженерная и рудная геофизика 2022» (5-8 сентября 2022 г., г. Геленджик); 49-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского - В.Н. Страхова «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей» (23-27 января 2023 г., г. Екатеринбург); 19-й научно-практической конференции и выставке «Инженерная и рудная геофизика 2023» (15-19 мая 2023 г., г. Санкт-Петербург); Всероссийской научно-практической конференции «Геология и полезные ископаемые Западного Урала» (23-24 мая 2023 г., г. Пермь).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования; анализе отечественных и зарубежных публикаций по проблеме нефтепродуктового загрязнения геологической среды и применения методов малоглубинной геофизики для его изучения; участии в полевых геофизических исследованиях на территории нефтебазы в Ярославской области; обработке и интерпретации данных электротомографии, метода естественного электрического поля; выполнении лабораторных исследований и физического моделирования; разработке и реализации математических моделей миграции нефтепродуктов; построении геофизических, гидрогеологических и пространственных моделей загрязнения; разработке технологии комплексной интерпретации геофизических данных и обобщённой модели

нефтепродуктового загрязнения; формулировании основных научных положений, выводов и практических рекомендаций.

Публикации

Результаты диссертационной работы в полной мере освещены в 9 печатных работах (пункты списка литературы №№ 16 – 24), в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (пункт списка литературы №30, Приложение Б).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 главы с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего 129 наименований, и 2 приложения. Диссертация изложена на 186 страницах машинописного текста, содержит 106 рисунков и 10 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность за неоценимую помощь и поддержку на всех этапах подготовки диссертационной работы научному руководителю д.г.-м.н., профессору А.С. Егорову; благодарит преподавателей и сотрудников кафедры за обсуждение материалов диссертации и критические замечания к работе; к.г.-м.н., доцента кафедры геофизики Н.П. Сенчину за помощь в проведении лабораторных исследований и поддержку на всем пути написания диссертации; к.т.н., доцента кафедры геофизики, Г.Д. Горелика за помощь в проведении экспериментов; генерального директора ООО «Фронт Геология» С.В. Шакуро за предоставленные материалы, критические замечания к работе и помощь в редактировании текста.

ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ, ИСПЫТЫВАЮЩИХ ИНТЕНСИВНЫЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Территории нефтебаз и нефтехранилищ часто располагаются в пределах речных долин и надпойменных террас, характеризующихся сложным литолого-гидрогеологическим строением. Типичный разрез таких территорий представлен чередованием песчаных, супесчаных и суглинистых отложений различной мощности, сформированных в результате аллювиальных процессов.

В верхней части разреза обычно располагается зона аэрации, представленная преимущественно песками и супесями, в пределах которой возможно формирование локальных водоупорных прослоев и верховодки. Ниже залегает первый от поверхности водоносный горизонт, связанный с грунтовыми водами. В основании разреза нередко присутствуют слабопроницаемые суглинистые или глинистые отложения, ограничивающие вертикальную миграцию подземных вод и загрязняющих веществ [28].

При попадании нефтепродуктов в грунтовый массив их распространение определяется не только физико-химическими свойствами загрязнителя, но и особенностями строения разреза. Наличие нескольких гидрогеологических уровней, локальных водоупоров, капиллярной каймы и зон повышенной проницаемости приводит к формированию сложной пространственной структуры загрязнения. В результате в разрезе могут одновременно существовать зоны остаточного нефтенасыщения в грунтах зоны аэрации, линзы свободного нефтепродукта вблизи уровня грунтовых вод, растворённая фаза в водоносном горизонте и газовая фаза в приповерхностной части разреза [28; 122].

Указанные особенности определяют закономерности миграции нефтепродуктов и характер изменения физических свойств геологической среды, регистрируемых геофизическими методами. Поэтому при анализе процессов нефтепродуктового загрязнения необходимо учитывать строение речных террас, являющихся наиболее распространённой геологической средой размещения объектов хранения нефтепродуктов.

1.1 Влияние грунтовых условий на миграцию нефтепродуктов

Нефтепродукты при попадании в поровое пространство грунтов занимают часть этого пространства, образуя при этом трехфазную систему «вода – углеводород – воздух».

Прежде чем попасть в грунтовые воды, углеводороды мигрируют вертикально вниз по всей охватываемой ими области зоны аэрации. Здесь они могут задерживаться в результате адсорбции на поверхности минеральных зерен грунта и под действием капиллярных сил. По мере поступления в недра больших объемов нефтепродуктов они могут продолжать перемещаться дальше вниз в нижележащие слои зоны аэрации и в конечном итоге достигают грунтовых вод.

Когда нефтепродукты достигают капиллярной каймы и зеркала грунтовых вод, то начинают распространяться в горизонтальном направлении по направлению движения грунтовых вод. Образование углеводородных линз обычно происходит в грунтах с относительно низкой проницаемостью [28].

Различают две формы миграции нефтепродуктов:

— *активную*, при которой тело загрязнения перемещается самостоятельно под действием силы тяжести, что обычно происходит при поступлении в грунт значительных объёмов загрязнителя;

— *пассивную*, при которой нефтепродукты перемещаются совместно с потоком грунтовых вод при их поступлении в небольших количествах на уровень грунтовых вод.

Распространение нефтепродуктов с грунтовыми водами определяется уклоном и гидравлическим градиентом подземного потока, а также фильтрационной неоднородностью грунтов в зоне естественных колебаний уровня грунтовых вод, связанной с литологическими особенностями пород.

Выделяются следующие факторы и процессы, определяющие влияние грунтовых условий на миграцию нефтепродуктов.

Гранулометрический состав грунтов существенно влияет на глубину и характер миграции нефтепродуктов. Наличие слабопроницаемых прослоев может изменять направление миграции, а переслаивание грунтов различного состава снижает её скорость из-за различий капиллярного давления.

В грунтах с высоким содержанием глинистых частиц нефтепродукты проникают преимущественно по трещинам и ослабленным зонам. Исследования показывают, что в мелкодисперсных грунтах тяжелые фракции нефти обычно проникают на глубину 0,5–2,5 м, тогда как легкие могут распространяться по всей мощности зоны аэрации и достигать глубин более 10 м [28; 70].

Распределение углеводородов в грунтах также зависит от соотношения гравитационно-капиллярных и диффузионных процессов, а их накопление часто связано с геохимическими барьерами, например, с горизонтами, обогащенными органическим веществом.

Нефтепроницаемость грунтов определяется их пористостью, а также наличием капилляров, трещин и корневых ходов. Верхняя часть разреза обычно более пористая и трещиноватая, поэтому нефтепродукты могут практически полностью заполнять имеющиеся пустоты, формируя здесь повышенные концентрации загрязнителя.

Сорбционная способность песчано-глинистых грунтов, под которой понимается процесс захвата и удержания вещества минеральным скелетом грунта [10], определяет характер миграции углеводородов. В крупнодисперсных и трещиноватых грунтах (гравелистые

отложения, пески, супеси) нефтепродукты способны распространяться на значительные расстояния от источника загрязнения [7; 31], тогда как увеличение дисперсности и содержания органического вещества повышает сорбционную способность грунтов.

Существенное влияние на сорбцию оказывают трещиноватость и влажность. Развитая система пор и каналов способствует перемещению нефтепродуктов, тогда как повышение влажности снижает сорбционную способность грунтов из-за необходимости преодоления порогового давления в водонасыщенной среде.

В водонасыщенных грунтах удерживается лишь остаточное количество углеводородов. При превышении этого значения избыток нефтепродуктов вытесняется в вышележащие горизонты зоны аэрации, где формируются области повышенной концентрации загрязнителя. При меньшей насыщенности происходит растворение нефтепродуктов, однако их концентрация в подземных водах обычно не превышает 10 % от предела растворимости.

Процесс испарения наиболее интенсивно проявляется в приповерхностной части разреза, где грунты характеризуются низкой влажностью и активным газообменом [51; 53]. Миграция углеводородов в газовой фазе сопровождается конденсацией, сорбцией, разложением и частичным выделением компонентов нефтепродуктов в атмосферу [53].

Существенную роль в этом процессе играют диффузия и конвекция газов в зоне аэрации. Образующийся газ перемещается к поверхности грунтовых вод и смешивается с газами из водонасыщенной зоны, тогда как часть паров нефтепродуктов, проходя через зону аэрации, растворяется в воде и переносится вниз вместе с фильтратом.

Биодеградация проявляется в виде трансформации легких нефтепродуктов, происходящей преимущественно через их растворимую и сорбированную фазы. Нефтепродукты стимулируют развитие микроорганизмов, использующих углеводороды как источник энергии.

Для протекания биодеградации необходимы электронные акцепторы: в аэробных условиях — растворённый кислород, а в анаэробных — нитратные и сульфатные соединения. В целом биологическое разложение нефтепродуктов происходит значительно быстрее их небиологической деградации [53].

Таким образом, миграция нефтепродуктов в зоне аэрации и с грунтовыми водами определяется литологическим строением грунтов, их пористостью, трещиноватостью и влажностью, влияющими на сорбционные и фильтрационные свойства среды. Существенную роль также играют процессы растворения, сорбции и испарения, возникающие при межфазном взаимодействии воздуха, воды и минерального скелета. Дополнительным фактором является биодеградация, приводящая к трансформации исходных нефтепродуктов.

1.2 Закономерности миграции нефтяного загрязнения в грунтах

В общем случае, попадая в геологическую среду, жидкие углеводороды распространяются вертикально вниз под действием силы тяжести и латерально из-за геологической неоднородности среды. Если в результате утечки высвободится лишь небольшое количество нефтепродуктов, миграция прекратится в частично насыщенной зоне, поскольку основная масса УВ иммобилизуется в порах почвы из-за удерживающих капиллярных сил. Для более крупных выбросов с достаточным объемом, чтобы преодолеть остаточную способность удерживаться в почве, LNAPL будет продолжать мигрировать вниз к нижележащему зеркалу грунтовых вод.

Характер проникновения УВ вниз по разрезу определяется типом нефтепродукта, его подвижностью (легкий или плотный), а также гранулометрическим составом, пористостью грунтов, направлением и скоростью движения грунтовых вод и т.д. В литературных источниках приводится множество моделей переноса нефтепродуктов [например, 46; 77; 109]. Ниже будут рассмотрены варианты миграционных моделей переноса только для легких нефтепродуктов, которые представляют основную опасность для природной среды в связи с их высокой мобильностью.

Верхняя пористая часть разреза делится на *зону аэрации* (над уровнем грунтовых вод) и на *водонасыщенную зону* (ниже уровня грунтовых вод) (рисунок 1.1). Граница между зонами насыщения и аэрации включает в себя капиллярную кайму и переходные зоны [46].



Рисунок 1.1 – Схема распределения воды и различных фаз легкой безводной жидкости (LNAPL) в грунтах, загрязненных нефтепродуктами. Красным пунктиром показана граница между зоной аэрации и зоной полного водонасыщения (адаптация данных [46])

Капиллярная кайма — зона частичного насыщения над уровнем грунтовых вод, гидравлически связанная с водоносным горизонтом; её мощность зависит от дисперсности грунтов. *Переходная зона* располагается выше капиллярной каймы и характеризуется постепенным уменьшением водонасыщенности по мере удаления от уровня грунтовых вод.

В описанных условиях происходит расслоение нефтепродукта на четыре фазы [46; 77; 108]: газообразная фаза (в зоне аэрации), остаточная фаза (в зоне аэрации и частично в переходной зоне), свободная фаза (в переходной зоне и зоне капиллярной каймы), растворенная фаза (в зоне полного водонасыщения).

На рисунке 1.2 показана обобщенная схема миграции лёгких нефтепродуктов в дисперсных грунтах.

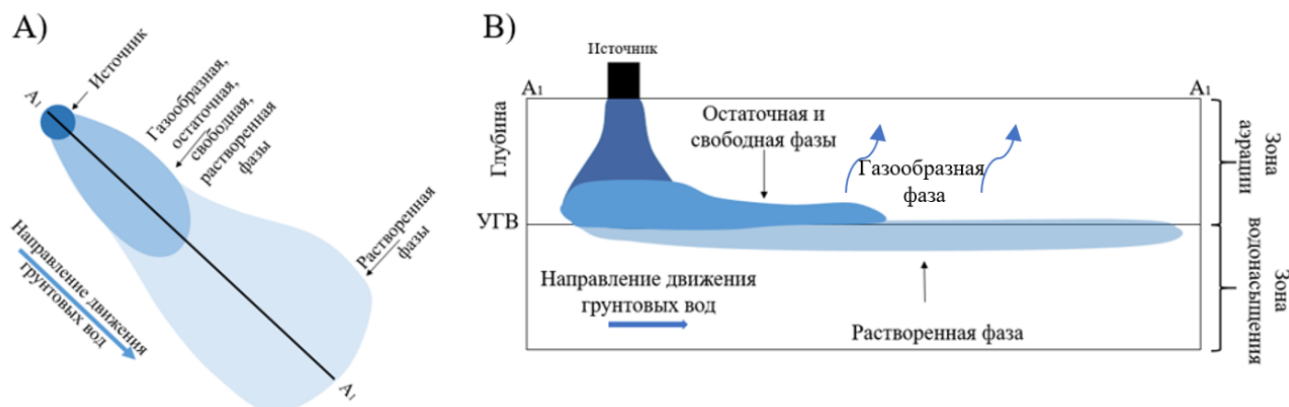


Рисунок 1.2 – Схема миграции легких нефтепродуктов: А – горизонтальный срез; В – вертикальный срез (УГВ – уровень грунтовых вод; адаптация данных [46])

Газообразная фаза представлена углеродсодержащими газами (CO_2 , CH_4 и летучими углеводородами), которые накапливаются в приповерхностной части зоны аэрации. Снизу она ограничена остаточной и свободной фазами, подверженными дегазации.

Остаточная фаза включает нефтепродукты, заземлённые в порах грунта в зоне аэрации. Наличие остаточного насыщения частично препятствует дальнейшей гравитационной миграции загрязнителя в нижележащие горизонты, при этом область её распространения обычно выходит за пределы приповерхностного источника загрязнения.

На границе зоны аэрации и полного водонасыщения формируется слой повышенного содержания углеводородов — «линза нефтепродуктов», представляющая собой скопление мобильных и частично иммобилизованных лёгких нефтепродуктов.

Свободная фаза (гравитационно-подвижные нефтепродукты) может иметь мощность от нескольких сантиметров до нескольких метров и формирует линзу, флотирующую на поверхности грунтовых вод. По данным Atekwana and Atekwana [2010], насыщение в этой зоне может достигать 30–50 %, а латеральное распространение линзы — сотен метров от источника загрязнения (рисунок 1.2а, б, профиль А1-А1).

Сезонные колебания уровня грунтовых вод вызывают перемещение свободной фазы вверх и вниз по разрезу, что приводит к заземлению части нефтепродуктов в зоне аэрации и в области полного водонасыщения и формированию зоны размытия (зоны смазывания) (рисунок 1.1).

Согласно представленной модели (рисунок 1.2), вблизи источника утечки загрязнение представлено всеми фазами, тогда как в зоне полного водонасыщения нефтепродукты более мобильны, чем в зоне аэрации. Под действием гидравлического градиента шлейф гравитационно-подвижных нефтепродуктов со временем распространяется по уклону поверхности грунтовых вод.

Таким образом, форма и фазовый состав загрязненной области изменяются во времени и пространстве, поэтому при её изучении, в том числе геофизическими методами, необходимо учитывать объем утечки, время существования загрязнения, физические свойства грунтов и гидрогеологические условия площадки.

Роль биохимических процессов в формировании и развитии углеводородного загрязнения. Помимо гравитационного массопереноса, на формирование загрязнённой области существенное влияние оказывают процессы естественной биодегradации углеводородов, особенно на поздних стадиях развития загрязнения, когда происходит истощение запасов нефтепродуктов под действием природных факторов (Natural Source Zone Depletion).

Согласно модели Garg et al. [2017], загрязнённый слой по латерали подразделяется на зону анаэробного метаногенеза, зону окисления метана и зону аэробного переноса (рисунок 1.3), отражающие биохимические процессы трансформации углеводородов в геологической среде.

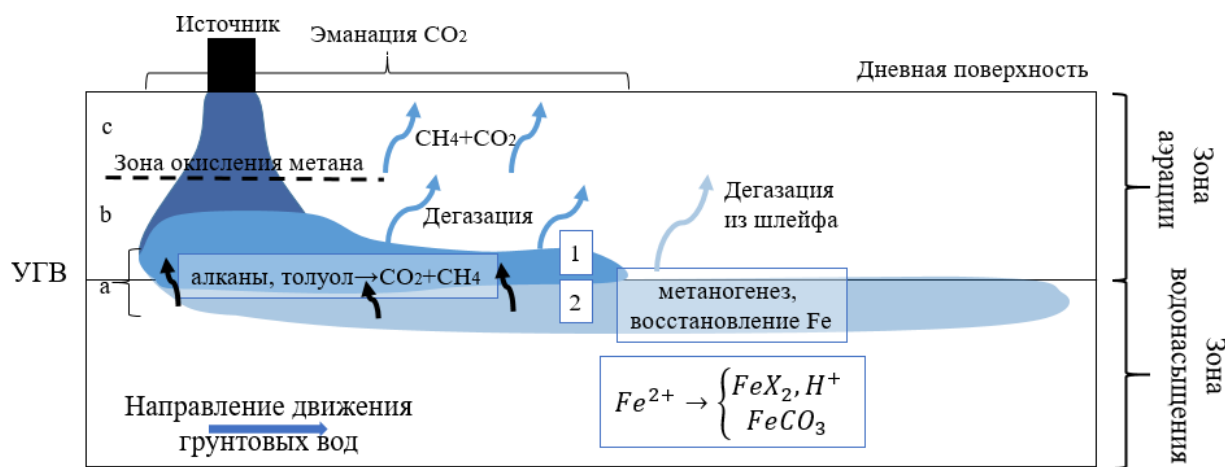


Рисунок 1.3 – Модель распространения углеводородного загрязнения в грунтах: 1 – остаточная и свободная фаза, 2 – растворенная фаза, а – зона анаэробного метаногенеза; б – зона окисления метана; в – зона аэробного переноса (адаптация данных [46] и [76])

В анаэробной зоне (зоне полного и частичного насыщения нефтепродуктами) разложение углеводородов происходит преимущественно за счёт метаногенеза и восстановления железа [52]. В результате происходит биоразложение и растворение углеводородов с переносом веществ в водную и газовую фазы. В зоне окисления метана большая часть метана и летучих углеводородов окисляется до CO₂, тогда как в зоне аэробного переноса кислород, поступающий с поверхности, достигает этой области, а образующийся углекислый газ поднимается вверх.

Мощность зоны аэробного переноса определяется соотношением восходящего потока метана и поступающего кислорода. При слабом потоке газообразных углеводородов аэробное разложение может охватывать всю зону аэрации. При загрязнении зоны аэрации кислород активно расходуется, что ограничивает его поступление в зону окисления метана и может приводить к повышенным концентрациям метана у поверхности, особенно при неглубоком залегании линзы нефтепродуктов [77].

Миграция нефтепродуктов сопровождается не только физическими изменениями, но и биохимической трансформацией, обусловленной деятельностью микроорганизмов в грунтах. В процессе биodeградации углеводороды последовательно преобразуются в спирты, альдегиды, органические кислоты и газы [10].

В анаэробных условиях разложение начинается с метаногенеза и восстановления нитратов, железа или сульфатов. В ходе синтрофных процессов углеводороды превращаются в ацетат (CH_3COO^-), а затем метан (CH_4) и углекислый газ (CO_2) [43; 77; 87; 90]. Синтрофные организмы при других реакциях окисляют ацетат, превращая его в водород, который служит основным субстратом гидрогенотрофного метаногенеза [77].

Таким образом, распространение углеводородов определяется сложным взаимодействием загрязнителя с геологической средой, сопровождающимся химическими и биологическими реакциями, изменяющими физические свойства грунтов. В результате метаногенеза и окислительных процессов образуются газы (метан и CO_2), аномальные концентрации которых могут фиксироваться в приповерхностных грунтах.

1.3 Факторы, определяющие результаты геофизических исследований на территориях, загрязненных легкими нефтепродуктами

В течение последних десятилетий идея использования геофизических методов для изучения геометрии углеводородного загрязнения развивалась большим числом исследователей [62; 75; 73; 83; 95; 97-99].

Анализ литературы по этому направлению позволяет выделить следующие факторы, влияющие на результаты геофизических исследований [17]: тип источника нефтепродуктов; деятельность микроорганизмов, в том числе приводящая к изменению структуры минералов и ионного состава грунтовых вод и поровых флюидов; изменчивость приповерхностных условий; окислительно-восстановительные реакции в грунтах и сопутствующие процессы; температура; геологические и гидрогеологические особенности загрязненных территорий; концентрация нефтепродуктов в грунтах; соотношение УВ и воздуха в зоне аэрации, воды и УВ в зоне насыщения; влажность и литологический состав грунтов в зоне аэрации; колебания уровня грунтовых вод; время нахождения нефтепродуктов в грунтах.

Источники нефтепродуктов

Потери углеводородов происходят на всех этапах производственного цикла нефтяной промышленности (рисунок 1.4). Особый интерес в рамках настоящей работы представляет этап, относящийся к хранению нефтепродуктов на нефтебазах (выделено красной рамкой).



Рисунок 1.4 – Схема технологического цикла нефтяной отрасли (адаптация данных [15])

Источники поступления нефтепродуктов в грунт можно разделить на две группы:

1. *Поверхностные разливы (региональные)*, охватывающие большую площадь. Это загрязнения на месторождениях, возникающие при разведке и добыче нефти, а также при авариях или в результате нарушений технологии транспортировки углеводородов.

2. *Локальные источники* характерны для всех этапов переработки, хранения и реализации нефтепродуктов. Основные источники загрязнения на территории нефтеперерабатывающих предприятий и нефтебаз – это резервуарные парки, наливные эстакады, утечки из подземных трубопроводов.

Деятельность микроорганизмов

Со временем шлейфы углеводородного загрязнения подвергаются биотическим и абиотическим преобразованиям, что приводит к истощению растворимых и летучих соединений и изменению ионного состава грунтовых вод [81; 122]. Ключевую роль в этом процессе играет естественная биodeградация нефтепродуктов, интенсивность которой зависит от влажности, наличия кислорода и питательных веществ [80]. Микроорганизмы, присутствующие в грунтах, используют углеводороды как источник энергии и активно развиваются при загрязнении среды [51; 79].

Биodeградация протекает как в аэробных, так и в анаэробных условиях: аэробное разложение обычно более эффективно, тогда как на сильно загрязнённых участках его ограничивает недостаток кислорода [66; 71]. Углеводородное загрязнение способно существенно изменять микробные сообщества даже в экстремальных условиях. Схема влияния микробной активности на параметры, фиксируемые геофизическими методами, представлена на рисунке 1.5.

Микробные преобразования геологической среды происходят в широком пространственно-временном диапазоне, поэтому их количественная оценка затруднительна [44;

46]. Основные изменения связаны со структурой дисперсных грунтов и ионным составом поровых вод.



Рисунок 1.5 – Обобщенная диаграмма, демонстрирующая влияние микробного роста и микробной активности на физико-химические свойства грунтов и измеряемые геофизические параметры (адаптация данных [46])

Наиболее интенсивно биodeградация проявляется в области капиллярной каймы и верхней части зоны полного водонасыщения, где концентрируются микроорганизмы, разлагающие нефтепродукты. В этих зонах наиболее заметны изменения геофизических параметров, включая увеличение кажущейся проводимости и затухание амплитуды отражённого сигнала георадара [46].

Изменение структуры породы, ионного состава грунтовых вод и поровых флюидов

Можно выделить три основных фактора (процесса), характеризующих результаты деятельности микроорганизмов в среде, загрязненной нефтепродуктами [46; 109].

1. Прикрепление микробных клеток к поверхности минеральных зёрен увеличивает шероховатость и площадь поверхности, что влияет на поверхностную проводимость [105]. Образование биоплёнок приводит к закупорке пор, изменению геометрии порового пространства и снижению пористости и проницаемости грунтов (рисунок 1.6) [54; 65; 123].

На поверхности бактерий присутствуют проводящие нитевидные структуры (пили), обеспечивающие перенос электронов и способные формировать аномалии электрического

потенциала в зонах органического загрязнения [99]. Биоплёнки также изменяют контакт между зёрнами и механические свойства грунтов, что может фиксироваться акустическими и сейсмическими методами, а сужение пор усиливает эффекты мембранной поляризации, регистрируемые методом вызванной поляризации [44; 100; 101].

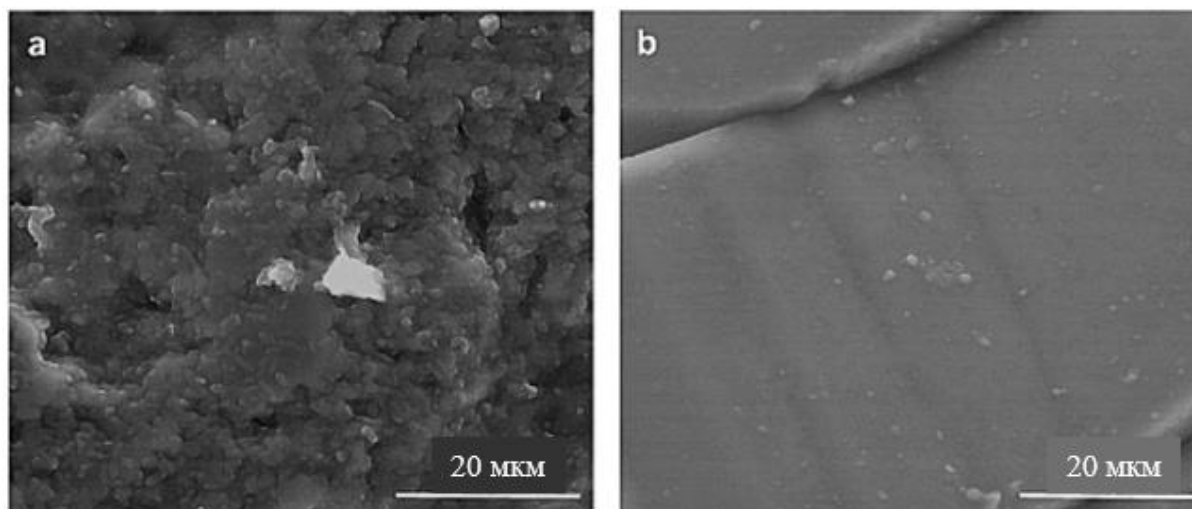


Рисунок 1.6 – Изображения минеральных зерен с клетками микробов «*Pseudomonas aeruginosa*», прикрепленными к песчинке во время эксперимента (а), и «чистыми» частицами, имеющими гладкую поверхность (b) [44]

2. Производство органических и неорганических кислот в процессе биodeградации.

В аэробных условиях микроорганизмы наиболее эффективно разлагают углеводороды, тогда как в анаэробной среде в качестве акцепторов электронов используются Fe^{3+} , нитрат- и сульфат-ионы, что приводит к образованию CO_2 , воды и органических кислот [109]. Органические кислоты повышают концентрацию электролитов в поровых флюидах и ускоряют химические реакции на поверхности минералов [59; 60; 84]. Это способствует выветриванию минералов, изменению шероховатости и площади поверхности зёрен, образованию вторичной пористости и увеличению проницаемости [94], что, в свою очередь, влияет на электрическую проводимость и сейсмические свойства грунтов.

3. Вымывание солей из естественных грунтов.

Изменение состава грунтовых вод в условиях нефтепродуктового загрязнения связано с процессами биodeградации, сопровождающимися образованием органических кислот, растворением минеральных оболочек зёрен и изменением ионного состава воды. Обычно наблюдается повышение концентраций ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- и SO_4^{2-} .

Изменение минерализации и ионного состава грунтовых вод влияет на электролитическую проводимость среды, что отражается в результатах методов сопротивлений, комплексной проводимости, электромагнитной индукции, георадиолокации и метода естественного поля [46].

Изменчивость приповерхностных условий

На урбанизированных территориях результаты электротомографии часто осложняются техногенными аномалиями, связанными с приповерхностными неоднородностями (коммуникации, кабели, трубопроводы). Такие объекты могут существенно увеличивать погрешность геоэлектрической интерпретации и приводить к появлению ложных аномалий (рисунок 1.7) [108].

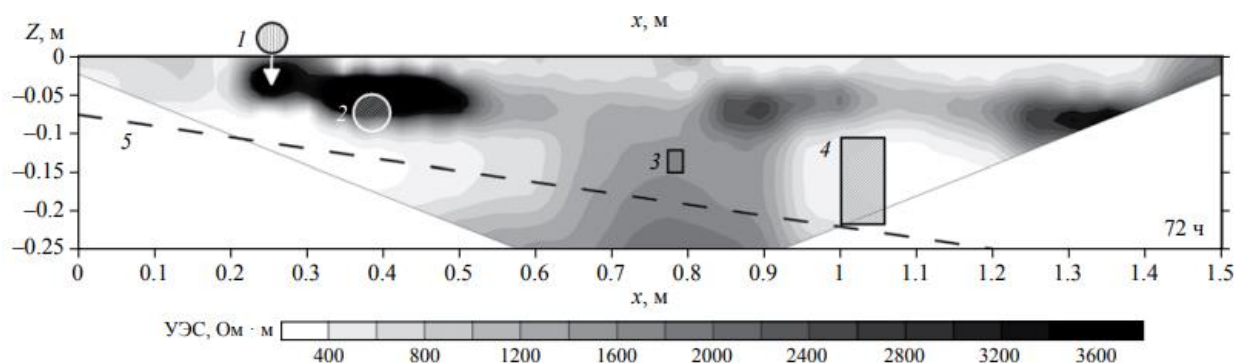


Рисунок 1.7 – Пример геоэлектрического разреза, показывающий миграцию нефтепродукта (минеральное масло) в разрезе с искусственными локальными неоднородностями [108]:

- 1 – место начальной инъекции нефтепродукта; 2 – положение пластиковой трубы;
- 3 – положение металлической рейки; 4 – положение кирпичного барьера;
- 5 – глинистый водоупор

Кроме того, на загрязнённых участках наблюдаются резкие пространственно-временные изменения содержания газов в почвенном воздухе, известные как «эффект разбитого стекла» [107]. Подобная изменчивость ухудшает сопоставимость результатов газогеохимических наблюдений и требует более плотной сети измерений [77].

Окислительно-восстановительные реакции и сопутствующие процессы

Окислительно-восстановительные реакции являются важной частью биodeградации нефтепродуктов и сопровождаются увеличением содержания растворённых веществ, а также изменением условий Eh и pH [63; 76]. Это может приводить к растворению и мобилизации некоторых минералов, например, Fe^{2+} .

Изменения электропроводности поровых флюидов фиксируются электроразведочными методами, тогда как ионно-градиентные и редокс-барьеры могут регистрироваться методом естественного поля [99].

Температура существенно влияет на микробные процессы в зонах нефтепродуктового загрязнения: её повышение ускоряет метаболизм микроорганизмов и процессы метаногенеза, что усиливает образование биогазов и органических кислот [40; 129]. Ускорение биохимических реакций может приводить к увеличению объёмной электропроводности среды, что

подтверждается наблюдаемой связью между микробной активностью и формированием электропроводных аномалий [46].

Геологические и гидрогеологические особенности загрязненных территорий. Лёгкие нефтепродукты из-за меньшей плотности локализуются над уровнем грунтовых вод и могут перемещаться горизонтально по уклону их зеркала, а также вертикально при сезонных колебаниях уровня [46]. Эти процессы определяются геологическими и гидрогеологическими условиями территории. Литологический состав существенно влияет на результаты геофизических исследований: присутствие глин осложняет интерпретацию данных из-за их низкого электрического сопротивления и высокой поверхностной проводимости [73; 105]. Для уточнения структуры загрязнения могут применяться методы вызванной поляризации, однако интерпретация их результатов остаётся неоднозначной и осложняется высокой техногенной нагрузкой исследуемых территорий.

Концентрация нефтяных углеводородов в дисперсных грунтах характеризуется параметром нефтенасыщения, изменение которого влияет на геофизические свойства среды. По данным лабораторных исследований, с увеличением нефтенасыщенности изменяются параметры вызванной поляризации: в ряде случаев наблюдается уменьшение поляризационного отклика, тогда как при высоких значениях насыщения возможен его рост с последующим снижением [58; 74; 111; 121].

Метод георадиолокации также фиксирует изменения, связанные с увеличением нефтенасыщенности: при значениях более 50 % отмечается рост амплитуды и уменьшение частоты отражённого сигнала [125].

Лабораторные эксперименты показали, что при увеличении концентрации нефтепродуктов удельное электрическое сопротивление загрязнённых песков возрастает [69].

Соотношение углеводородов, влаги и воздуха в зоне аэрации существенно влияет на миграцию легких нефтепродуктов и интенсивность их биodeградации [41; 67]. Замещение воды и воздуха углеводородами изменяет удельное электрическое сопротивление, диэлектрическую проницаемость и естественный потенциал грунтов. Лабораторные исследования показывают, что с ростом нефтенасыщенности изменяется электропроводность среды и параметры вызванной поляризации вследствие формирования двойного электрического слоя и частичного перекрытия пор [88; 108]. Возможные схемы распределения нефтепродуктов в поровом пространстве водонасыщенной среды и зоны аэрации приведены на рисунке 1.8 [88]. Согласно рисунку, нефтепродукт может находиться в порах в виде изолированных капель, образовывать непрерывную фазу или покрывать поверхность минеральных зёрен.

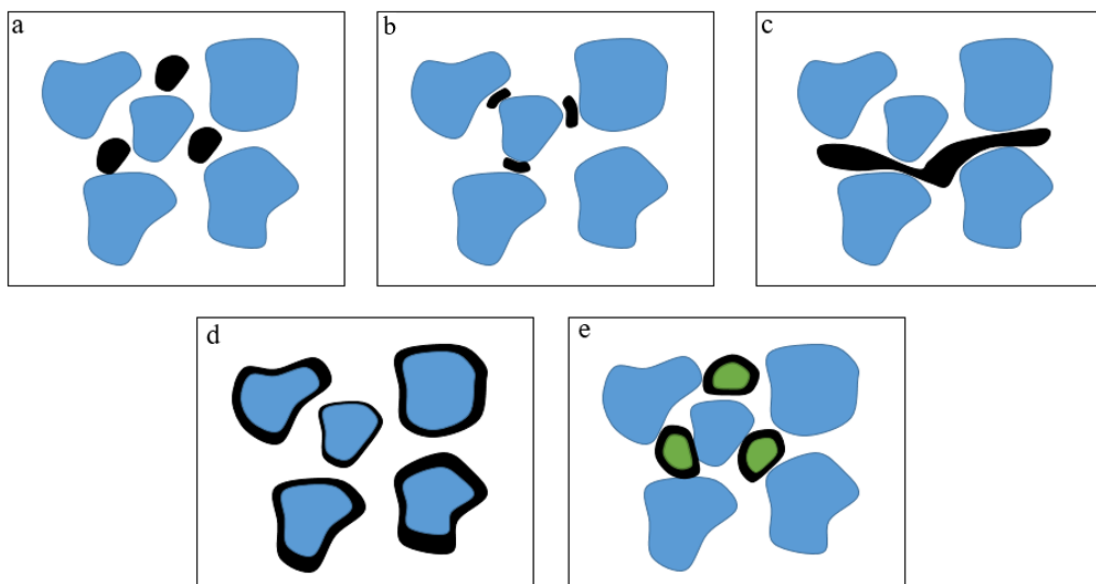


Рисунок 1.8 – Схемы распределения нефтепродукта (НП) в поровом пространстве, в водонасыщенной среде (а – d) и в зоне аэрации (е): а) НП распределяется в порах в виде изолированных капель, b) капли НП задерживаются в порах, с) НП образует непрерывную фазу в нескольких порах, d) НП покрывает минеральное зерно, е) создание оболочки НП вокруг заполненных воздухом пор (воздух обозначен зеленым цветом) (адаптация данных [88])

Влажность грунтов в зоне аэрации существенно влияет на физические свойства грунтов зоны аэрации и эффективность выявления нефтепродуктового загрязнения геофизическими методами [75; 109]. Связь между влагосодержанием и удельным электрическим сопротивлением имеет нелинейный характер: при низкой влажности зависимость наиболее выражена, тогда как при увеличении содержания воды её влияние уменьшается [89; 108]. Кроме того, влажность влияет на диффузию почвенных газов и интенсивность микробиологических процессов, что может приводить к формированию геофизических аномалий.

Колебания уровня грунтовых вод. Лёгкие нефтепродукты, проникая в грунт, обычно локализуются вблизи уровня грунтовых вод и со временем перемещаются вверх и вниз по разрезу вследствие сезонных колебаний его уровня [128]. Эти изменения существенно влияют на распределение загрязнителя и процессы его деградации. При понижении уровня грунтовых вод часть нефтепродуктов удерживается в грунте, формируя вторичный источник загрязнения, тогда как при его повышении происходит защемление углеводородов и воздуха в зоне смазывания [55]. Такие процессы увеличивают площадь контакта углеводородов с водой, усиливают их растворение и способствуют развитию микробиологических реакций.

В результате колебаний уровня грунтовых вод происходит вертикальное «размазывание» загрязнения, что приводит к изменению физических свойств грунтов и снижению удельного электрического сопротивления [109].

Пространственно-временные характеристики нефтепродуктового загрязнения оказывают существенное влияние на результаты геофизических исследований [57; 88; 93]. Со временем под действием физических, химических и биологических процессов происходит трансформация нефтепродуктов, что изменяет их физические свойства [68; 95]. В условиях окислительной геохимической обстановки выделяют два этапа деградации углеводородов: краткосрочный («свежие» загрязнения) и долгосрочный, связанный с биодegradацией [46]. На рисунке 1.9 показана схема изменения физических параметров среды во времени: на ранней стадии наблюдается уменьшение электропроводности, затем её увеличение вследствие биодegradации, а на поздних этапах — постепенное снижение.

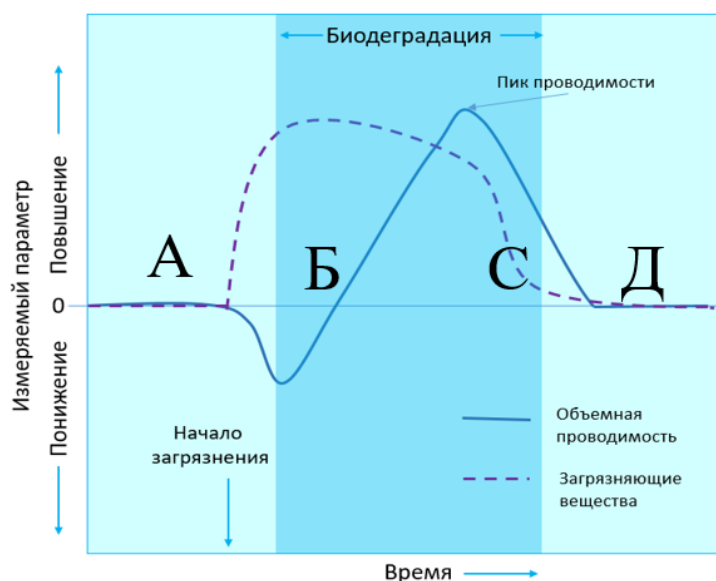


Рисунок 1.9 – Изменение параметров, фиксируемых электроразведочными методами, в ходе биодegradации (адаптация данных [64])

Представленный выше аналитический обзор отечественных и зарубежных литературных источников показал, что результаты геофизических исследований территорий, загрязнённых лёгкими нефтепродуктами, определяются совокупным влиянием геологических, гидрогеологических и биогеохимических факторов. На формирование геофизических аномалий существенное влияние оказывают процессы биодegradации углеводородов, сопровождающиеся изменением структуры порового пространства, минерализации поровых вод и образованием биогазов. Значительную роль играют литологический состав грунтов, влажность и соотношение воды, воздуха и углеводородов в поровом пространстве, а также колебания уровня грунтовых вод. Пространственно-временная эволюция загрязнения приводит к изменению геофизических характеристик среды: «свежие» разливы чаще проявляются повышением удельного электрического сопротивления, тогда как участки длительного загрязнения характеризуются ростом электропроводности. Указанные особенности обуславливают необходимость

комплексного применения геофизических методов и учёта природных условий при интерпретации результатов исследований.

1.4 Информативность геофизических методов в исследованиях территорий, загрязнённых нефтепродуктами

Наличие углеводородного загрязнения в геологической среде вызывает аномалии электрического сопротивления, диэлектрической проницаемости, вызванной поляризации и естественного потенциала, что позволяет выявлять загрязнение геофизическими методами даже на ранних стадиях [69]. На практике наиболее широко применяются методы сопротивлений (ВЭЗ, электротомография), электромагнитные методы и георадиолокация, часто в комплексе с газогеохимическими исследованиями. На поздних стадиях эволюции загрязнения изменения прочностных свойств грунтов могут фиксироваться сейсмоакустическими методами.

Несмотря на большое количество исследований [45; 48; 61; 110], результаты применения геофизических методов не всегда однозначны, что связано с различиями геологических и гидрогеологических условий, пространственно-временной изменчивостью загрязнения, а также влиянием микробиологических процессов на физические свойства загрязнённых грунтов.

В таблице 1.1 приведены основные методы наземной геофизики, применяемые для изучения последствий микробной активности.

Таблица 1.1 - Перечень геофизических методов, применяемых при биогеофизических исследованиях (на основе [44])

Геофизический метод	Измеряемые параметры	Физические свойства, представляющие интерес	Биогеофизические приложения/что может влиять на параметр
Вертикальное электрическое зондирование, электротомография	Кажущееся электросопротивление	Проводимость (σ)/удельное электрическое сопротивление (ρ)	Мониторинг шлейфов загрязняющих веществ, биodeградация, биопленки
Георадар/электромагнитные методы	Амплитуда и время прихода электромагнитного импульса (от МГц до ГГц)	Диэлектрическая проницаемость (ϵ), проводимость (σ)/удельное электрическое сопротивление (ρ)	Биогенные газы, биodeградация, биопленки
Вызванная поляризация	Спад электрического потенциала после отключения внешнего источника, частотная зависимость комплексного импеданса	Величина и время релаксации межфазной поляризации	Биоминерализация, свойства клеток (мембранный потенциал), биопленки

Продолжение таблицы 1.1

Геофизический метод	Измеряемые параметры	Физические свойства, представляющие интерес	Биогеофизические приложения/что может влиять на параметр
Сейсморазведка	Динамические и кинематические параметры упругих волн	Скорость упругих волн (V_s , V_p)	Биоминерализация, насыпные грунты, биогенные газы
Естественный потенциал	Природный электрический потенциал	Электрохимический потенциал, окислительно-восстановительный потенциал, потенциал течения	Биогеобатареи, биodeградация
Газогеохимия	Концентрации почвенных газов (CH_4 , CO_2 , летучие углеводороды)	Газонасыщенность порового пространства, состав почвенного воздуха, интенсивность газовой диффузии	Биodeградация нефтепродуктов, метаногенез, окисление углеводов, миграция газовой фазы

Геофизические исследования загрязнений на начальной стадии проникновения нефтепродукта в грунт

Начальная стадия проникновения лёгких нефтепродуктов в геологическую среду характеризуется формированием локальных зон насыщения порового пространства углеводородной фазой. Поскольку нефтепродукты обладают существенно более высоким электрическим сопротивлением и более низкой диэлектрической проницаемостью по сравнению с водой, их присутствие в грунтах приводит к заметным изменениям электрофизических параметров среды [46; 109]. В результате замещения поровой воды неполярной углеводородной фазой в зоне загрязнения наблюдается увеличение удельного электрического сопротивления и изменение электромагнитных характеристик грунтов.

Такие изменения могут фиксироваться различными геофизическими методами. Наиболее информативными при изучении начальных стадий загрязнения являются электроразведочные методы (вертикальное электрическое зондирование и электротомография) и георадиолокация. Их применение позволяет выявлять области повышенного нефтенасыщения, проследить направление миграции загрязнителя и оценивать геометрию загрязнённой зоны.

Электроразведочные методы основаны на измерении удельного электрического сопротивления грунтов, которое определяется проводимостью поровой жидкости, пористостью и степенью насыщения среды флюидами. В условиях слабой глинистости электрические свойства грунтов могут быть описаны законом Арчи, согласно которому увеличение доли непроводящей фазы приводит к росту удельного электрического сопротивления среды [104].

В результате проникновения лёгких нефтепродуктов в поровое пространство происходит вытеснение проводящей поровой воды неполярной фазой. Это приводит к формированию

высокоомных аномалий, которые могут быть зарегистрированы методами электроразведки [42; 46]. Наиболее часто для выявления таких аномалий используются методы электротомографии и вертикального электрического зондирования.

Лабораторные эксперименты подтверждают характерные особенности геоэлектрического проявления свежих разливов нефтепродуктов. На рисунке 1.10 представлены результаты физического моделирования миграции дизельного топлива в песчаном разрезе.

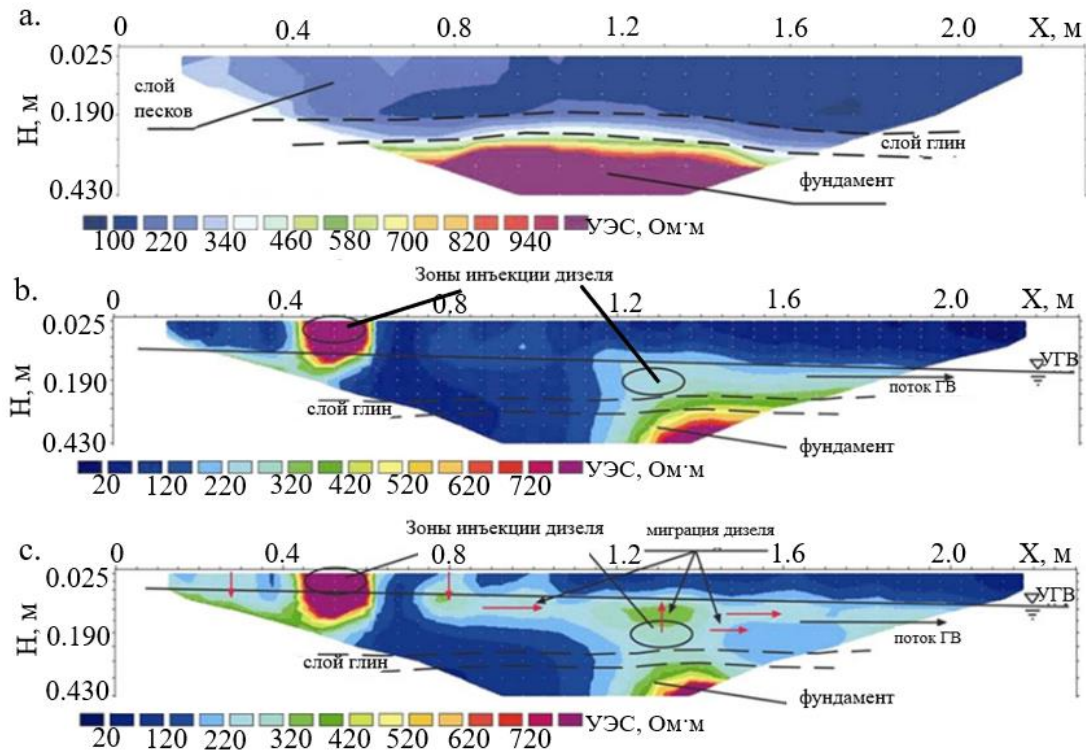


Рисунок 1.10 – Результаты лабораторного геоэлектрического мониторинга миграции нефтепродукта в грунте: а – исходный (незагрязненный УВ) разрез; б – разностный разрез, построенный путем вычитания исходного изображения из наблюдаемого, полученного после инъекций дизельного топлива и при низком уровне воды; с – разностный разрез, построенный путем вычитания исходного изображения из наблюдаемого, полученного в конце эксперимента при высоком уровне воды (адаптация данных [114])

Инъекция нефтепродукта приводит к формированию локальной области повышенного сопротивления, соответствующей зоне насыщения порового пространства углеводородами. При этом наблюдается вертикальное перемещение загрязнителя в зоне аэрации и его последующее латеральное распространение вдоль поверхности грунтовых вод.

Анализ опубликованных исследований показывает, что характер геоэлектрических аномалий существенно зависит от литологического строения и гидрогеологических условий исследуемых территорий.

В условиях песчаных разрезов, характерных для ряда полигонов контролируемого загрязнения в Северной Америке и Западной Европы, зоны свежего проникновения

нефтепродуктов проявляются как контрастные высокоомные аномалии. Высокая проницаемость песчаных грунтов обеспечивает интенсивную вертикальную миграцию углеводородов и их последующее распространение по поверхности грунтовых вод [45; 48; 110; 114].

В разрезах со значительным содержанием глинистых частиц интерпретация электроразведочных данных осложняется влиянием поверхностной проводимости глин. В таких условиях контрастность высокоомных аномалий снижается, а выделение зон загрязнения требует учета литологических особенностей среды и применения дополнительных геофизических методов [73; 105].

Таким образом, электроразведочные методы позволяют эффективно выявлять зоны свежего нефтепродуктового загрязнения, проявляющиеся в виде областей повышенного удельного электрического сопротивления. Однако интерпретация полученных данных должна учитывать литологическое строение разреза, степень водонасыщения грунтов и возможное влияние глинистых прослоев.

Метод георадиолокации основан на распространении электромагнитных волн в среде и регистрации отражённого сигнала, возникающего на границах раздела пород с различными электрофизическими свойствами. Основным параметром, определяющим характер отражения сигнала, является диэлектрическая проницаемость среды.

В условиях загрязнения грунтов лёгкими нефтепродуктами происходит замещение воды и воздуха в поровом пространстве углеводородной фазой. Поскольку диэлектрическая проницаемость нефтепродуктов значительно ниже диэлектрической проницаемости воды, такие изменения приводят к увеличению амплитуды отражённого сигнала и изменению скорости распространения электромагнитной волны [72; 85].

Лабораторные исследования, выполненные методом георадиолокационного моделирования нефтезагрязнённых грунтов, демонстрируют особенности формирования георадиолокационного отклика после инъекции дизельного топлива [125] (рисунок 1.11). На различных этапах эксперимента нефтенасыщенный участок уверенно выделяется в виде локальных зон повышенной амплитуды и интенсивности отражённого сигнала. В начальный период наблюдений загрязнение проявляется двумя отдельными аномальными областями, которые по мере миграции и перераспределения нефтепродукта в поровом пространстве грунта постепенно объединяются в единую зону повышенной отражательной способности. Одновременно наблюдается снижение интенсивности отражений, что свидетельствует об изменении характера насыщения среды и уменьшении контрастности её электрофизических свойств.

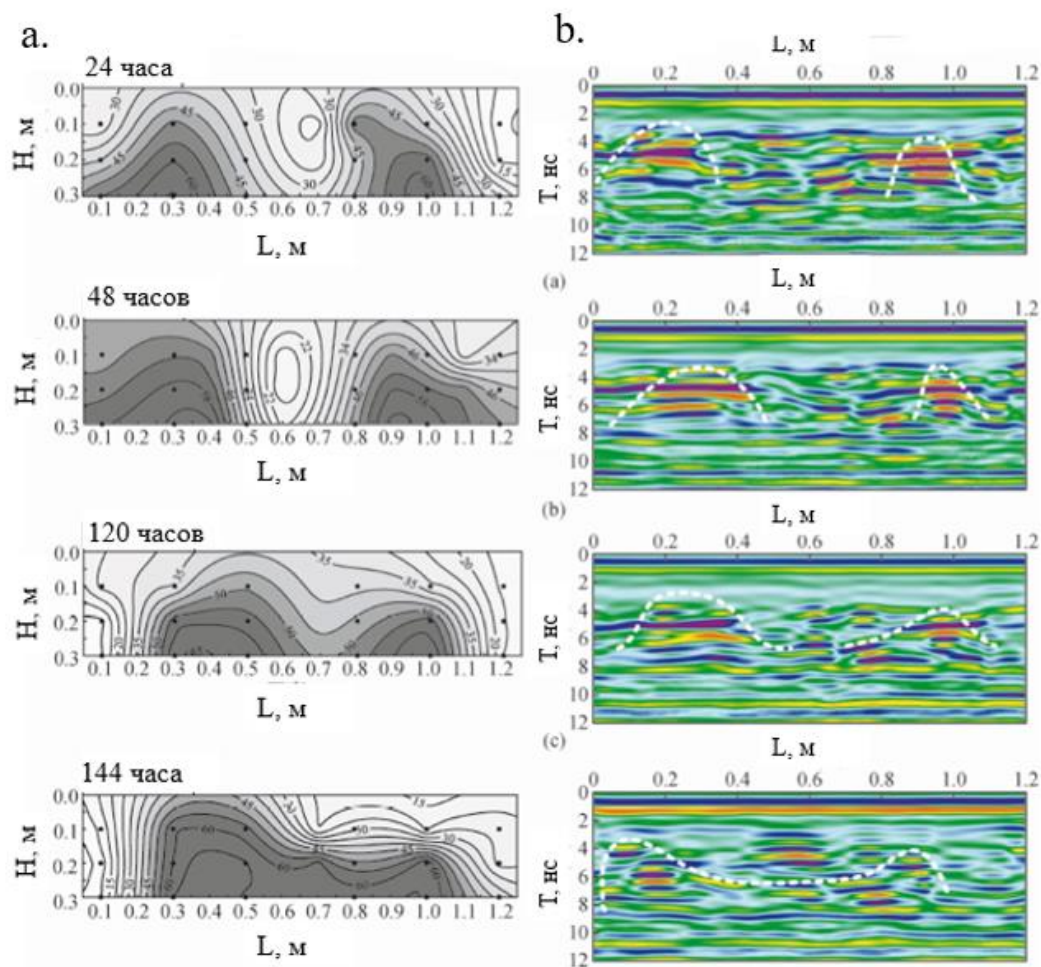


Рисунок 1.11 – Разрезы распределения нефтенасыщенности (%) грунта (а) и георадиолокационные разрезы (б) в разные временные отметки после впрыска дизельного топлива (белым пунктиром маркируется граница ареала загрязнения нефтью) (адаптация данных [125])

Анализ полученных результатов подтверждает высокую чувствительность георадиолокации к присутствию нефтепродуктов в грунтах. Нефтяное загрязнение вызывает формирование контрастных отражающих границ и амплитудных аномалий, параметры которых изменяются во времени в зависимости от процессов миграции и перераспределения углеводородов. Полученные данные свидетельствуют о возможности использования георадиолокации не только для выявления нефтезагрязнённых участков, но и для мониторинга динамики развития загрязнения.

Анализ опубликованных результатов геофизических исследований «свежего» нефтепродуктового загрязнения позволяет сделать следующие выводы:

1. Рассмотренные исследования показывают, что на начальной стадии проникновения нефтепродуктов в грунт геофизические методы позволяют выявлять зоны загрязнения благодаря изменению электрофизических свойств среды. Свежие разливы углеводородов обычно

проявляются повышением удельного электрического сопротивления и формированием высокоамплитудных отражений на георадиолокационных разрезах.

2. Эффективность применения геофизических методов существенно зависит от литологического состава грунтов, их влажности и гидрогеологических условий исследуемой территории. В песчаных разрезах зоны загрязнения проявляются наиболее контрастно, тогда как в глинистых грунтах интерпретация результатов может быть осложнена высокой поверхностной проводимостью пород.

3. Комплексное использование электроразведочных методов и георадиолокации позволяет повысить достоверность выявления зон свежего нефтепродуктового загрязнения и уточнить геометрию загрязнённой области.

Геофизические исследования на участках, длительное время загрязнённых нефтепродуктами. В отличие от свежих разливов углеводородов, такие участки характеризуются более сложными геофизическими проявлениями. В течение длительного времени в зоне загрязнения происходят процессы микробиологической деградации нефтепродуктов, сопровождающиеся изменением состава поровых вод, образованием органических кислот и повышением минерализации среды [19; 38; 42; 49; 50; 126].

Эти процессы приводят к изменению физических свойств грунтов и формированию характерных геофизических аномалий, которые могут быть зафиксированы различными методами наземной геофизики.

Методы сопротивлений на участках длительного загрязнения нефтепродуктами позволяют выявлять зоны изменённых электрофизических свойств среды. В отличие от свежих разливов, где наблюдается увеличение удельного электрического сопротивления, зоны длительного загрязнения часто проявляются как области пониженного сопротивления.

Следует отметить, что контрастность таких аномалий во многом определяется литологическим составом грунтов и гидрогеологическими условиями исследуемой территории. В песчаных разрезах зоны биodeградации проявляются наиболее отчетливо, тогда как в глинистых грунтах интерпретация данных осложняется высокой поверхностной проводимостью пород [105].

В исследованиях, выполненных в Великобритании [61], показано, что для крупнодисперсных грунтов зоны длительного углеводородного загрязнения проявляются на геоэлектрических разрезах как области пониженного сопротивления (рисунок 1.12).

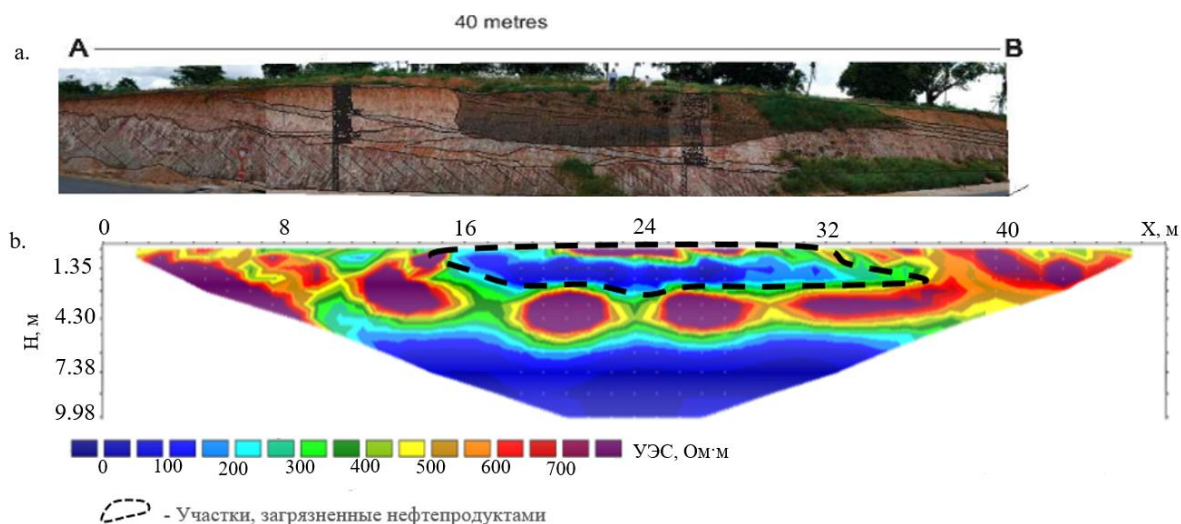


Рисунок 1.12 – Результаты электротомографии над разливом нефтепродуктов в крупнодисперсных грунтах: а. положение загрязнения на геологическом разрезе; б. геоэлектрический разрез (адаптация данных [56])

В исследовании, выполненном китайскими исследователями [115], по результатам электротомографии была чётко выделена область загрязнения нефтепродуктами на фоне низкоомного глинистого разреза (рисунок 1.13).

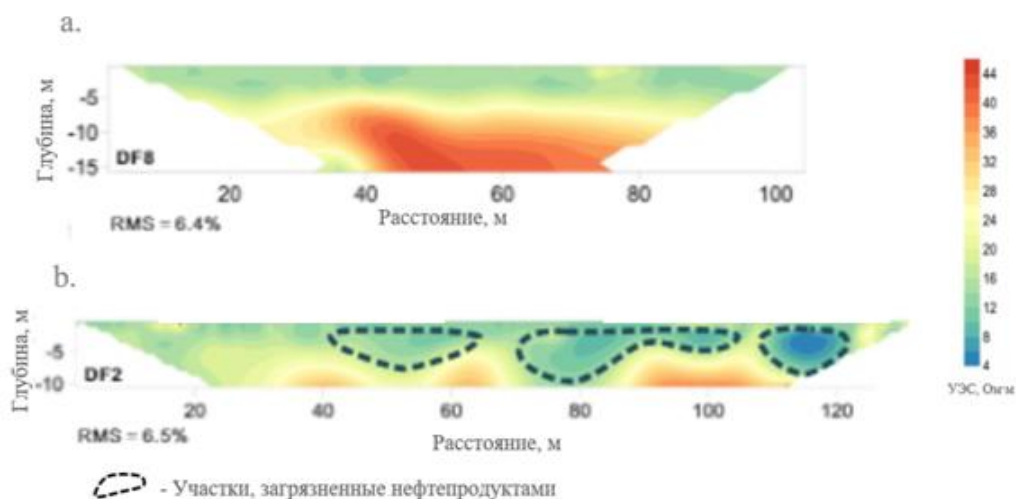


Рисунок 1.13 – Геоэлектрический разрез участка, сложенного чистыми мелкодисперсными глинистыми грунтами (а) и области, загрязненной нефтепродуктами (б) (адаптация данных [115])

Метод вызванной поляризации широко применяется для изучения зон длительного углеводородного загрязнения. Изменение поляризационных свойств среды связано с микробиологическими процессами и образованием биоплёнок на поверхности минеральных зерен. Прикрепление микроорганизмов к поверхности частиц грунта увеличивает площадь поверхности и усиливает поверхностную проводимость. Кроме того, образование биоплёнок может приводить к частичному перекрытию поровых каналов и изменению геометрии порового пространства, что влияет на механизмы поляризации [44; 100; 101].

В результате зоны активной биodeградации могут проявляться повышенными значениями поляризуемости, что позволяет использовать метод вызванной поляризации для выявления участков длительного загрязнения [18; 73]. Пример подобного проявления представлен на рисунке 1.14.

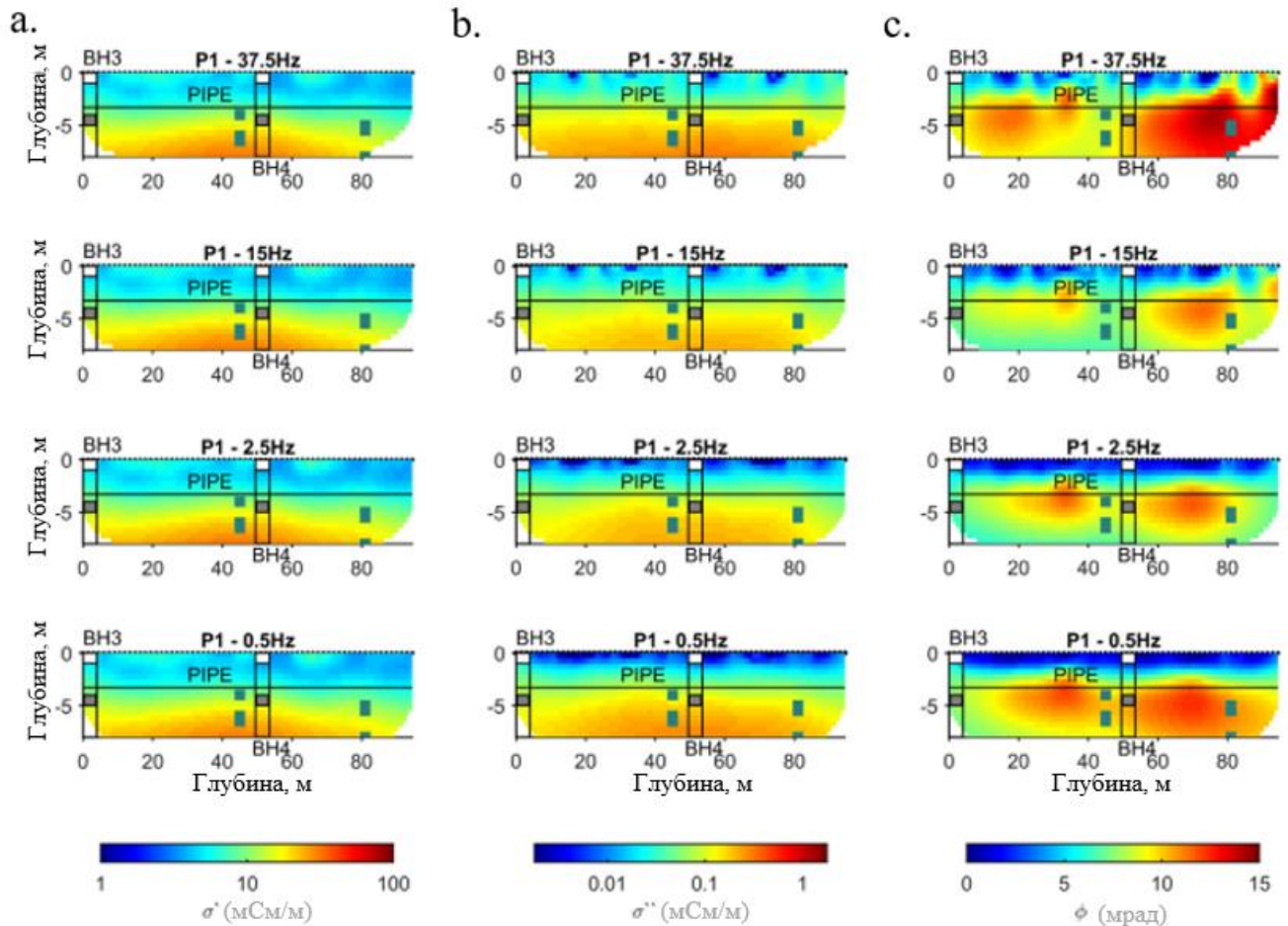


Рисунок 1.14 – Геоэлектрические разрезы по профилю, пройденному над загрязненным участком [73]: а – реальная составляющая проводимости для разных частот; б – мнимая составляющая проводимости для разных частот; с – фаза для разных частот (pipe – труба, BH3 и BH4 – скважины, P1 – частота, Гц)

Результаты полевых исследований согласуются с лабораторными данными и показывают увеличение комплексной проводимости при росте содержания лёгких нефтепродуктов [111; 113]. Это связано с усилением поверхностной проводимости на границе «нефтепродукт–поровая вода» и формированием двойного электрического слоя. В загрязнённых водонасыщенных породах при этом наблюдаются пониженные значения фазового угла ϕ . Увеличение σ'' на частотах выше 100 Гц может быть связано с поляризацией мелкодисперсной фракции [73].

Таким образом, участки длительного нефтепродуктового загрязнения характеризуются изменением электрофизических свойств грунтов, проявляющихся по большей части понижением удельного электрического сопротивления и повышением поляризуемости среды.

Методы электромагнитной индукции (ЭМ) в отличие от методов сопротивлений заключается не требуют прямого контакта с поверхностью земли. Это позволяет проводить исследования на участках с различным типом поверхностного покрытия, а также применять метод в аэроварианте. Изучение электромагнитных свойств среды на различных глубинах обеспечивается использованием нескольких частот зондирования.

Электромагнитные методы широко применяются для исследования участков длительного углеводородного загрязнения. В работе Atekwana Е.А. и соавторов [49] метод электромагнитной индукции использовался для изучения территории бывшего нефтеперерабатывающего завода в г. Каламазу (штат Мичиган, США). По результатам исследований была выделена область повышенной электропроводности в зоне аэрации, связанная с процессами биodeградации лёгких нефтепродуктов (рисунок 1.15).

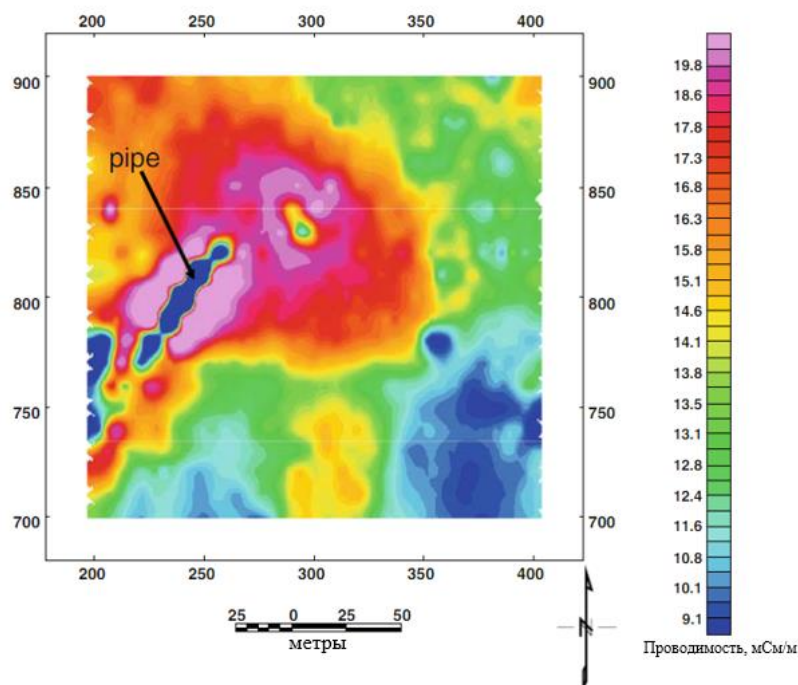


Рисунок 1.15 – Карта проводимости на участке, загрязненном легкими нефтепродуктами [49]
(pipe – труба)

Следует отметить, что характер электромагнитных аномалий на загрязнённых территориях зависит от геологических и гидрогеологических условий участка. В ряде случаев участки длительного загрязнения проявляются повышенной электропроводностью, обусловленной ростом минерализации поровых вод вследствие биodeградации углеводородов. В других условиях возможно формирование высокоомных аномалий, связанных с накоплением углеводородной фазы в поровом пространстве [118].

Таким образом, результаты электромагнитных исследований ареалов нефтепродуктового загрязнения определяются совокупностью факторов, включая литологический состав грунтов, степень их водонасыщения и стадию трансформации углеводородов.

Георадиолокация. Основным поисковым признаком на радарограммах, полученных на участках, длительное время загрязнённых нефтепродуктами, является сильное затухание электромагнитного импульса. Помимо понижения удельного электрического сопротивления грунта, связанного с насыщением порового пространства продуктами биодеструкции углеводородов, данный эффект может быть обусловлен микробной активностью, приводящей к образованию ферримангнитных минералов, способных влиять на сигнал георадара [44].

Наиболее характерной особенностью георадиолокационного разреза, представленного на рисунке 1.16b, является область интенсивного затухания — теневая зона, кровля которой располагается на глубине около 4 м. Поскольку измерения проводились на участке со «старым» загрязнением, затухание зондирующего импульса связывается с повышенной электропроводностью грунтов, сформировавшейся в результате процессов биodeградации углеводородов [109]. По данным бурения установлено, что данная зона соответствует переувлажнённым отложениям тёмного цвета с выраженным запахом бензина.

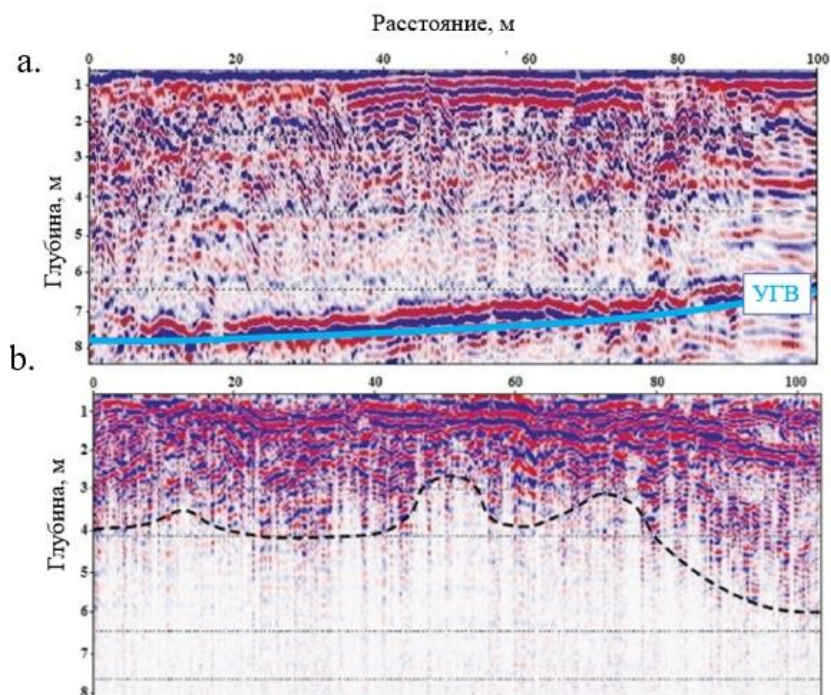


Рисунок 1.16 – Георадиолокационные разрезы (частота 250 МГц): а - «чистые» грунты (УГВ – уровень грунтовых вод); б - загрязненные грунты [37]

Таким образом, при проектировании и интерпретации результатов георадиолокационных исследований следует учитывать, что для корректного выделения области затухания ее мощность должна быть не менее одной четверти длины волны. В зависимости от частоты используемого антенного блока эта величина будет находиться в диапазоне от 0,03 до 0,3 метров.

Метод естественного электрического поля (ЕП) применяется для выявления зон биогеохимических процессов, возникающих при длительном загрязнении грунтов нефтепродуктами. На таких участках аномалии ЕП формируются под влиянием

электрокинетических и электрохимических процессов, связанных с циркуляцией подземных вод и биodeградацией углеводородов [91; 99].

В зоне загрязнения в результате микробиологического разложения нефтепродуктов возникают окислительно-восстановительные реакции и градиенты концентраций ионов, что приводит к формированию источников естественного электрического поля, рассматриваемых как проявление «биогеобатарей» [106].

Результаты лабораторных исследований показали, что нефтепродуктовое загрязнение может приводить к формированию устойчивых аномалий естественного электрического поля, обусловленных развитием электрохимических и биогеохимических процессов [24].

Результаты полевых наблюдений показывают, что аномалии ЕП могут изменяться во времени. В работе Giampaolo et al. [78] при многолетнем мониторинге участка нефтепродуктового загрязнения были выявлены сезонные изменения структуры аномалий естественного поля (рисунок 1.17). В тёплый период наблюдались положительные аномалии ЕП, тогда как в холодный период фиксировались биполярные аномалии.

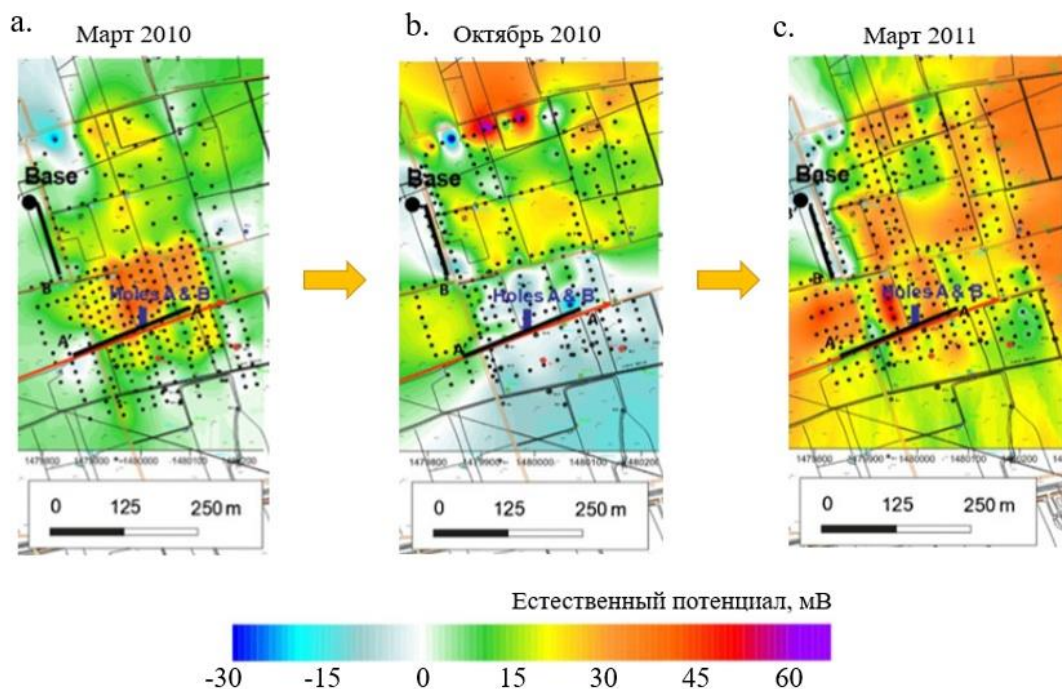


Рисунок 1.17 – Карты естественного электрического поля, полученные при съемках в марте 2010 г. (а), октябре 2010 г. (б) и марте 2011 г. (в) (адаптация данных [78])

Таким образом, метод ЕП позволяет выявлять зоны активной биodeградации нефтепродуктов и используется как дополнительный инструмент при комплексных геофизических исследованиях загрязнённых территорий.

Сейсмоакустические методы могут успешно использоваться для исследования участков длительного загрязнения нефтепродуктами, поскольку биodeградация углеводородов приводит к изменению упругих свойств грунтов. В результате микробной активности и накопления

продуктов разложения углеводородов в поровом пространстве происходит изменение модуля упругости пористой среды, что влияет на распространение сейсмических волн [44; 127].

Результаты полевых исследований показывают, что на загрязнённых участках наблюдается уменьшение амплитуды и усиление затухания сейсмических волн по сравнению с «чистыми» грунтами. В работе Ajo-Franklin et al. [39] показано, что затухание продольных волн может быть более чувствительным признаком нефтепродуктового загрязнения, чем изменение их скорости. Усиление затухания связывается с изменением структуры порового пространства и возможным образованием газов как продуктов биodeградации углеводородов.

На рисунке 1.18 представлено сравнение сейсмических разрезов для «чистых» и загрязнённых грунтов. В пределах загрязнённой области наблюдается зона пониженной амплитуды сигнала, расположенная между верхним и нижним водоносными горизонтами.

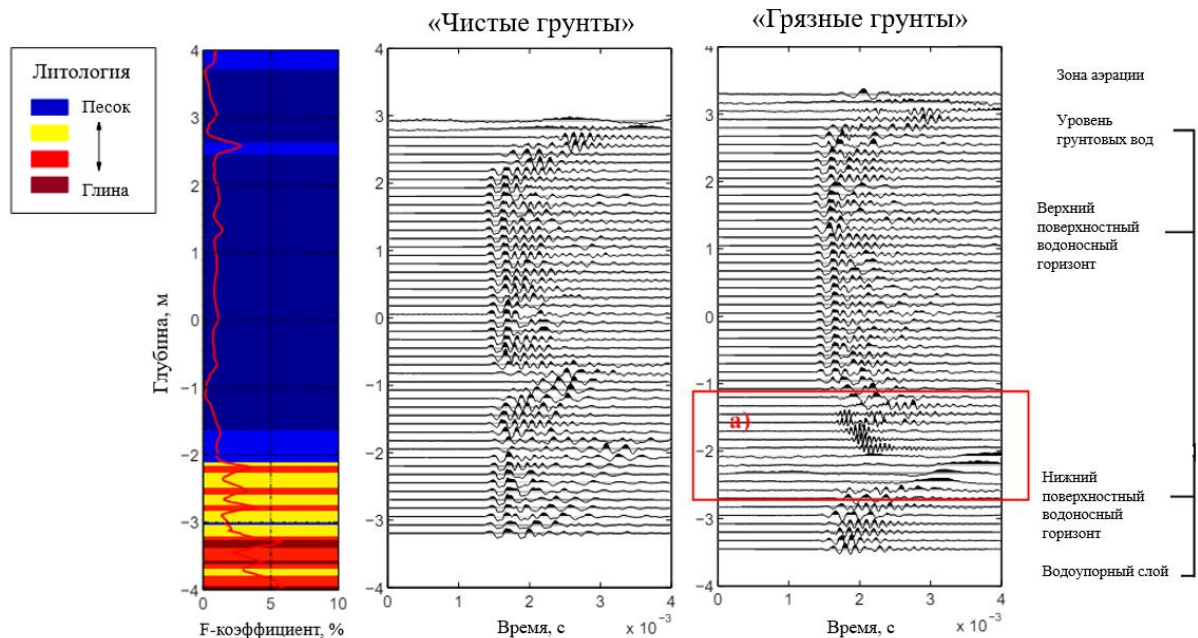


Рисунок 1.18 – Сравнение разрезов нулевых удалений для «чистых грунтов» и «грязных грунтов» (а – область, которая указывает на глубинный участок, характеризующийся очень низким уровнем сигнала между верхними и нижними поверхностными водоносными горизонтами) (адаптация данных [39])

Таким образом, на участках длительного нефтепродуктового загрязнения сейсмические методы фиксируют уменьшение амплитуды и усиление затухания сейсмических волн, что связано с изменением упругих свойств среды под воздействием микробиологических и геохимических процессов.

1.5 Выводы по Главе 1

1. Анализ современных представлений о миграции нефтепродуктов в грунтах показал, что формирование зоны загрязнения определяется совокупностью гравитационных,

гидродинамических и капиллярных процессов, а также фазовым состоянием углеводородов в поровом пространстве геологической среды.

2. Установлено, что характер распространения нефтепродуктов существенно зависит от литологического состава грунтов, их пористости, проницаемости, сорбционных свойств и гидрогеологических условий, определяющих вертикальную и латеральную миграцию загрязнителя.

3. Показано, что на поздних стадиях развития загрязнения существенную роль играют процессы биodeградации углеводородов, сопровождающиеся изменением минерализации поровых вод, образованием биогазов и трансформацией структуры порового пространства, что приводит к изменению физических свойств грунтов.

4. Анализ литературных данных показал, что геофизические методы позволяют выявлять углеводородное загрязнение на различных стадиях его эволюции. На ранних этапах загрязнение проявляется увеличением удельного электрического сопротивления и изменением диэлектрических свойств среды, тогда как на поздних стадиях зоны биodeградации характеризуются повышенной электропроводностью и изменением поляризационных свойств грунтов.

5. Установлено, что эффективность геофизических исследований определяется совокупным влиянием природных факторов, включая литологический состав грунтов, влажность, соотношение фаз в поровом пространстве, колебания уровня грунтовых вод и пространственно-временную эволюцию загрязнения.

6. Проведённый анализ показал целесообразность комплексного применения методов электроразведки, георадиолокации, электромагнитной индукции, естественного электрического поля, сейсморазведки и газогеохимических исследований для выявления и мониторинга нефтепродуктового загрязнения геологической среды.

Таким образом, формирование геофизических аномалий на территориях нефтебаз определяется совокупным воздействием литологического строения разреза, гидрогеологических условий, характера распределения нефтепродуктов и процессов их биогеохимической трансформации. Следовательно, выявление и картирование загрязнения требует комплексного использования геофизических методов, обладающих различной чувствительностью к перечисленным факторам. Оценка информативности таких методов является предметом последующих разделов работы.

ГЛАВА 2 ИНФОРМАТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

2.1 Физические предпосылки применения комплекса методов

Информативность комплекса геофизических и газогеохимических методов при изучении нефтепродуктового загрязнения определяется тем, что различные методы чувствительны к разным параметрам техногенно изменённой среды. В условиях нефтебаз загрязнение сопровождается изменением электрофизических, физико-механических, гидрогеологических и геохимических свойств грунтов, что формирует систему взаимосвязанных диагностических признаков.

Метод естественного электрического поля чувствителен к фильтрационным и окислительно-восстановительным процессам, сопровождающим миграцию загрязнённых вод и изменение геохимических условий среды. Изменение фильтрационного режима и развитие зон вторичных геохимических преобразований приводят к формированию аномалий естественного электрического поля [91; 99; 106].

Сейсморазведочные методы чувствительны к изменению физико-механических свойств грунтов. Техногенное преобразование среды и изменение условий водонасыщения приводят к изменению жёсткости грунтов, что отражается в распределении скоростей поперечных волн, фиксируемых методом MASW [86; 109].

Дополнительную информативность обеспечивает возможность выявления гидрогеологических неоднородностей, контролирующих миграцию загрязнения. Изменение свойств слабопроницаемых горизонтов и зон фильтрации отражается как в скоростных характеристиках, так и в распределении геоэлектрических параметров.

Газогеохимические исследования чувствительны к процессам биохимической трансформации нефтепродуктов и миграции газообразной фазы загрязнения. Аэробные процессы преобразования нефтепродуктов сопровождаются повышением концентраций CO_2 , тогда как развитие восстановительных условий приводит к образованию локальных аномалий CH_4 .

Лабораторные исследования обеспечивают количественную оценку содержания нефтепродуктов и позволяют сопоставлять геофизические аномалии с изменением геохимических характеристик среды. Изменение значений pH и концентраций железа отражает развитие вторичных геохимических преобразований, сопровождающих нефтепродуктовое загрязнение.

Таким образом, информативность комплекса методов определяется возможностью совместного анализа нескольких независимых диагностических признаков:

- изменения электрофизических свойств грунтов;
- изменения физико-механических характеристик среды;
- развития фильтрационных и геохимических процессов;
- газогеохимических аномалий;
- лабораторных геохимических показателей.

Комплексирование методов позволяет повысить достоверность интерпретации, снизить неоднозначность выделения загрязнённых зон и уточнить особенности пространственного строения нефтепродуктового загрязнения.

2.2 Информативность электроразведочных методов

Электроразведочные методы являются основой комплекса исследований нефтезагрязнённых территорий, поскольку позволяют фиксировать изменение электрофизических свойств грунтов, сопровождающее техногенное преобразование геологической среды. Наиболее информативным оказалось применение ВЭЗ и электротомографии. Метод ВЭЗ обеспечивает оценку общего геоэлектрического строения разреза, тогда как электротомография позволяет детализировать пространственное распределение аномальных зон.

Комплексное применение методов обеспечивает сопоставление геоэлектрических аномалий с гидрогеологическими условиями, данными бурения и лабораторных исследований.

2.2.1 ВЭЗ

Метод вертикальных электрических зондирований традиционно применяется для изучения общего геоэлектрического строения нефтезагрязнённых территорий и оценки изменения электрофизических свойств грунтов в пределах речных террас Волжского бассейна.

В условиях Волжских речных бассейнов перед ВЭЗ ставится задача выделения геоэлектрических горизонтов, определения положения водонасыщенных интервалов и выявления зон техногенного изменения среды. Наиболее информативными диагностическими признаками нефтепродуктового загрязнения по данным ВЭЗ являются:

- снижение удельного электрического сопротивления;
- изменение характера кривых зондирования;
- появление аномальных геоэлектрических интервалов;
- увеличение неоднородности распределения УЭС.

Результаты исследований показали, что значения удельного электрического сопротивления чувствительны к изменению состояния грунтов и позволяют выделять участки техногенного преобразования геологической среды. Пример разреза по линии профиля ВЭЗ представлен на рисунке 2.1.

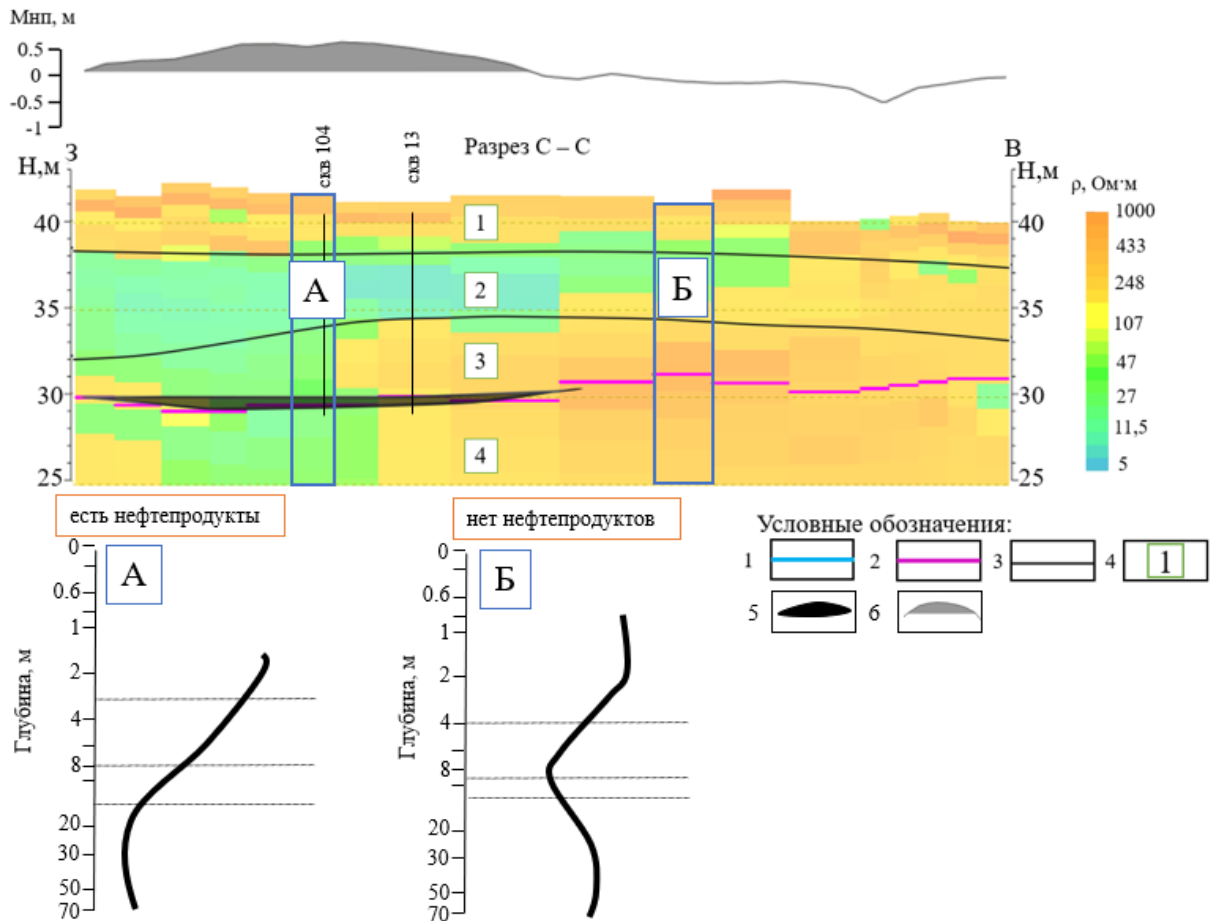


Рисунок 2.1 – Пример геоэлектрического разреза по данным ВЭЗ на территории нефтебазы Самарской области:

Условные обозначения: 1 – уровень верховодки, 2 – уровень грунтовых вод, 3 – границы литологических комплексов, 4 – индексы литологических комплексов (1 – насыпные грунты и сухие пески в приповерхностной части разреза, 2 – суглинки, 3 – пески в зоне аэрации, 4 – пески в зоне полного водонасыщения), 5 – линза нефтепродуктов, 6 – мощность линзы по данным наблюдательных скважин, А – кривая ВЭЗ в загрязнённой зоне, Б – кривая ВЭЗ в условно фоновой зоне (составлено автором)

Метод ВЭЗ позволяет сопоставлять геоэлектрические аномалии с данными бурения и гидрогеологическими условиями участка. Метод оказался наиболее информативным при исследовании общего строения разреза, выделении водонасыщенных интервалов, выявлении крупных зон изменения электрофизических свойств, а также оценке глубинной неоднородности среды. Важным преимуществом метода является возможность исследования глубинного строения разреза и сопоставления геоэлектрических характеристик с гидрогеологическими условиями участка.

Вместе с тем интерпретация результатов ВЭЗ требует учёта литологического строения и степени водонасыщения грунтов, поскольку значения УЭС зависят не только от нефтепродуктового загрязнения, но и от естественных свойств среды.

Таким образом, метод ВЭЗ эффективен при изучении общего геоэлектрического строения нефтезагрязнённых территорий и позволяет выделять зоны техногенного изменения среды, контролируемые гидрогеологическими условиями участка.

2.2.2 Электротомография

Метод электротомографии является наиболее информативным электроразведочным методом при изучении пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения в пределах речных террас. В отличие от ВЭЗ, электротомография обеспечивает значительно более высокую детальность исследований и позволяет прослеживать распределение геоэлектрических аномалий как по глубине, так и по латерали.

Результаты электротомографии показали, что нефтезагрязнённые разрезы характеризуются выраженной неоднородностью распределения удельного электрического сопротивления и наличием системы локальных и протяжённых низкоомных аномалий, приуроченных к различным уровням разреза.

На геоэлектрических разрезах выделяются:

- локальные зоны пониженного УЭС;
- протяжённые субгоризонтальные аномалии;
- вертикально ориентированные области пониженного сопротивления;
- участки резкого изменения сопротивлений на небольших расстояниях.

Наиболее контрастные аномалии фиксируются над водонасыщенными грунтами на разрезе и над областью развития верховодки. На отдельных профилях наблюдается формирование нескольких уровней геоэлектрических аномалий, отражающих сложное строение загрязнения. Пример электротомографического разреза в районе нефтебазы в Самарской области представлен на рисунке 2.2.

Результаты электротомографии показали высокую чувствительность метода к пространственным изменениям электрофизических свойств грунтов. На условно фоновых участках распределение УЭС характеризуется сравнительно выдержанным строением и отсутствием крупных контрастных аномалий. В пределах загрязнённых зон, напротив, наблюдаются резкие латеральные и вертикальные изменения сопротивлений, а также формирование устойчивых низкоомных областей.

Особенно информативным оказалось сопоставление геоэлектрических разрезов с результатами инженерно-геологических скважин. Установлено, что наиболее контрастные низкоомные аномалии преимущественно пространственно совпадают с участками повышенных концентраций нефтепродуктов.

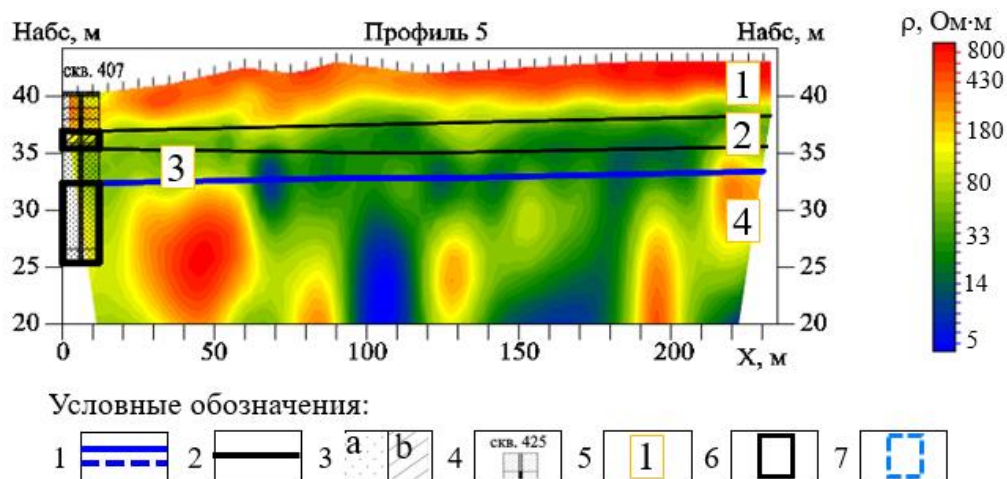


Рисунок 2.2 – Пример геоэлектрического разреза по данным электротомографии на территории нефтебазы Самарской области:

Условные обозначения: 1 – уровень верховодки и грунтовых вод, 2 – границы литологических комплексов, 3 – литология по данным скважин (a – пески, b – суглинки/супеси), 4 – инженерно-геологические скважины, 5 – индексы литологических комплексов (см. рисунок 4.1), 6 – области загрязнения по данным бурения и лабораторного анализа, 7 – области загрязнения по данным органолептического анализа керна (составлено автором)

С целью оценки информативности электротомографии выполнено сопоставление распределения удельного электрического сопротивления с результатами лабораторных исследований грунтов загрязнённого и условно фоновых участков нефтебазы в Ярославской области. Для загрязнённого и условно фоновых участков выполнено сопоставление распределения УЭС с валовым содержанием нефтепродуктов, концентрациями железа и значениями pH.

Сопоставление результатов электротомографии и лабораторных исследований показало высокую информативность метода при выявлении техногенно изменённых зон. Установлено, что участки пониженного удельного электрического сопротивления пространственно связаны с повышенными концентрациями нефтепродуктов и изменением геохимических характеристик среды.

Для загрязнённых участков (пример разреза на рисунок 2.3) характерно сочетание следующих диагностических признаков:

- снижение значений УЭС;
- повышение содержания нефтепродуктов;
- увеличение концентраций железа;
- смещение pH в кислую область.

Полученные результаты подтверждают высокую чувствительность электротомографии к вторичным геохимическим преобразованиям, сопровождающим нефтепродуктовое загрязнение.

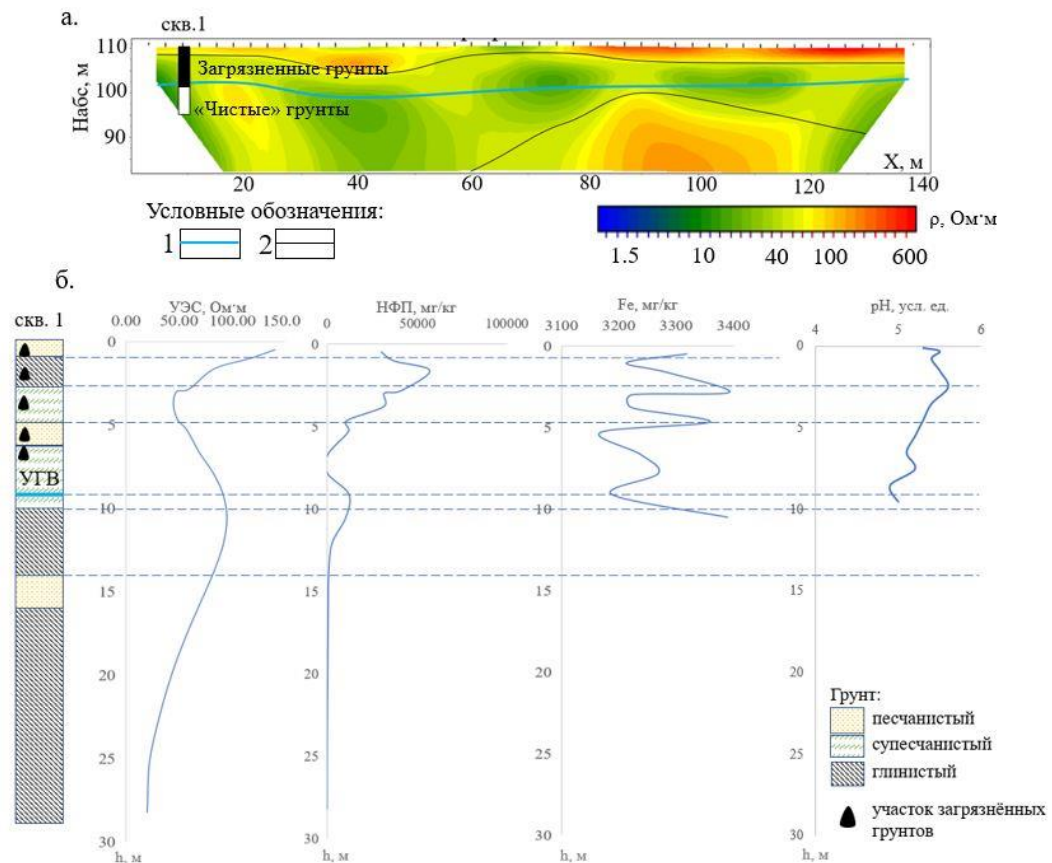


Рисунок 2.3 – Сопоставление результатов электротомографии и лабораторных исследований загрязнённого участка нефтебазы в Ярославской области: а – геоэлектрический разрез (1 – уровень грунтовых вод, 2 – границы литологических слоёв); б – литологическая колонка скважины, распределение УЭС, содержания нефтепродуктов (НФП), Fe и pH по глубине (составлено автором)

Для условно фоновых участков (пример разреза на рисунок 2.4) характерны повышенные значения УЭС, меньшая вариабельность содержаний железа и значения pH, близкие к нейтральным. Полученные результаты подтверждают существенные различия геофизических и геохимических характеристик между фоновыми и загрязнёнными территориями и демонстрируют высокую чувствительность электротомографии к техногенному изменению электрофизических свойств грунтов.

Полученные результаты подтверждают существенные различия в геофизических и геохимических характеристиках между фоновыми и загрязнёнными участками и демонстрируют высокую чувствительность электротомографии к техногенному изменению электрофизических свойств грунтов.

Существенным преимуществом метода является возможность детального прослеживания пространственной структуры загрязнения. Электротомография позволяет:

- выделять положение низкоомных аномалий;
- оценивать их размеры и конфигурацию;

- прослеживать вертикальные и латеральные неоднородности;
- сопоставлять геофизические признаки с результатами бурения;
- выделять загрязненные области.

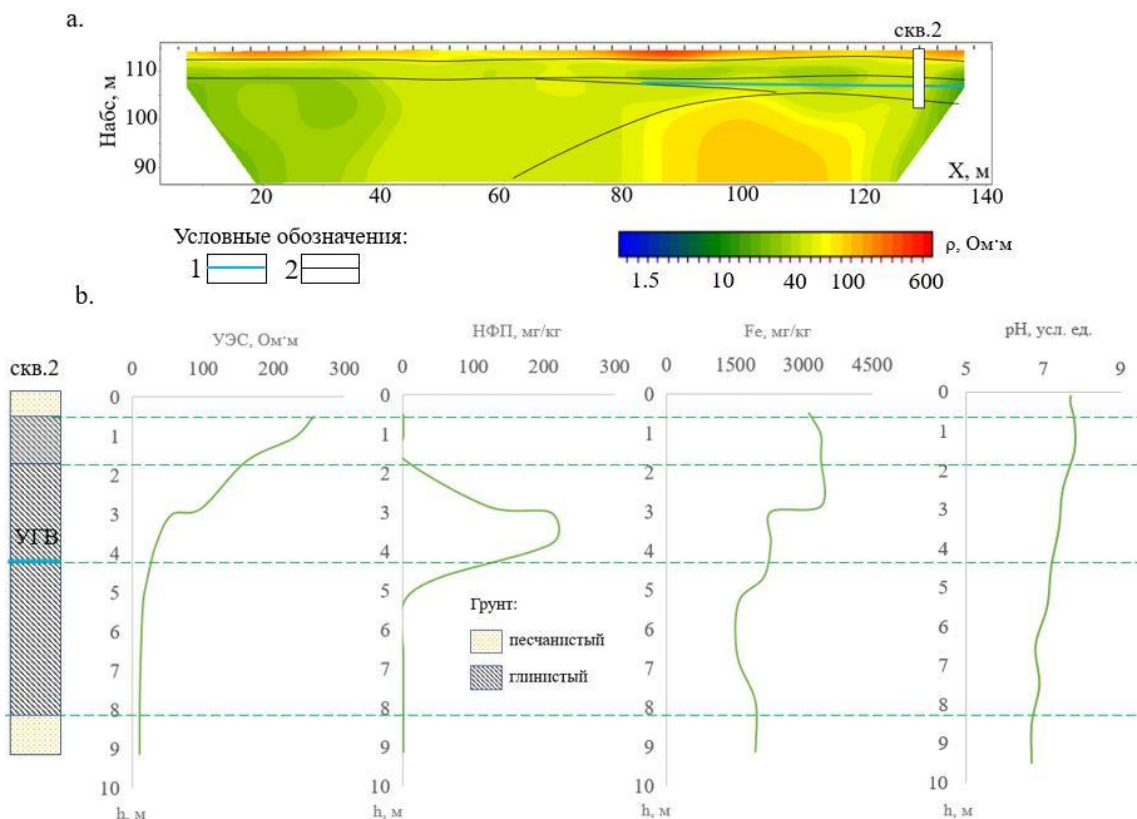


Рисунок 2.4 – Сопоставление результатов электротомографии и лабораторных исследований условно фонового участка нефтебазы в Ярославской области: а – геоэлектрический разрез (1 – уровень грунтовых вод, 2 – границы литологических слоёв); б – литологическая колонка скважины, распределение УЭС, содержания нефтепродуктов (НФП), Fe и pH по глубине (составлено автором)

Таким образом, электротомография является информативным электроразведочным методом при изучении пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения. Метод обеспечивает детальное картирование геоэлектрических аномалий, позволяет сопоставлять геофизические признаки с результатами бурения и лабораторных исследований и выделять различные типы техногенно изменённых зон в пределах нефтезагрязнённых речных террас.

2.2.3 Корреляции УЭС–НФП

В ходе комплексного экологического обследования территории нефтебазы в Ярославской области проводилось послойное опробование грунтов и подземных вод из буровых скважин с шагом отбора проб 0.5–1.0 м. На рисунке 2.5 представлены литологические образцы грунтов, составляющих геологический разрез, а также пробы загрязнённых грунтов.



Рисунок 2.5 – Образцы фоновых (слева) и загрязненных (справа) грунтов, составляющих геологический разрез нефтебазы в Ярославской области (составлено автором)

Определение валового содержания нефтепродуктов в образцах керна проводилось методом жидкостного анализа с использованием анализатора "Флюорат-02" в соответствии с методикой ПНД Ф 16.1:2.21-98.

Измерения концентраций железа и уровня pH проводились для оценки кислотно-щелочных условий. Изучение распространения концентраций железа по разрезу обосновывается тем, что в процессе анаэробного биоразложения нефтеуглеводородов микроорганизмы используют железо как конечный акцептор электронов в дыхательной цепи (редокс-реакция $\text{Fe}^{3+} \rightarrow \text{Fe}^{2+}$). Повышенные концентрации Fe служат, в том числе, индикатором глубины проникновения нефтяного загрязнения [46].

Для оценки влияния минерализации и литологического состава на удельное электрическое сопротивление использованы обобщённые зависимости (рисунок 2.6), приведённые по данным В.А. Шевнина [35]. Предполагается, что влажность верхней части разреза составляет 20 % (зона аэрации, согласно работе [35]). Условные обозначения на рисунке следующие: Линия 1 – чистый песок с пористостью 25%; Линия 2 – чистая глина с пористостью 50%; Линия 3 – вода; Линия 4 – песчано-глинистая смесь с 2% глины и пористостью 24%; Линия 5 – смесь с 4% глины и пористостью 23%; Линия 6 – смесь с 10% глины и пористостью 20%; Линия 7 – смесь с 20% глины и пористостью 15%; Линия 8 – смесь с 30% глины и пористостью 15%; Линия 9 – смесь с 40% глины и пористостью 20%; Линия 10 – смесь с 50% глины и пористостью 25%; Линия 11 – смесь с 70% глины и пористостью 35%; Линия 12 – песок или порода с пористостью 10% без глины; Линия 13 – порода с пористостью 5% без глины; Линия 14 – порода с пористостью 2% без глины.

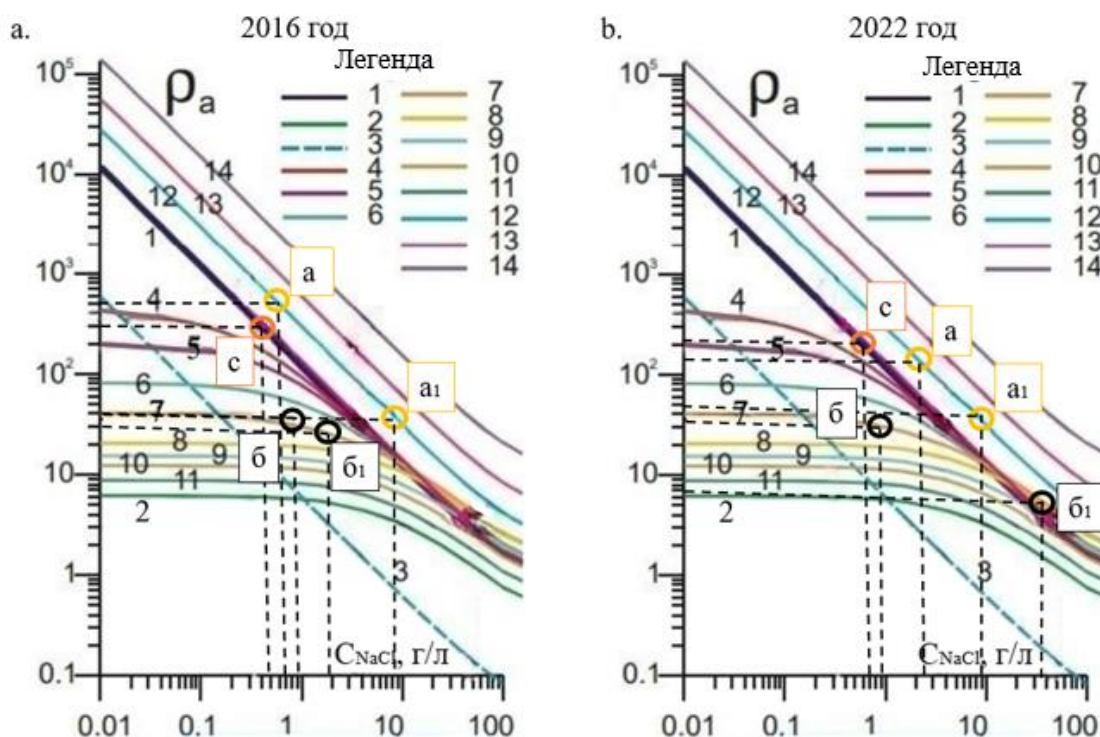


Рисунок 2.6 – График зависимости минерализации от кажущегося удельного электрического сопротивления для различных песчано-глинистых пород с влажностью 20% (а – для результатов ВЭЗ в 2016 году; б – результатов ЭТ в 2022 году) для грунтов разной зернистости, подстилающих участок нефтебазы в Самарской области: а и а1 – мелкозернистые пески «чистые» и загрязненные соответственно; б и б1 – суглинки «чистые» и загрязненные соответственно; с – насыпные грунты (1-14) (адаптация данных [35])

Анализ данных КУЭС показал, что исследуемые разрезы целесообразно разделить на две обобщённые группы пород: песчаные грунты зоны аэрации (кривые 1, 12, 13, 14) и песчано-глинистые, включая суглинки (остальные кривые).

Анализ показывает, что в песчаных породах при загрязнении наблюдается снижение УЭС до 80–90%, тогда как в суглинистых грунтах возможно формирование аномально низких значений (до 5–8 Ом·м), что связано с накоплением продуктов биodeградации.

Анализ основывается на интегральных данных, полученных при исследовании керновых образцов рыхлых отложений из 10 разведочных скважин, расположенных в непосредственной близости (1–2 м) от линий электроразведочных профилей, а также на результатах интерпретации шести геоэлектрических разрезов. Ниже представлена таблица 2.1 со значениями УЭС, валового содержания нефтепродуктов и pH в грунтах нефтебазы (Ярославская область) для загрязненных и условно фоновых грунтов.

На основании экспериментальных данных выполнен комплексный анализ взаимосвязей между тремя ключевыми параметрами: водородным показателем (pH, ед), удельным электрическим сопротивлением (УЭС, Ом·м), содержанием нефтепродуктов (НФП, мг/кг).

Таблица 2.1 – Сравнительный анализ УЭС, валового содержания нефтепродуктов (НФП), железа (Fe), марганца (Mn), цинка (Zn) и pH в грунтах нефтебазы (Ярославская область) (по данным автора)

Тип грунта	Загрязненные						Условно фоновые		
	УЭС, Ом×м	НФП, мг/кг	Fe, мг/кг	Zn, мг/кг	Mn, мг/кг	pH, ед.	УЭС, Ом×м	НФП, мг/кг	
суглинки легкие песчанистые с гравием и галькой 5%	83.128	57000	3284	86	1.6	5.5	266.321	4	6.7
	59.481	41000	3392	82	1.61	5.6	243.234	3	6.5
	51.737	20600	12000	277	12.7	6.5	189.351	2	6.2
	36.829	25000	9138	271	13.4	6.4	79.123	160	6.3
	26.846	22400	8991	158	8.8	6.4	51.367	67	6.1
	21.098	13300	8070	103	5.4	6.2	41.831	69	-
супеси легкие песчанистые с гравием и галькой 5%	120.611	4100	6075	130	9.9	6.7	22.008	0.1	7.8
	44.726	31600	3222	127	5.8	5.4	27.093	1	7.8
	48.6	10700	3358	110	6.4	5.3	71.559	4	-
	69.545	560	3238	125	5.9	5.1	175.304	121	5.9
	81.947	12100	3268	134	5.9	5.2	110.455	4.9	6.2
	167.976	297	8045	299	10.4	-	114.499	5	-
пески среднезернис- тые	72.84	36000	5055	145	10.3	6.2	-	-	-
	36.298	14000	5394	121	9	6	-	-	-
	30.915	18900	5597	133	11.7	6.6	-	-	-
пески мелкозернис- тые	140.327	30000	3318	89	2	6.8	-	-	-
	115.515	37000	3213	81	2.03	6.7	-	-	-
	57.505	11900	3168	94	2.18	6	-	-	-
пески пылеватые	-	-	-	-	-	-	29.438	3.5	7.7
	-	-	-	-	-	-	27.597	2	7.7
	-	-	-	-	-	-	28.155	3	7.8
	55.618	36000	7390	292	10.5	7.2	40.591	1	6.6
	32.386	24000	7370	243	12.6	6.9	28.285	3.1	7.1
	10.847	10700	5191	210	5.3	6.6	22.409	4	7.9

Исследование охватило как загрязненные, так и условно фоновые образцы, включающие: суглинки легкие песчанистые с гравием и галькой (5%), супеси легкие песчанистые с гравием и галькой (5%), пески различной гранулометрии (мелко-, среднезернистые и пылеватые).

Распределение экспериментальных данных показывает, что основной массив точек на графиках корреляции сосредоточен в интервале pH 5-7 при соответствующих значениях УЭС 10-60 Ом·м. Для фоновых образцов характерен более широкий диапазон pH 6-8, что соответствует нейтрально-щелочным условиям (рисунок 2.7).

Взаимосвязь pH и УЭС имеет статистически значимую обратную корреляцию $R^2 = 0.55-0.87$. Повышение pH на 1 единицу сопровождается снижением УЭС на 15-40% в зависимости от литологии. Например, для песчанистых суглинков при pH 5.5-6.5 УЭС составляет 83.128-21.098 Ом·м, а при pH 6.7 УЭС возрастает до 266.321 Ом·м. Физико-химическое обоснование

заключается в том, что увеличение ионной силы электролита в щелочной среде усиливает электропроводность порового пространства.

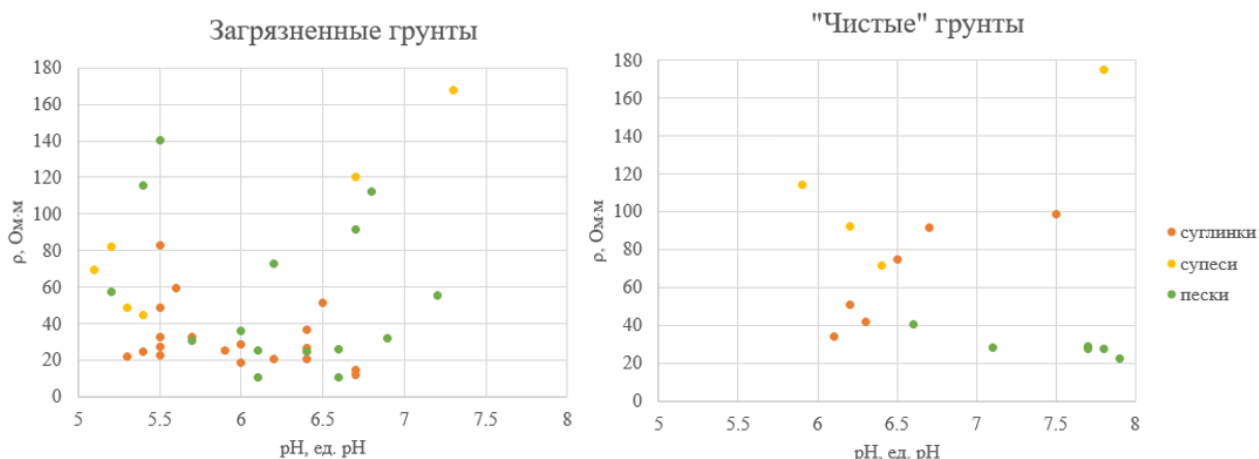


Рисунок 2.7 – Графики зависимости удельного электрического сопротивления от pH для зоны аэрации (составлено автором)

Взаимосвязь pH и НФП демонстрирует выраженную обратную зависимость $R^2 = 0.52-0.79$. Рост концентрации НФП на порядок приводит к снижению pH на 0.8-1.2 единицы. Конкретные примеры включают суглинки с НФП 57000 мг/кг и pH 5.5, а также НФП 41000 мг/кг и pH 5.6. Фоновые образцы показывают НФП менее 10 мг/кг и pH 6.7-7.7. Механизм этой связи обусловлен образованием низкомолекулярных карбоновых кислот — уксусной и муравьиной при аэробном разложении углеводов.

Ниже на рисунках представлены результаты анализа зависимостей pH и содержания НФП от концентраций Mn, Zn и Fe (рисунки 2.8, 2.9).

По результатам оценки зависимостей получается следующая картина. Концентрация железа лучше всего коррелирует с содержанием нефтепродуктов: чем выше концентрация нефтепродуктов, тем больше железа.

Концентрация марганца и цинка лучше коррелирует с изменением кислотности среды (pH): чем выше pH, тем больше цинка и марганца.

Анализ взаимодействия параметров выявил трехкомпонентную зависимость между концентрацией нефтепродуктов, кислотностью среды и электропроводностью: повышение содержания нефтепродуктов приводит к снижению pH и последующему росту удельного электрического сопротивления, сопровождаемому увеличением концентраций цинка, марганца и железа. Данный механизм обусловлен комплексом факторов, включающих образование органических кислот при разложении углеводов и трансформацию структуры порового пространства грунта, что снижает его электропроводность. В условиях подкисления среды наблюдается мобилизация металлов из почвенной матрицы, однако их повышенная подвижность

способствует миграции с нисходящими водными потоками и последующему выносу за пределы почвенного профиля.

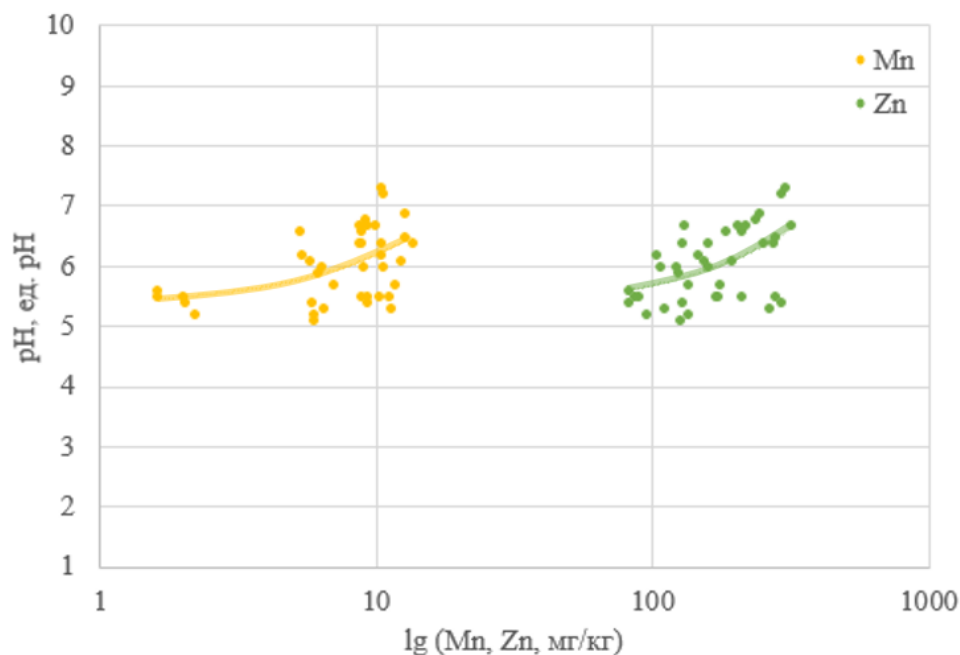


Рисунок 2.8 – Графики зависимости рН от концентрации марганца (Mn) и цинка (Zn) в зоне аэрации (точки — экспериментальные значения, линии — аппроксимирующие зависимости) (составлено автором)

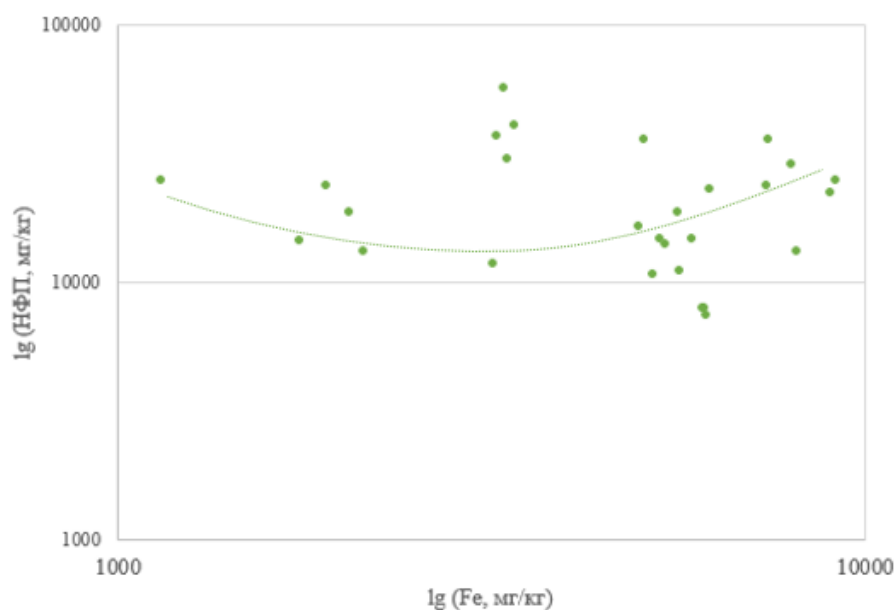


Рисунок 2.9 – Графики зависимости концентрации нефтепродуктов (НФП) от концентрации железа (Fe) в зоне аэрации (точки — экспериментальные значения, линии — аппроксимирующие зависимости) (составлено автором)

Подкисление почвенной среды, обусловленное присутствием нефтепродуктов, повышает подвижность железа, марганца и цинка и усиливает их миграцию. При переходе к слабокислым и нейтральным условиям миграционная способность цинка и марганца снижается, что приводит

к их аккумуляции в верхних горизонтах почв, тогда как высокие концентрации железа сохраняются преимущественно в кислой среде.

Ключевыми факторами биохимической трансформации загрязненной геологической среды выступают: снижение ионной проводимости вследствие уменьшения подвижности катионов в кислых условиях, изменение структуры порового пространства под влиянием гидрофобного эффекта углеводородов, а также образование железо-органических комплексов, оказывающих влияние на редокс-потенциал системы.

Одним из ключевых факторов, определяющих геоэлектрические свойства грунтов в зоне воздействия нефтяных загрязнений, является содержание нефтепродуктов (НФП) в породах различного гранулометрического состава. Для количественной оценки влияния нефтяной фазы на удельное электрическое сопротивление (ρ) были проанализированы материалы по суглинкам, супесям и пескам различной зернистости, разделённые на условно фоновые и загрязнённые группы.

Анализ выполнялся в логарифмических координатах $\lg\rho - \lg C$, где C — содержание нефтепродуктов (НФП) (мг/кг), что отражает степенной характер зависимости и позволяет учитывать нелинейные изменения электропроводности породы при росте концентрации углеводородов. Для каждой литологической разности были получены регрессионные зависимости вида $\rho(C) = k \cdot C^m$, где k и m — эмпирические коэффициенты, определяющие уровень сопротивления и чувствительность электропроводности к загрязнению.

Критическая граница концентрации нефтепродуктов принята равной 1000 мг/кг; в соответствии с нормативными документами (Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель, утв. Минприроды РФ 15.02.1995 и письмом Роскомзема от 28.12.1994) она определяет предельно допустимый уровень загрязнения.

Графики зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов для суглинков (легких песчанистых с галькой и гравием 5% и пылеватых) показаны на рисунке 2.10.

Для суглинков выделены две независимые выборки: условно фоновые и загрязнённые. В обеих сериях наблюдается выраженная зависимость удельного сопротивления от содержания нефтепродуктов, однако характер изменения противоположен.

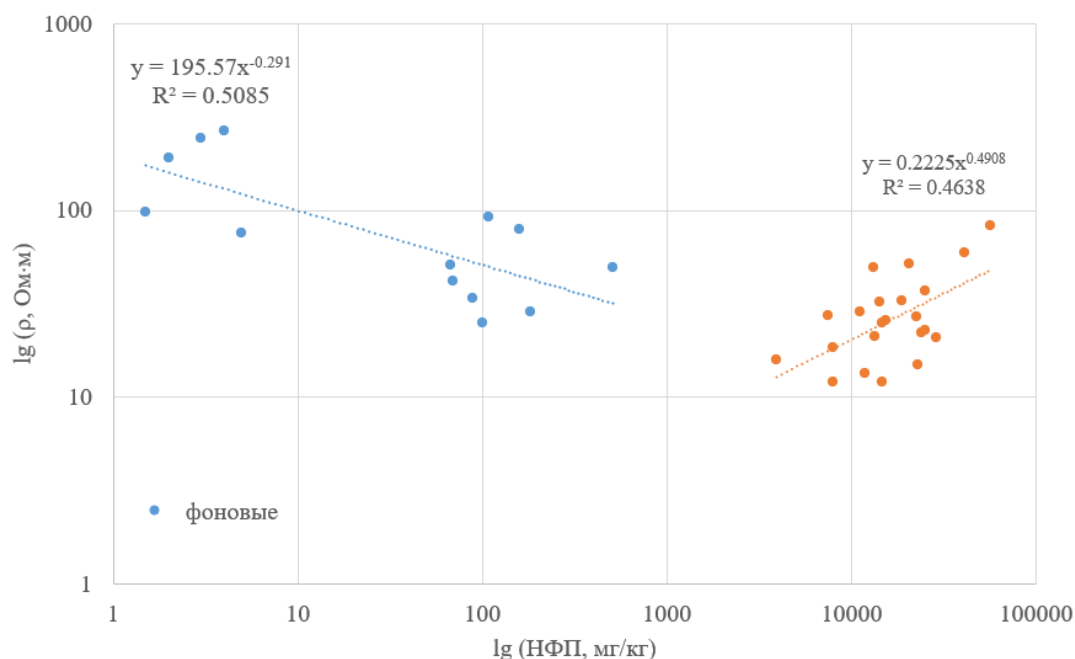


Рисунок 2.10 – График зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов для суглинков для района нефтебазы в Ярославской области (составлено автором)

Для участков с фоновыми концентрациями нефтепродуктов (<1000 мг/кг) установлена зависимость вида (2.1):

$$\lg(\rho) = \lg(195.6) - 0.291\lg C \text{ (или } \rho(C) \approx 196 \cdot C^{-0.29} \text{)} \quad (R^2 = 0.56) \quad (2.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Следовательно, увеличение содержания нефтепродуктов в пределах фонового диапазона (до 200 мг/кг) приводит к умеренному снижению удельного сопротивления. Это связано преимущественно с ростом минерализации поровой жидкости и повышением концентрации растворённых органических соединений, образующих электролит.

В зонах с повышенным загрязнением (>1000 мг/кг) наиболее адекватной аппроксимацией оказалась регрессионная модель вида (2.2):

$$\lg(\rho) = \lg(0.22) + 0.49\lg C \text{ (или } \rho(C) \approx 0.22 \cdot C^{0.49} \text{)} \quad (R^2 = 0.49) \quad (2.2)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Несмотря на умеренное значение R^2 , отчётливо проявляется тенденция увеличения удельного сопротивления с ростом содержания нефтепродуктов. В сильно загрязнённых образцах ($C > 10^3$ мг/кг) углеводородная фаза вытесняет поровую воду, уменьшая проводящую составляющую порового пространства и формируя гидрофобные плёнки на частицах, что

приводит к росту ρ . Подобная закономерность была зафиксирована в исследованиях Teng et al. (2021), где для суглинистых грунтов также была получена следующая зависимость: $\rho = 0.60774 \cdot \text{НФП} - 0.37169$.

Анализ диапазонов изменения удельного электрического сопротивления показал, что для всех исследованных образцов суглинков в естественном залегании характерны значения в интервале 10-100 Ом·м. При этом для чистых грунтов с содержанием нефтепродуктов менее 10 мг/кг зафиксированы максимальные значения УЭС, достигающие 300 Ом·м. Статистический анализ не выявил значимых различий в распределении значений УЭС между различными типами суглинистых грунтов.

Полученные результаты свидетельствуют о сложном характере взаимосвязи между электропроводностью суглинистых грунтов и содержанием нефтепродуктов, где направленность корреляции определяется степенью загрязнения и, вероятно, стадией биodeградации углеводородов.

Графики зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов для супесей (легких песчанистых с галькой и гравием 5% и пылеватых) показаны на рисунке 2.11.

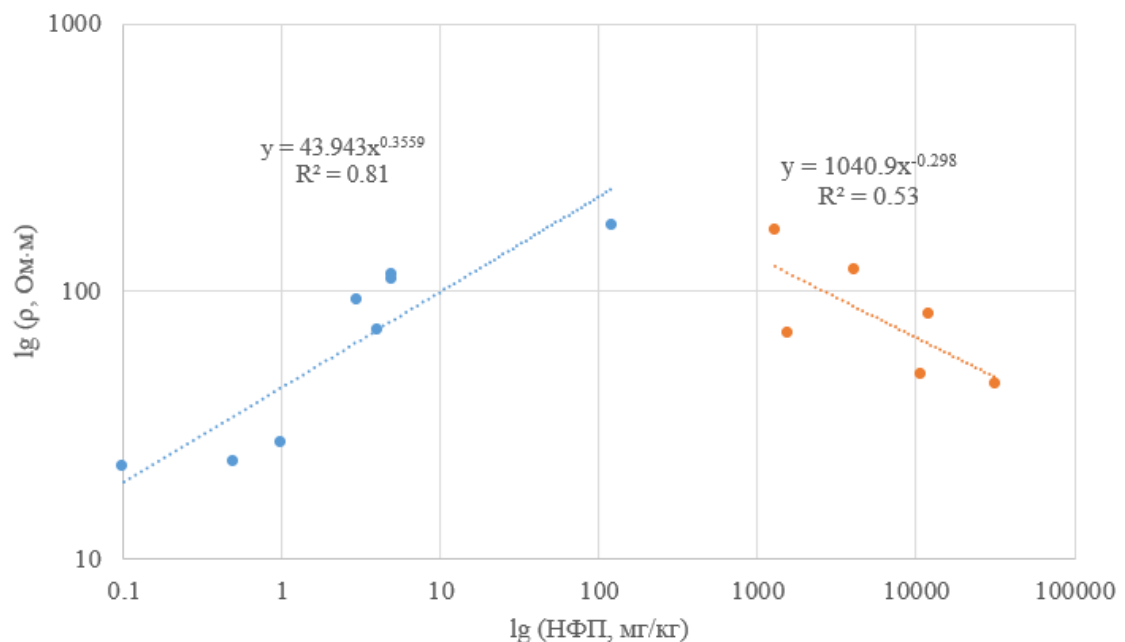


Рисунок 2.11 – График зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов для супесей для района нефтебазы в Ярославской области
(составлено автором)

Для супесчаных грунтов, составляющих геологический разрез исследуемой территории, были выявлены существенные различия в корреляционных зависимостях между чистыми и загрязненными участками. На участках с фоновыми концентрациями нефтепродуктов установлена следующая зависимость (2.3):

$$\lg(\rho) = \lg(43.9) + 0.36 \cdot \lg(C) \text{ (или } \rho(C) \approx 44 \cdot C^{0.36} \text{)} (R^2 = 0.81) \quad (2.3)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Таким образом, даже при небольших концентрациях нефтепродуктов супеси демонстрируют рост удельного сопротивления. Это отражает более раннее проявление гидрофобизационных процессов по сравнению с суглинками: при низком содержании глинистой фракции нефтепродукты эффективнее вытесняют воду и уменьшают площадь смачивания, что снижает проводимость.

В загрязненных зонах оптимальной аппроксимацией оказалась следующая функция (2.4):

$$\lg(\rho) = \lg(1040.9) - 0.30 \cdot \lg(C) \text{ (или } \rho(C) \approx 1000 \cdot C^{-0.30} \text{)} (R^2 = 0.53) \quad (2.4)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Поведение загрязнённых супесей противоположно фоновым: наблюдается уменьшение ρ с ростом содержания НФП. В диапазоне $C \approx 10^3\text{--}3 \cdot 10^4$ мг/кг проводимость начинает контролироваться не углеводородами, а высокоминерализованной поровой водой, обогащённой продуктами деградации нефтепродуктов.

Такое различие в поведении супесей по сравнению с суглинками может быть объяснено их гранулометрическим составом – повышенным содержанием песчаных фракций, что подтверждается данными исследований Шевнина В.А. [35]. Следует отметить, что статистический анализ не выявил значимых различий в диапазонах изменения удельного электрического сопротивления для различных типов супесей.

Песчаные грунты обладают минимальной сорбционной ёмкостью и высокой пористостью, поэтому нефтяное загрязнение наиболее сильно влияет на их электрофизические свойства. Результаты анализа песчаных грунтов, разделенных по гранулометрическому составу (мелко-, среднезернистые и пылеватые) представлены на рисунке 2.12.

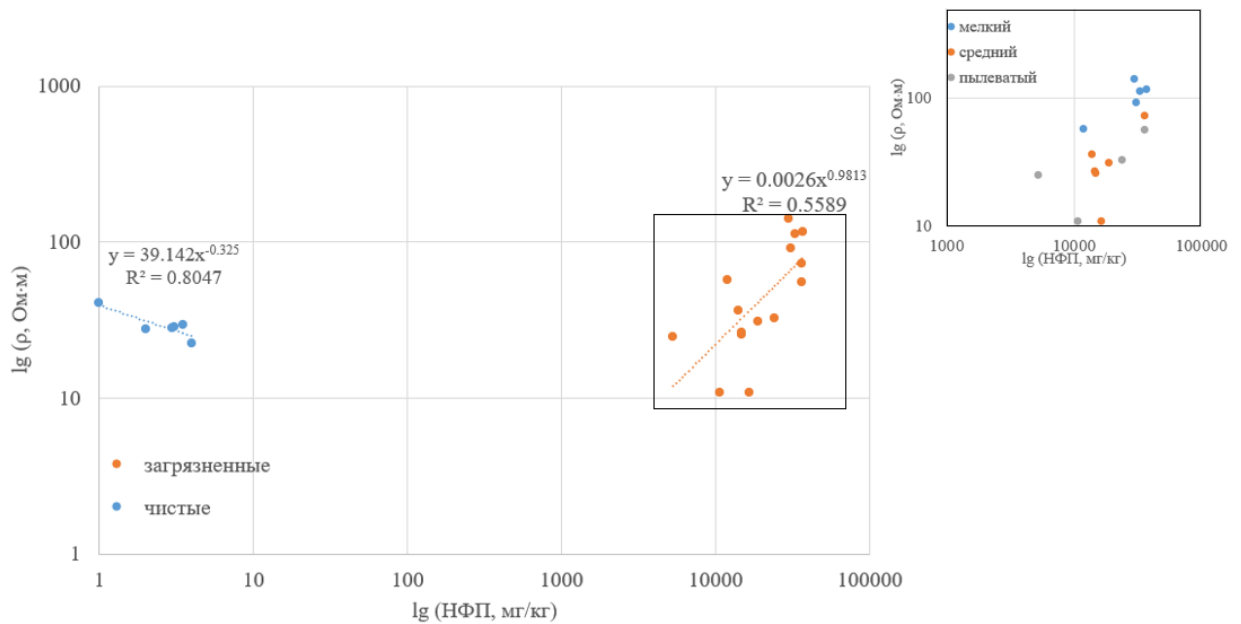


Рисунок 2.12 – График зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов для песков разной зернистости для района нефтебазы в Ярославской области
(составлено автором)

При анализе песчаных грунтов была установлена следующая зависимость (2.5) для фоновых участков:

$$\lg(\rho) = \lg(39.1) - 0.33 \cdot \lg(C) \quad (\text{или } \rho(C) \approx 39 \cdot C^{-0.33}) \quad (R^2 = 0.81) \quad (2.5)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

При увеличении фоновых концентраций нефтепродуктов наблюдается закономерное снижение удельного сопротивления. Это связано с увеличением минерализации поровой влаги, удерживаемой силами поверхностного натяжения.

Для загрязненных участков получена зависимость вида (2.6):

$$\lg(\rho) = \lg(2.63 \cdot 10^{-3}) + 0.98 \cdot \lg(C) \quad (\text{или } \rho(C) \approx 2.63 \cdot 10^{-3} \cdot C^{0.98}) \quad (R^2 = 0.56) \quad (2.6)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

В загрязнённых песках удельное сопротивление растёт практически пропорционально содержанию нефтепродуктов, что отражает максимальную степень вытеснения проводящей воды и образование устойчивых гидрофобных зон. Такая реакция песков на загрязнение наиболее контрастна среди всех рассмотренных грунтов. Интересно отметить, что полученные результаты расходятся с литературными данными [35], что может быть связано с особенностями

условий проведения исследований, в частности высоким гидрофобным эффектом нефтепродуктов и замещением проводящей влаги углеводородами.

Гранулометрический анализ показал, что мелкозернистые пески характеризуются более высокими значениями УЭС при одинаковой степени загрязнения по сравнению со среднезернистыми разностями. Для пылеватых песков установить четкую зависимость не представилось возможным из-за значительного разброса экспериментальных данных.

Исследование водонасыщенных грунтов (пески и супеси) выявило выраженную обратную зависимость УЭС от концентрации загрязняющих веществ. Экспоненциальные модели представлены ниже:

Для содержания нефтепродуктов получена зависимость вида (2.7):

$$\lg(\rho) = \lg(128.8) - 0.49 \cdot \lg(C) \text{ (или } \rho(C) \approx 128.8 \cdot C^{-0.49} \text{)} (R^2 = 0.28) \quad (2.7)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Для содержания железа получена зависимость вида (2.8):

$$\lg(\rho) = \lg(2397) - 1.14 \cdot \lg(C) \text{ (или } \rho(C) \approx 2397 \cdot C^{-1.14} \text{)} (R^2 = 0.93) \quad (2.8)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Результаты представлены на рисунке 2.13.

Сравнительный анализ с данными по нефтебазе в Самарской области (2016 г.) показал схожие закономерности, однако с иным математическим описанием:

Логарифмическая модель вида (2.9) для нефтепродуктов:

$$\rho = -7.6 \cdot \ln(\text{НФП}) + 46.6 (R^2 = 0.66) \quad (2.9)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание нефтепродуктов (НФП), мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Степенная модель вида (2.10) для железа:

$$\lg(\rho) = \lg(29.17) + 0.174 \cdot \lg(C) \text{ (или } \rho(Fe) = 29.17 \cdot Fe^{0.174} \text{)} (R^2 = 0.61) \quad (2.10)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м;

C – содержание железа, мг/кг;

R^2 – величина достоверности аппроксимации.

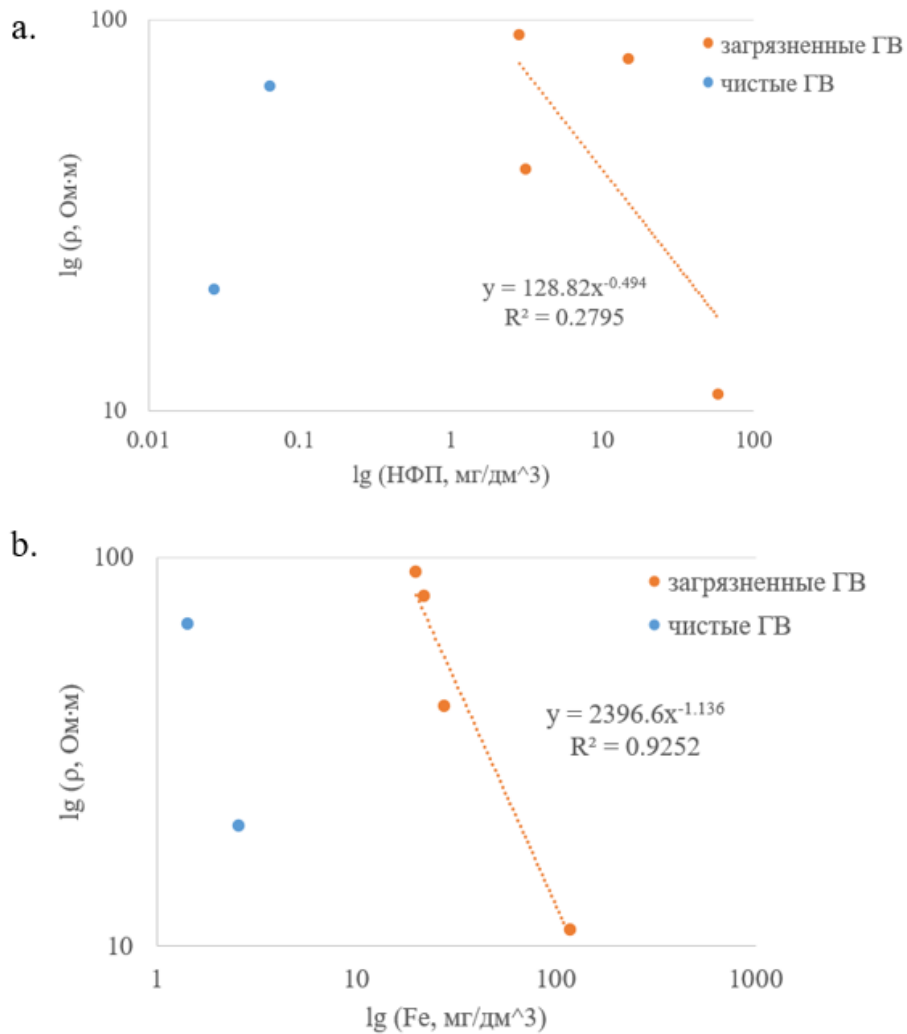


Рисунок 2.13 – График зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов (а) и железа (б) для водонасыщенных грунтов и для района нефтебазы в Ярославской области (ГВ – грунтовая вода) (составлено автором)

Результаты представлены на рисунке 2.14. Обратная корреляция «УЭС-НФП» в водонасыщенных зонах объясняется электропроводностью ионных растворов (продукты разложения нефтепродуктов), образованием проводящих железо-органических комплексов, увеличением ионной силы грунтовых вод.

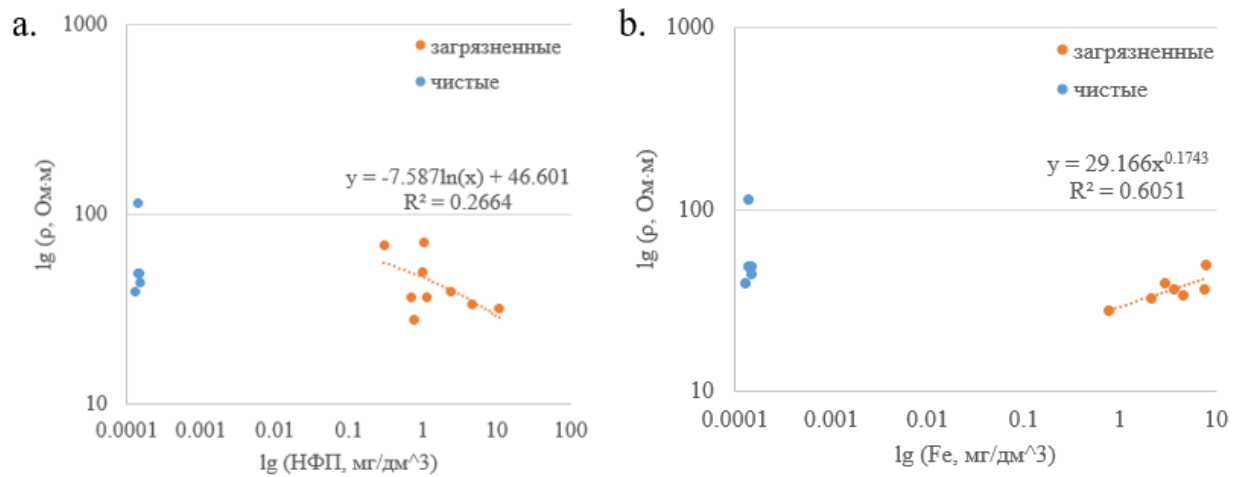


Рисунок 2.14 – График зависимости удельного электрического сопротивления от содержания нефтепродуктов (а) и железа (б) для водонасыщенных грунтов и для района нефтебазы в Самарской области (составлено автором)

В ходе анализа данных геологических и геофизических материалов установлено:

1. Нефтепродуктовое загрязнение почв речных уступов сопровождается подкислением среды ($\text{pH} < 6$), тогда как фоновые участки характеризуются нейтрально-щелочной реакцией. Данный контраст обеспечивает высокую информативность электроразведочных методов при выделении загрязнённых зон.

2. Имеются устойчивые корреляционные связи между pH , удельным электрическим сопротивлением и содержанием нефтепродуктов, отражающие совокупное влияние углеводородов на ионную проводимость, редокс-режим и подвижность металлов. Геофизические аномалии фиксируют преимущественно вторичные геохимические эффекты, а не прямое присутствие нефтепродуктов.

3. Характер изменения удельного электрического сопротивления существенно зависит от литологического состава грунтов и степени их водонасыщения, что позволяет использовать регрессионные зависимости $\rho(C)$ как основу для моделирования строения и загрязнения речных террас.

4. Водонасыщенные грунты демонстрируют обратную связь УЭС с концентрациями нефтепродуктов и железа, обусловленную продуктами биodeградации, что подтверждает применимость комплексного геофизического подхода для анализа процессов миграции загрязняющих веществ.

5. Сопоставление объектов Ярославской и Самарской областей показало универсальность выявленных закономерностей при сохранении влияния локальных геохимических и литологических факторов, что обосновывает использование предложенной модели для речных террас нефтебаз Волги.

2.2.4 Метод естественного электрического поля

Метод естественного электрического поля (ЕП) использовался как дополнительный метод при изучении нефтезагрязнённых территорий и применялся для выявления зон изменения фильтрационных и геохимических условий среды.

Информативность метода определяется его чувствительностью к фильтрационным процессам, изменению минерализации поровых растворов и развитию окислительно-восстановительных преобразований, сопровождающих нефтепродуктовое загрязнение.

Наиболее информативными диагностическими признаками по данным ЕП являются:

- локальные аномалии разности потенциалов;
- увеличение пространственной неоднородности естественного поля;
- пространственное совпадение аномалий ЕП с участками геоэлектрических и геохимических изменений.

Установлено, что аномалии естественного электрического поля наиболее часто приурочены к участкам активной фильтрации загрязнённых вод и зонам развития вторичных геохимических преобразований. Сопоставление данных ЕП с результатами электротомографии и лабораторных исследований показало пространственную согласованность аномалий естественного поля с участками пониженного УЭС, повышенного содержания нефтепродуктов и изменённых геохимических характеристик среды. Примеры графиков распределения разности потенциалов для «чистого» и загрязненного участка представлены на рисунке 2.15.

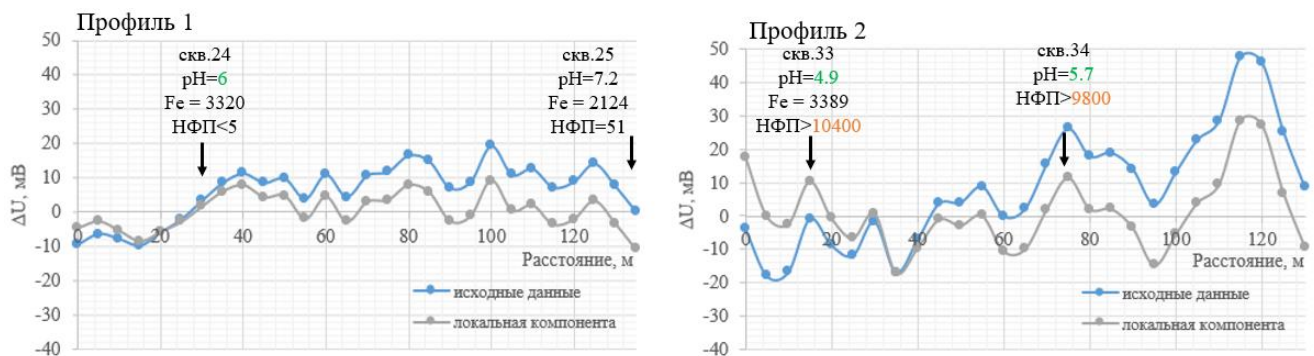


Рисунок 2.15 – Примеры графиков распределения разности потенциалов по данным метода естественного электрического поля (профиль 1 – условно «чистая» область, профиль 2 – загрязненный участок) (составлено автором)

Вместе с тем метод ЕП обладает ограниченной однозначностью интерпретации, поскольку формирование естественного электрического поля определяется совокупностью природных и техногенных факторов. В связи с этим метод наиболее эффективен при совместном использовании с электроразведочными, газогеохимическими и лабораторными исследованиями.

Таким образом, метод естественного электрического поля является вспомогательным методом при изучении нефтезагрязнённых территорий и позволяет выявлять зоны изменения

фильтрационных и геохимических условий среды, дополняя результаты электроразведочных и газогеохимических исследований.

2.3 Информативность сейсморазведки

Сейсморазведочные методы являются важным элементом комплекса исследований нефтезагрязнённых территорий, поскольку позволяют оценивать физико-механическое состояние грунтов и уточнять особенности гидрогеологического строения разреза.

Одним из информативных методов исследования верхней части разреза является многоканальный анализ поверхностных волн (MASW), обеспечивающий получение распределения скоростей поперечных волн и выявление зон изменения свойств грунтов.

Основное преимущество метода MASW заключается в возможности выделения участков изменения физико-механических свойств грунтов, выявления неоднородностей слабопроницаемых горизонтов, уточнения гидрогеологических условий и сопоставления скоростных аномалий с результатами электроразведки.

Наиболее информативными диагностическими признаками по данным MASW являются:

- снижение скоростей поперечных волн;
- увеличение пространственной неоднородности скоростных характеристик;
- изменение распределения скоростей в пределах слабопроницаемых горизонтов.

Результаты исследований показали, что участки изменения скоростей поперечных волн пространственно согласуются с зонами техногенного преобразования среды и особенностями гидрогеологического строения территории.

Разрезы, полученные по результатам MASW, позволили дополнить представления о литологическом строении разреза и уточнить положение отдельных геологических горизонтов при совместной интерпретации с данными электроразведки. Сопоставление скоростных и геоэлектрических характеристик повысило достоверность расчленения песчано-глинистого разреза и позволило уточнить особенности строения слабопроницаемых горизонтов. Пример подобного скоростного разреза представлен на рисунке 2.16.

Наиболее информативным оказалось использование послойных скоростных срезов по данным MASW на уровне суглинистого горизонта. Анализ распределения скоростей поперечных волн позволил выделить локальные ослабленные зоны, интерпретируемые как области нарушения сплошности суглинистого горизонта, где возможно проникновение нефтепродуктов в нижележащие горизонты (рисунок 2.17).

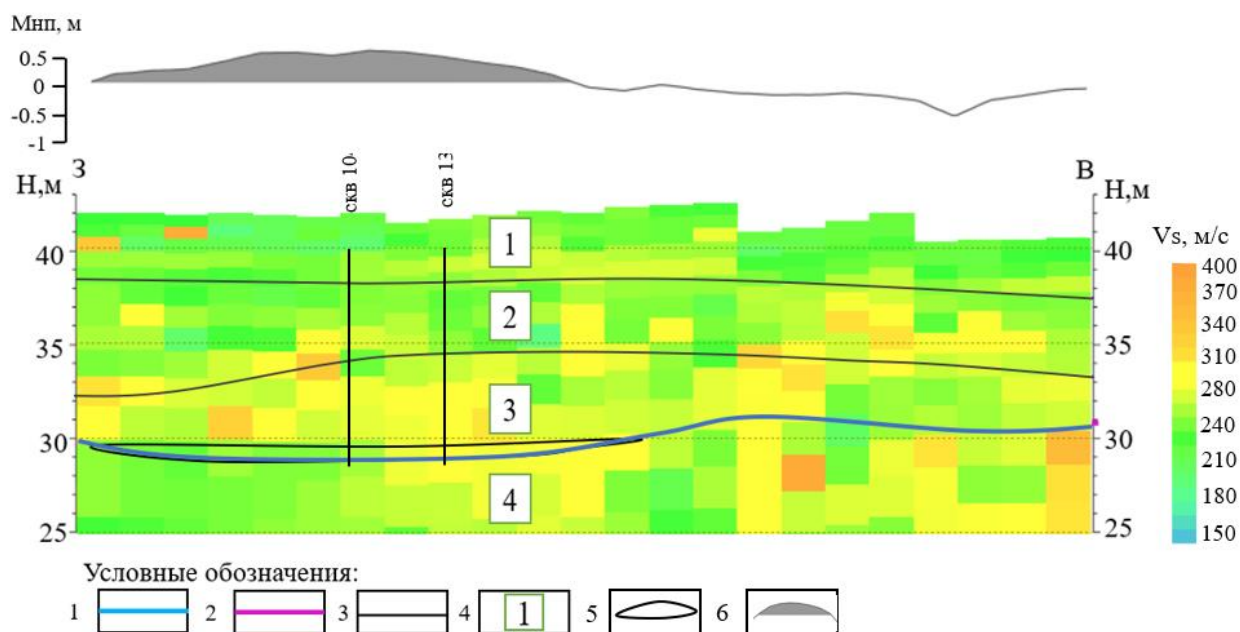


Рисунок 2.16 – Пример скоростного среза по данным MASW в районе береговой части:

Условные обозначения: 1 – уровень верховодки, 2 – уровень грунтовых вод, 3 – границы литологических комплексов, 4 – индексы литологических комплексов (1 – насыпные грунты и сухие пески в приповерхностной части разреза, 2 – суглинки, 3 – пески в зоне аэрации, 4 – пески в зоне полного водонасыщения), 5 – линза нефтепродуктов, 6 – мощность линзы по данным наблюдательных скважин (составлено автором)

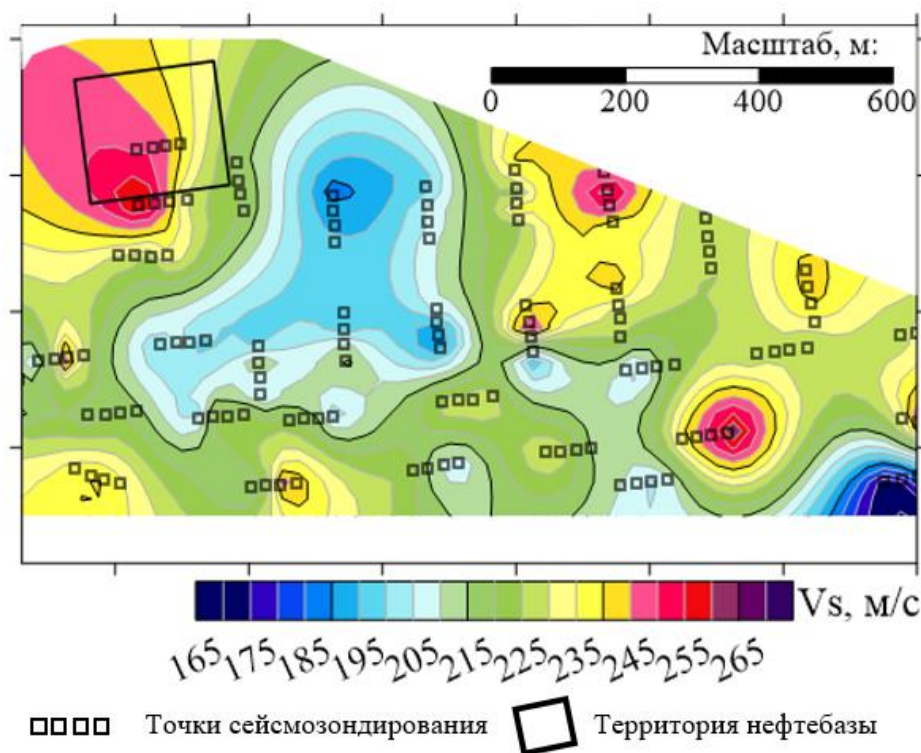


Рисунок 2.17 – Фрагмент карты распределения скоростей поперечных волн (V_s) слоя суглинков (голубой цвет – ослабленная область) (составлено автором)

Полученные результаты показали высокую информативность MASW при выявлении гидрогеологических неоднородностей, потенциально контролирующих пути миграции загрязнения. Сопоставление данных MASW и электроразведки показало пространственную согласованность участков пониженных скоростей поперечных волн и геоэлектрических аномалий. Метод MASW наиболее эффективен при совместном использовании с электроразведкой, поскольку позволяет сопоставлять изменение электрофизических и физико-механических свойств грунтов.

Вместе с тем интерпретация скоростных аномалий требует обязательного учёта литологического строения и степени водонасыщения среды, так как значения V_s зависят не только от техногенного воздействия, но и от естественных свойств грунтов.

Таким образом, метод MASW позволяет уточнять литологическое строение разреза, выделять ослабленные зоны в пределах слабопроницаемых горизонтов и тем самым выявлять гидрогеологические неоднородности в пределах нефтезагрязнённых территорий.

2.4 Информативность газогеохимических исследований

Газогеохимические исследования являются важным элементом комплекса методов при изучении нефтезагрязнённых территорий, поскольку позволяют выявлять зоны активного преобразования нефтепродуктов и уточнять особенности миграции загрязнения.

В пределах исследуемых нефтебаз газогеохимические исследования выполнялись с использованием газоанализатора «Полар-2Ех». Наиболее информативными компонентами оказались углекислый газ (CO_2) и метан (CH_4), распределение которых отражает особенности биохимической трансформации нефтепродуктов и состояние геологической среды.

Основное преимущество газогеохимических исследований заключается в возможности выделения зон активной биохимической трансформации загрязнения, выявления участков газовой миграции, сопоставления газогеохимических аномалий с геофизическими данными, уточнения пространственной неоднородности техногенного преобразования среды.

Наиболее информативными диагностическими признаками являются:

- повышение концентраций CO_2 ;
- локальные аномалии CH_4 ;
- увеличение пространственной неоднородности газогеохимического поля;
- пространственное совпадение газогеохимических и геофизических аномалий.

Результаты исследований (рисунок 2.18) показали, что участки повышенных концентраций CO_2 пространственно согласуются с зонами геоэлектрических аномалий и областями техногенного преобразования среды.

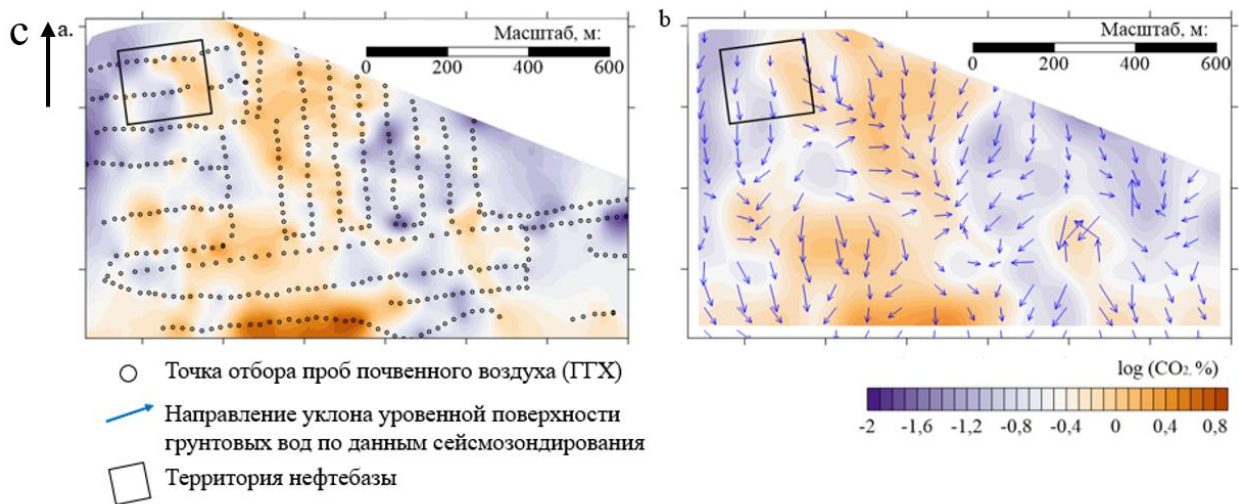


Рисунок 2.18 – Карты распределения концентраций CO₂ по результатам газогеохимических исследований: а – схема расположения точек отбора почвенного воздуха; б – карта содержания в почвенном воздухе углекислого газа (сглаженные данные) (составлено автором)

Сопоставление фактических и сглаженных карт распределения CO₂ показало высокую чувствительность метода к пространственной неоднородности загрязнения и позволило выделить устойчивые участки развития газогеохимических аномалий.

Установлено, что наиболее контрастные аномалии CO₂ приурочены к участкам развития верховодки и зонам активного перераспределения загрязнения. Пространственное совпадение газогеохимических и геоэлектрических аномалий подтверждает информативность комплексного применения методов.

Дополнительную информативность обеспечивают локальные аномалии CH₄, отражающие развитие восстановительных условий и процессы анаэробного преобразования нефтепродуктов.

Важным преимуществом газогеохимических исследований является высокая чувствительность к современным процессам преобразования загрязнения. В отличие от электроразведки, отражающей изменение электрофизических свойств среды, газогеохимические методы позволяют фиксировать участки активной биохимической трансформации нефтепродуктов.

Вместе с тем интерпретация газогеохимических аномалий требует учёта гидрогеологических условий, влажности грунтов и особенностей газообмена, поскольку распределение газов зависит не только от загрязнения, но и от естественных свойств среды.

Наиболее достоверная интерпретация достигается при совместном использовании газогеохимических и геофизических методов.

Таким образом, газогеохимические исследования отражают зоны активной биохимической трансформации загрязнения и позволяют выделять эти зоны, уточнять пространственную неоднородность техногенно изменённой среды и дополнять результаты электроразведочных исследований.

2.5 Информативность комплекса геофизических методов

Результаты исследований показали, что наиболее достоверная интерпретация нефтепродуктового загрязнения достигается при совместном анализе электроразведочных, сейсморазведочных, газогеохимических и лабораторных данных. Каждый из использованных методов фиксирует различные проявления техногенного преобразования геологической среды, тогда как их комплексное использование позволяет существенно повысить достоверность выделения загрязнённых зон.

Электротомография позволяет выявлять участки изменения электрофизических свойств грунтов и проследивать пространственное распределение геоэлектрических аномалий. Метод MASW отражает изменение физико-механических свойств грунтов и особенности строения слабопроницаемых горизонтов. Газогеохимические исследования фиксируют зоны активной биохимической трансформации нефтепродуктов, а лабораторные исследования обеспечивают контроль геофизических интерпретаций по фактическим значениям содержания нефтепродуктов, Fe и pH.

Установлено, что наиболее контрастные геоэлектрические аномалии пространственно согласуются с зонами пониженных скоростей поперечных волн, участками повышенных концентраций CO₂, интервалами повышенного содержания нефтепродуктов и областями изменения pH и концентраций железа. Совпадение независимых диагностических признаков существенно снижает неоднозначность интерпретации и повышает надёжность выделения техногенно изменённых зон.

Одним из наиболее информативных подходов к комплексной интерпретации является совместный анализ карт распределения геофизических и геохимических параметров. Для сопоставления пространственной структуры аномалий может использоваться RGB-анализ, позволяющий интегрировать результаты различных методов в единую пространственную модель исследуемой территории.

Дополнительные возможности комплекс геофизических и газогеохимических методов обеспечивает при мониторинге нефтезагрязнённых территорий. Сопоставление результатов наблюдений, выполненных в разные годы, позволяет проследивать изменение пространственной структуры загрязнения и оценивать динамику техногенного преобразования геологической среды.

Наиболее информативными при мониторинговых исследованиях являются электроразведочные методы, обеспечивающие сопоставление геоэлектрических характеристик разреза, полученных на различных этапах наблюдений. Дополнительную информацию о динамике загрязнения предоставляют газогеохимические исследования и данные MASW, отражающие изменение газогеохимических и физико-механических свойств среды.

Комплексирование результатов электроразведки, MASW и газогеохимических исследований позволяет проследивать изменение пространственного положения загрязнения, выделять устойчивые и динамически изменяющиеся зоны, выявлять направления перераспределения нефтепродуктов и области их вторичного накопления.

Таким образом, совместное использование электроразведочных, сейсморазведочных, газогеохимических и лабораторных данных обеспечивает наиболее полное представление о пространственной структуре нефтепродуктового загрязнения и позволяет эффективно применять комплекс методов как для разовых исследований, так и для мониторинга состояния нефтезагрязнённых территорий.

2.6 Выводы по Главе 2

1. Установлено, что информативность комплекса геофизических и газогеохимических методов определяется избирательностью различных методов к изучению электрофизических, физико-механических, гидрогеологических и геохимических свойств грунтов, сопровождающих нефтепродуктовое загрязнение.

2. Показано, что электроразведочные методы обладают высокой информативностью при изучении нефтезагрязнённых территорий. Метод ВЭЗ позволяет исследовать общее геоэлектрическое строение разреза, выделять основные геоэлектрические горизонты и водонасыщенные интервалы, тогда как электротомография обеспечивает детальное картирование зон техногенного изменения среды. Наиболее информативными диагностическими признаками нефтепродуктового загрязнения являются снижение значений удельного электрического сопротивления, увеличение пространственной неоднородности геоэлектрического поля и пространственное совпадение низкоомных зон с участками повышенного содержания нефтепродуктов по данным бурения и лабораторных исследований.

3. Сопоставление результатов электротомографии с лабораторными исследованиями грунтов в пределах нефтебазы в Ярославской области показало наличие устойчивых взаимосвязей между удельным электрическим сопротивлением, содержанием нефтепродуктов, значениями pH и концентрациями железа. Установлено, что загрязнённые длительное время участки характеризуются снижением УЭС, повышенными содержаниями нефтепродуктов и железа, а также смещением pH в кислую область, тогда как фоновые территории отличаются большей однородностью геофизических и геохимических параметров.

4. Установлено, что характер изменения удельного электрического сопротивления определяется литологическим составом грунтов, степенью водонасыщения и уровнем нефтепродуктового загрязнения. Полученные корреляционные зависимости УЭС–НФП подтверждают возможность использования геоэлектрических параметров для оценки состояния загрязнённых грунтов и моделирования пространственной структуры загрязнения.

5. Установлено, что метод естественного электрического поля обладает дополнительной информативностью при изучении нефтезагрязнённых территорий и позволяет выявлять зоны изменения фильтрационных и геохимических условий среды. Пространственное совпадение аномалий ЕП с геоэлектрическими и геохимическими аномалиями подтверждает возможность использования метода для выделения участков активной фильтрации загрязнённых вод и вторичных геохимических преобразований. Показано, что метод ЕП наиболее эффективен при комплексировании с электроразведочными, газогеохимическими и лабораторными исследованиями.

6. Метод MASW позволяет уточнять литологическое строение разреза и выявлять ослабленные зоны в пределах слабопроницаемых горизонтов. Наиболее информативными оказались послойные скоростные срезы на уровне суглинистого горизонта, позволившие выделить области нарушения его сплошности, потенциально контролирующие миграцию нефтепродуктов. Также совместная интерпретация данных MASW и электроразведки повысила достоверность выделения литологических слоев.

7. Методы электротомографии, MASW и газогеохимических исследований обладают высокой информативностью при мониторинге нефтезагрязнённых территорий. Сопоставление результатов наблюдений, выполненных в разные годы, позволяет прослеживать изменение геоэлектрических, скоростных и газогеохимических характеристик среды, отражающих перераспределение загрязнения и изменение состояния грунтов. Наиболее устойчивые аномалии фиксируются в пределах зон длительного загрязнения и вторичного накопления нефтепродуктов, тогда как менее интенсивные аномалии позволяют выявлять возможные пути миграции загрязнения.

8. Показано, что наиболее достоверная интерпретация нефтепродуктового загрязнения достигается при комплексировании электроразведочных, сейсморазведочных, газогеохимических и лабораторных данных. Совместный анализ независимых диагностических признаков позволяет снизить неоднозначность интерпретации, повысить достоверность выделения загрязнённых зон и уточнить пространственное строение ареалов нефтепродуктового загрязнения.

ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОБРАБОТКИ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ СТРУКТУР ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Технологическая схема комплексных исследований

Технологическая схема комплексных исследований нефтезагрязнённых территорий включает последовательные этапы получения, обработки, интерпретации и интеграции геофизических и газогеохимических данных, направленные на выявление структурно-вещественных особенностей разреза, выделение интервалов нефтепродуктового загрязнения и оценку параметров миграции загрязняющих веществ (рисунок 3.1).

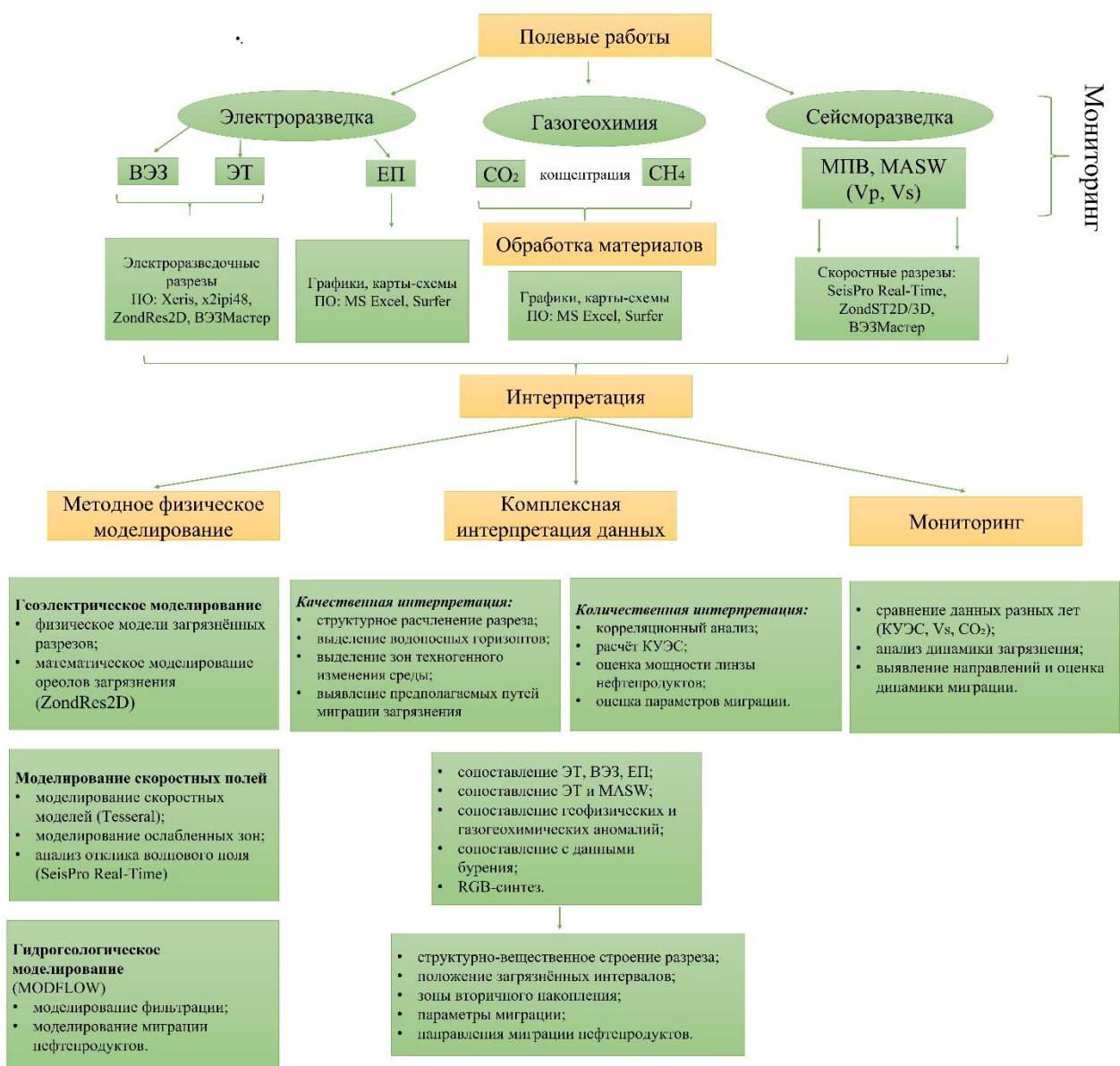


Рисунок 3.1 – Технологическая схема сбора, обработки и интерпретации геофизических, газогеохимических и петрофизических данных, обеспечивающая изучение загрязнений грунтов нефтепродуктами в районах расположения нефтебаз Волжского бассейна
(составлено автором)

Исследования выполнялись по принципу последовательного перехода от выявления физических свойств загрязненных грунтов к картированию зон загрязнения и последующему анализу пространственной структуры нефтепродуктового загрязнения.

На первом этапе выполняются полевые исследования, включающие электроразведочные работы методами вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ), электротомографии (ЭТ) и естественного электрического поля (ЕП), газогеохимические исследования, а также сейсморазведочные наблюдения методами МПВ и MASW. Интерпретация данных, полученных этими методами, позволяет получать информацию о геоэлектрических, геохимических и упругих свойствах геологической среды.

На этапе обработки материалов выполняется построение геоэлектрических и скоростных разрезов, графиков распределения измеряемых параметров и карт-схем пространственного распределения геофизических и газогеохимических характеристик. Результатом обработки являются методные интерпретационные модели, отражающие особенности строения исследуемой территории.

Для проверки интерпретационных построений и анализа физических механизмов формирования геофизических аномалий выполняется методное физическое моделирование. В его состав входят геоэлектрическое моделирование загрязнённых разрезов, направленное на изучение влияния нефтепродуктового загрязнения на распределение удельного электрического сопротивления, моделирование скоростных полей для анализа влияния неоднородностей геологической среды на распространение упругих волн, а также гидрогеологическое моделирование, позволяющее оценивать особенности фильтрации подземных вод и прогнозировать миграцию нефтепродуктов.

Следующим этапом является комплексная интерпретация данных. Этот этап включает качественную и количественную интерпретацию полученных данных. Качественная интерпретация направлена на структурное расчленение разреза, выделение водоносных горизонтов, зон техногенного изменения среды и предполагаемых путей миграции загрязнения. Количественная интерпретация включает корреляционный анализ геофизических и геохимических параметров, расчёт коэффициента удельного электрического сопротивления, оценку мощности линз нефтепродуктов и определение параметров миграции загрязняющих веществ. Далее на данном этапе выполняется сопоставление результатов электроразведочных, сейсморазведочных и газогеохимических исследований, данных бурения и лабораторных анализов. Совместный анализ позволяет повысить достоверность интерпретации, снизить неоднозначность выделения загрязнённых зон и перейти к построению единой пространственной модели исследуемой территории. Для интеграции разнородной информации используются методы многопараметрического анализа и RGB-синтеза.

Результатом комплексной интерпретации является построение пространственной модели нефтепродуктового загрязнения, содержащей сведения о структурно-вещественном строении разреза, положении загрязнённых интервалов, параметрах миграции нефтепродуктов, направлениях их распространения и зонах вторичного накопления.

Отдельным направлением исследований является мониторинг состояния загрязнённых территорий, основанный на сопоставлении результатов наблюдений различных лет. Анализ изменений геоэлектрических, скоростных и газогеохимических характеристик позволяет выявлять динамику загрязнения, оценивать изменение параметров миграции нефтепродуктов и отслеживать трансформацию геологической среды во времени.

3.2 Особенности обработки и интерпретации геофизических данных на территориях, загрязнённых нефтепродуктами

3.2.1 Электротомография и ВЭЗ

Полевые съемки и первичная обработка данных

Электроразведочные исследования являлись одним из основных этапов технологической схемы изучения нефтезагрязнённых территорий. Их применение было направлено на получение геоэлектрических моделей разреза, выделение интервалов изменения удельного электрического сопротивления и последующую количественную интерпретацию параметров нефтепродуктового загрязнения.

Полевые электротомографические наблюдения на объектах Самарской и Ярославской областей выполнялись с использованием многоэлектродных электроразведочных станций семейства СКАЛА производства ООО «КБ Электрометрии». На участке в Самарской области применялась станция СКАЛА-48 с двумя 24-электродными косами и шагом между электродами 5 м. Общая протяжённость профиля составляла 235 м, расчётная глубина исследования достигала 25 м. Для измерений использовались градиентная установка MNAMNBMN и диполь-дипольная установка MNABMN. Такое сочетание протоколов обеспечивало повышенную чувствительность как к вертикальным, так и к латеральным геоэлектрическим неоднородностям. Для минимизации краевых эффектов и обеспечения сплошного покрытия применялась технология «перекатывающегося» профиля roll-along [2].

На участке в Ярославской области электротомографические наблюдения выполнялись станцией СКАЛА-48к12 с двумя 24-электродными косами. Шаг между электродами составлял 3 м, общая протяжённость профиля — 141 м, расчётная глубина исследования — до 20 м. В качестве измерительного протокола применялась установка Шлюмберже AMNB, обеспечивающая устойчивое выделение основных геоэлектрических горизонтов в верхней части песчано-глинистого разреза.

Различие параметров съёмки определялось задачами исследований и особенностями строения объектов. На территории Самарской области применялась большая длина профиля и комбинированный набор установок, что было необходимо для изучения протяжённой зоны загрязнения и повышения чувствительности к неоднородностям различной ориентировки. В Ярославской области использовался меньший шаг электродов, что обеспечивало более детальное изучение верхней части разреза и сопоставление геоэлектрических данных с результатами инженерно-геологического бурения и лабораторных исследований.

Электроразведочные работы методом вертикального электрического зондирования в различные годы проводились аппаратурой АЭ-72, Электротест-С, ЭРП-1А. Для вертикального электрического зондирования использовалась симметричная установка Шлюмберже с максимальным разном $AB/2 = 50-100$ метров.

Первичная обработка данных ВЭЗ включала контроль качества полевых измерений, построение кривых кажущегося сопротивления и их последующую количественную интерпретацию. Количественная интерпретация (1D инверсия) полевых данных ВЭЗ выполнена с использованием программного обеспечения «ВЭЗ Мастер» [32]. На основе результатов инверсии определялись параметры геоэлектрических горизонтов, выполнялось сопоставление геоэлектрического строения с материалами инженерно-геологических скважин и уточнялось положение основных водоносных интервалов.

Обработка данных электротомографии выполнялась с использованием программных комплексов ZondRes2D и Res2DInv. Обработка полевых данных осуществлялась в два этапа. На первом этапе выполнялся перевод номеров электродов в метрические координаты по профилю и вычисление нормированного сигнала по формуле (3.1):

$$\rho = \frac{\Delta U}{I}, \quad (3.1)$$

где ΔU — измеренная разность потенциалов, мВ;

I — сила тока возбуждения, мА.

На этапе первичной обработки полевых данных выполнялась фильтрация результатов измерений с целью устранения помех и заведомо некорректных значений, включая данные, искажённые влиянием приповерхностных неоднородностей, ложных техногенных аномалий, а также Р- и С-эффектов [2].

Далее решалась обратная задача методом Оккама (Occam's inversion) с использованием программного комплекса ZondRes2D [12]. Максимальная глубина исследования составляла порядка 40–50 м, что охватывает зону аэрации и верхнюю часть зоны полного водонасыщения. Это обеспечило достаточную глубинную и пространственную разрешающую способность для анализа распределения нефтепродуктов в зоне активной фильтрации.

В результате инверсии формировались геоэлектрические разрезы, отражающие распределение удельного электрического сопротивления в исследуемом объеме среды. Для повышения достоверности интерпретации полученные модели сопоставлялись с результатами бурения, лабораторных исследований и материалами других геофизических методов.

Интерпретация

Особенностью разработанной технологической схемы являлся переход от качественной интерпретации геоэлектрических аномалий к количественной оценке параметров загрязнения. Для этого выполнялся корреляционный анализ между значениями удельного электрического сопротивления, содержанием нефтепродуктов, концентрациями железа и значениями pH. Полученные зависимости использовались для оценки пространственного распределения загрязнения и последующего моделирования загрязнённых разрезов.

Дополнительно в ходе количественной интерпретации данных возможна оценка мощности линзы нефтепродуктов по данным электроразведочных съемок. Графики зависимости мощности линзы нефтепродуктов (по скважинным данным) от геоэлектрических свойств грунтов для уровня грунтовых вод в районе нефтебазы в Самарской области представлен на рисунке 3.2.

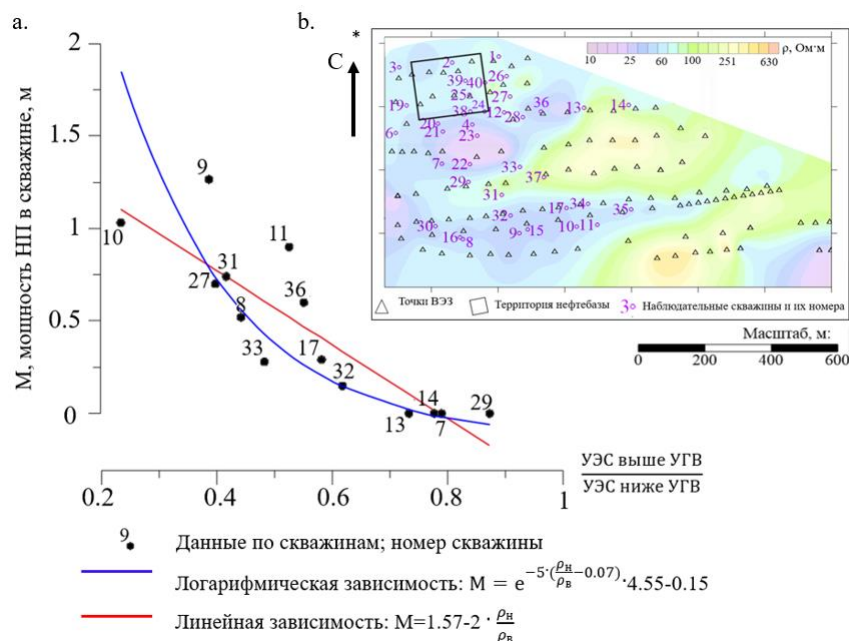


Рисунок 3.2 – Графики зависимости УЭС грунтов для уровня грунтовых вод от мощности линзы нефтепродуктов по скважинным данным на территории нефтебазы в Самарской области (а) и схема распределения УЭС для уровня грунтовых вод с указанием расположения точек ВЭЗ и наблюдательных скважин (б) (составлено автором)

Графики зависимости нельзя назвать строгими, так как разброс значений довольно велик. Тем не менее наличие корреляции между рассматриваемыми параметрами не вызывает сомнения. Для описания зависимостей было составлено два уравнения регрессии – линейное и логарифмическое. Логарифмическое в целом лучше описывает наблюдаемое распределение, но

даёт завышенные значения в области больших мощностей. Линейная регрессия даёт более простой результат, хотя и несколько завышает малые значения мощности и занижает высокие. Такие же выводы можно сделать и анализируя схемы изолиний мощности линзы, рассчитанной по разным уравнениям регрессии (рисунок 3.3).

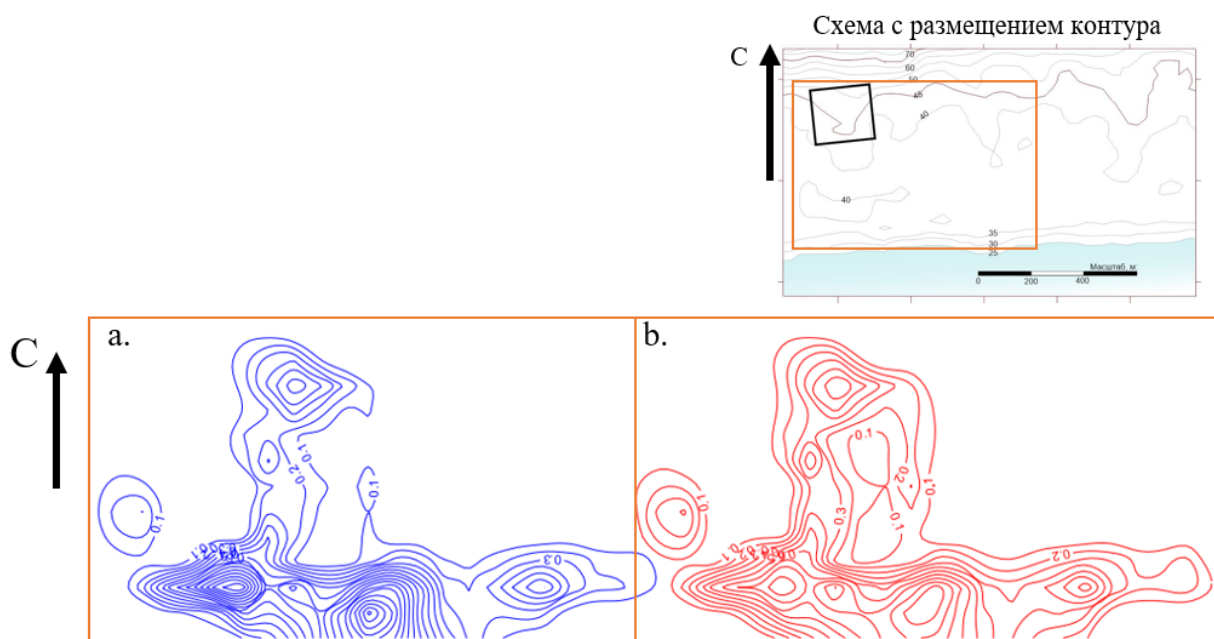


Рисунок 3.3 – Схемы изолиний мощности линзы нефтепродуктов на территории Тольяттинской нефтебазы, рассчитанной по разным уравнениям регрессии (сечение изолиний 0.1 м): а – логарифмическая зависимость, б – линейная зависимость (составлено автором)

За исключением небольших нюансов рисовка обеих схем изолиний очень сходная; суммарный объём линзы, рассчитанный по обоим вариантам карт изолиний, различается не более, чем на 5%.

Обобщенные результаты обработки представленных выше данных показаны на схеме мощности линзы нефтепродуктов на рисунке 3.4.

Таким образом, мощность линзы гравитационно-подвижных нефтепродуктов значительно меняется на территории. Большие мощности характерны для юго-восточной части нефтебазы, что, вероятно, может быть связано с временным смещением линзы вместе с грунтовыми водами, имеющими юго-восточное направление движения. Помимо этого, мощная линза отмечается рядом с рекой, что говорит о вторичном накоплении здесь нефтепродуктов и подтверждает наличие зоны вторичных накоплений.

Таким образом, разработанная технология обработки данных ВЭЗ и электротомографии обеспечивает последовательный переход от первичных полевых измерений к количественной оценке параметров нефтепродуктового загрязнения. Совмещение процедур инверсии, геологической привязки, корреляционного анализа позволяет повысить достоверность интерпретации геоэлектрических данных и снизить влияние литологической неоднородности

разреза. Полученные геоэлектрические модели используются в качестве основы для последующего моделирования загрязнённых разрезов, оценки пространственного распределения нефтепродуктов и анализа направлений их миграции.

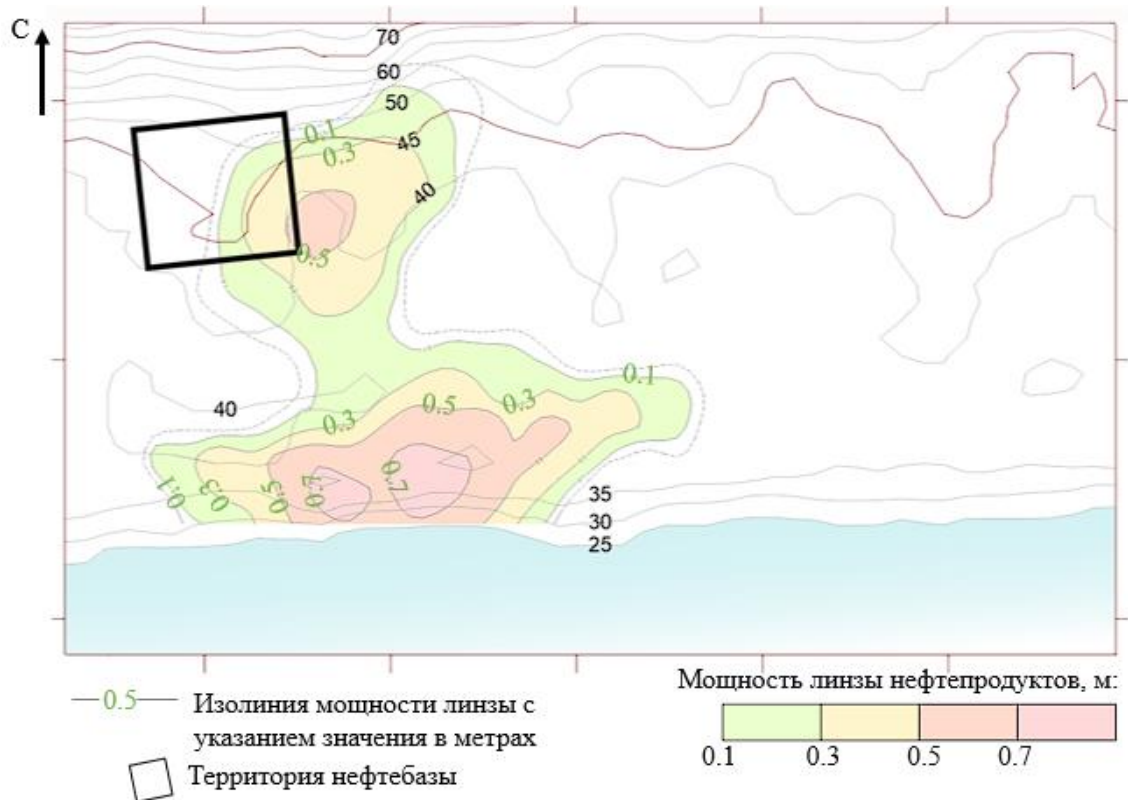


Рисунок 3.4 – Мощность линзы гравитационно-подвижных нефтепродуктов, распространяющаяся вместе с грунтовыми водами, по результатам расчета параметра нефтенасыщения и данным из наблюдательных скважин нефтебазы в Самарской области (составлено автором)

3.2.2 Метод естественного поля

Полевые съемки и первичная обработка данных

Измерения проводились методом потенциала. Расстояние между точками наблюдения – 5 метров.

Обработка данных метода естественного электрического поля являлась начальным этапом комплексной интерпретации нефтезагрязнённых территорий и была направлена на выявление локальных аномалий, связанных с изменением фильтрационных и геохимических условий среды.

Первичная обработка включала контроль качества измерений и построение графиков распределения разности потенциалов вдоль профилей наблюдений. На данном этапе выполнялся анализ исходных данных на предмет наличия выбросов и случайных помех, обусловленных техногенными источниками электрических полей и погрешностями измерений. В ходе обработки исправленный за поляризацию приемных электродов потенциал в i -ой точке профиля вычислен по формуле (3.2) [30]:

$$U_i = U_i^{\text{изм}} - U_{\text{ср}} + \frac{U_1^{\text{н}} - U_1^{\text{к}}}{n}, \quad (3.2)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее значение электродной разности потенциалов (по замерам в начале и конце съемки), вычисляемое по формуле (3.3):

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{с}}^{\text{н}} - U_{\text{с}}^{\text{к}}}{n}, \quad (3.3)$$

где $\frac{U_1^{\text{н}} - U_1^{\text{к}}}{n}$ – поправка за изменение поля ЕП во времени:

$U_1^{\text{н}} - U_1^{\text{к}}$ – изменение поля на первой точке профиля за время съемки, n – общее число точек наблюдений, i – текущий номер точки.

Для выделения локальных аномалий использовалась фильтрация исходных данных, позволяющая разделить региональную и локальную составляющие естественного электрического поля. В результате обработки формировались графики сглаженного и остаточного поля, отражающие пространственное распределение аномальных значений разности потенциалов. Локальная компонента второго порядка для метода естественного поля рассчитывалась как остаточная аномалия, полученная после удаления регионального фона: исходное поле $U(x,y)$ аппроксимировалось полиномом второго порядка (3.4) по координатам x и y :

$$U_{\text{рег}}(x,y) = a_0 + a_1x + a_2y + a_3x^2 + a_4xy + a_5y^2 \quad (3.4)$$

где коэффициенты a_i определялись методом наименьших квадратов, после чего локальная составляющая вычислялась как (3.5):

$$U_{\text{loc}}(x,y) = U(x,y) - U_{\text{рег}}(x,y) \quad (3.5)$$

Полученные значения локальной компоненты естественного поля использовались для выделения локальных аномалий, связанных с неоднородностями верхней части разреза.

Следующим этапом являлось выделение трендов естественного поля и анализ их пространственного положения относительно результатов других методов. Особое внимание уделялось участкам устойчивого отклонения потенциалов от фоновых значений, поскольку именно такие зоны могут отражать развитие фильтрационных процессов и вторичных геохимических преобразований.

Интерпретация аномалий выполнялась путём сопоставления данных ЕП с результатами электротомографии и лабораторных анализов (см. Глава 2, рисунок 2.15). Установлено, что отдельные аномалии естественного электрического поля пространственно совпадают с зонами пониженного удельного электрического сопротивления, повышенного содержания нефтепродуктов, а также участками изменения геохимических параметров среды. Наиболее показательными оказались положительные аномалии естественного поля, фиксируемые в пределах участков с повышенным содержанием нефтепродуктов и железа. Их формирование

связывается с совместным проявлением фильтрационных и электрохимических процессов, возникающих в условиях техногенного преобразования геологической среды.

В отличие от электротомографии метод естественного электрического поля не позволяет напрямую оценивать геометрию загрязнённых зон и обладает ограниченной однозначностью интерпретации. В связи с этим его использование наиболее эффективно в качестве дополнительного метода, позволяющего уточнять положение зон активной фильтрации загрязнённых вод и участков интенсивных геохимических преобразований.

Таким образом, технологическая схема обработки данных ЕП включает контроль качества измерений, фильтрацию и сглаживание исходных данных, выделение региональных и локальных составляющих поля, анализ пространственных трендов и комплексную интерпретацию аномалий совместно с результатами других геофизических и геохимических методов.

В условиях развития фильтрационных процессов и активной биохимической трансформации нефтепродуктов предпочтительно применение метода естественного электрического поля в качестве дополнительного метода исследований.

Метод ЕП наиболее эффективен для выявления участков активной миграции загрязнённых вод, зон фильтрации и геохимических преобразований среды. Интерпретацию аномалий естественного поля целесообразно выполнять совместно с данными электротомографии и геохимических исследований, что позволяет существенно снизить неоднозначность результатов.

3.2.3 МПВ и MASW

Полевые съемки и первичная обработка данных

Сейсмозондирование выполнено методом преломленных волн (МПВ) по системе встречных годографов с использованием 24-канальной станции «Лакколит Х-М2». Расстояние между сейсмоприемниками 2 метра, способ возбуждения колебаний – ударный. В ходе камеральной обработки построение преломляющих границ осуществлялось методом То.

В ходе обработки сейсмограмм по методике многоканального анализа поверхностных волн (MASW) вдоль сейморазведочных профилей были изучены закономерности распространения сдвиговых волн (V_s) в разрезе до глубины 20 метров. MASW позволяет оценивать пространственное распределение физико-механических характеристик грунтов.

Первичная обработка материалов включала контроль качества полевых записей, анализ волновых форм и подготовку данных к построению дисперсионных изображений. На данном этапе выполнялось удаление записей с низким отношением сигнал/шум и контроль корректности регистрации поверхностных волн.

Следующим этапом являлось построение дисперсионных изображений и выделение дисперсионных кривых фундаментальной моды волн Рэлея. Для каждой точки наблюдений

выполнялся анализ зависимости фазовой скорости поверхностных волн от частоты, что позволяло получить исходную информацию о скоростном строении разреза.

На основе выделенных дисперсионных кривых решалась обратная задача и формировались одномерные скоростные модели. В результате инверсии определялось распределение скоростей поперечных волн по глубине. Совокупность одномерных моделей использовалась для построения двумерных скоростных разрезов и формирования единой пространственной модели исследуемой территории.

Интерпретация

По результатам сейсморазведочных работ МПВ построена карта гидроизогипс первого от поверхности водоносного горизонта (рисунок 3.5) и рассчитаны уклоны УГВ, которые определяют направление миграции гравитационно-подвижных и растворенных нефтепродуктов с грунтовыми водами.

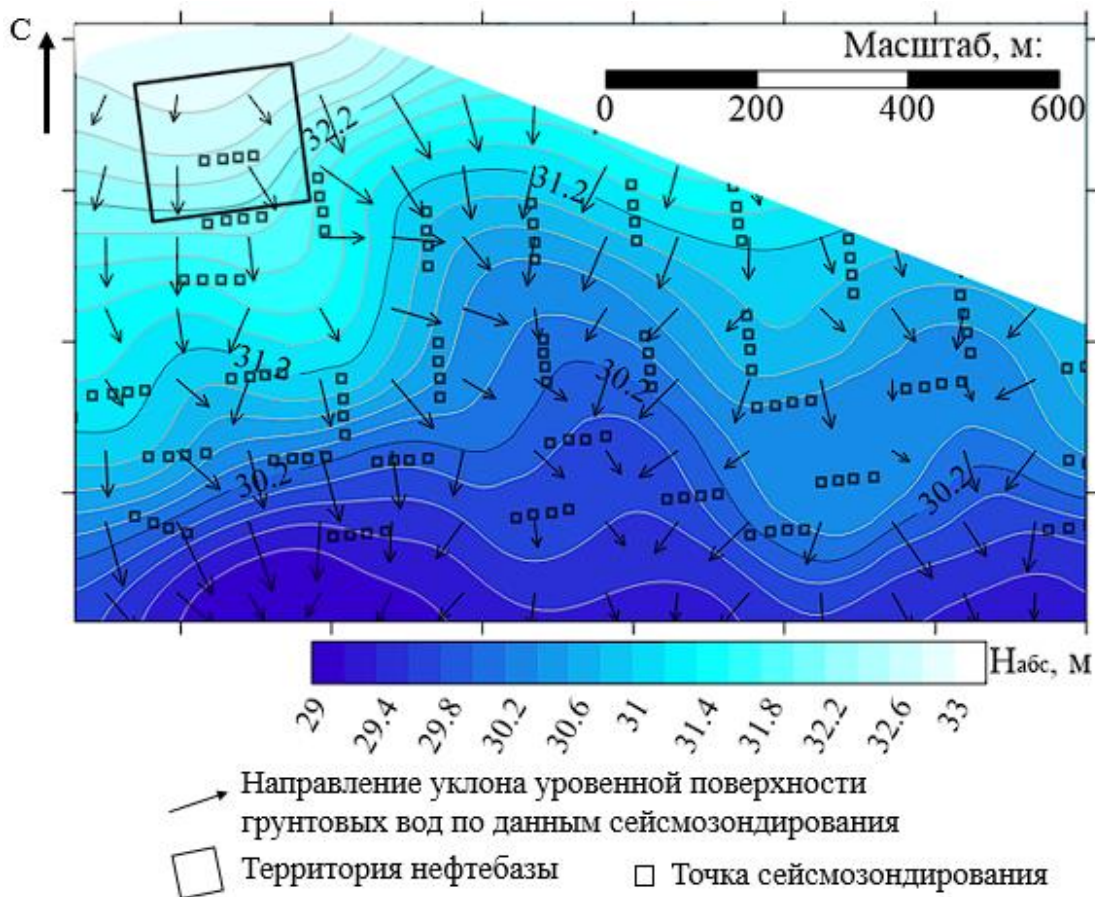


Рисунок 3.5 – Карта гидроизогипс (м) и схема уклонов зеркала грунтовых вод по данным сейсморазведки на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области
(составлено автором)

Слой верховодки, который вскрывается скважинами в районе нефтебазы, не проявлен на годографах преломленных волн. То, что кровля верховодки не является преломляющей границей, объясняется малой мощностью водонасыщенного слоя и приуроченностью верховодки к кровле водоупорных суглинков, скорость распространения продольных волн (V_p) в которых меньше,

чем в вышележащих песках. Тем не менее, результаты количественной интерпретации МПВ позволяют достаточно уверенно оконтурить ареалы развития верховодки как зон повышенной скорости прохождения продольных волн через зону аэрации (рисунок 3.6), то есть как зоны повышенной влажности [4].

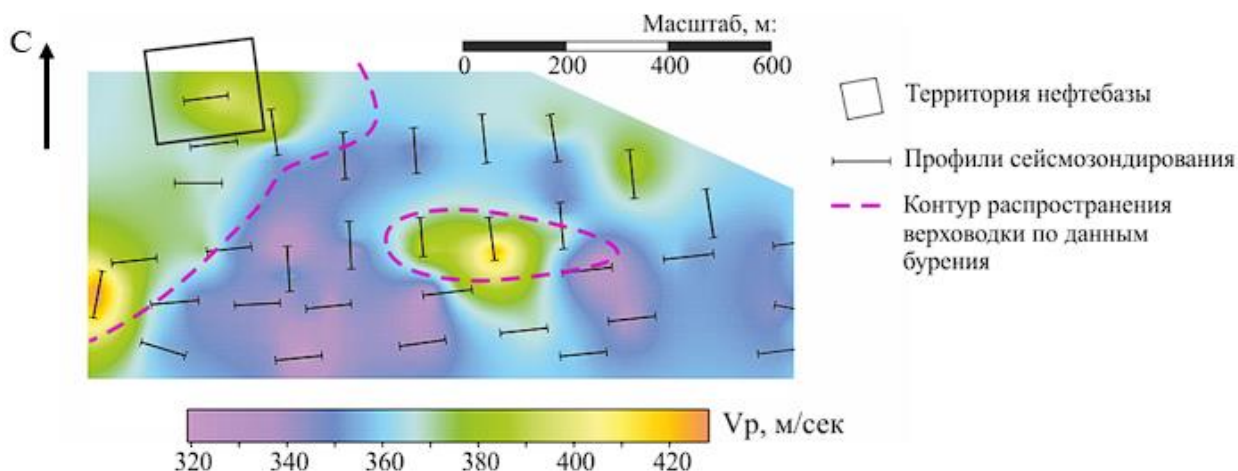


Рисунок 3.6 – Схема скорости продольных волн в зоне аэрации по данным МПВ на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области (составлено автором)

Важным этапом обработки являлось построение послойных скоростных срезов для отдельных глубинных интервалов. Такой подход позволял анализировать пространственное распределение скоростей поперечных волн в пределах отдельных литологических горизонтов и выполнять сопоставление скоростных характеристик с результатами электроразведочных исследований.

Особое значение при интерпретации данных MASW имело изучение распределения скоростей в пределах слабопроницаемых горизонтов. Использование послойных срезов обеспечивало возможность выявления локальных участков изменения скоростных характеристик и последующего сопоставления их с геоэлектрическими и гидрогеологическими данными.

Для повышения достоверности интерпретации результаты MASW сопоставлялись с материалами электротомографии и инженерно-геологического бурения. Совместный анализ скоростных и геоэлектрических моделей позволял уточнять строение разреза и выделять участки, требующие дополнительной интерпретации.

Таким образом, технологическая схема обработки данных MASW включала последовательные этапы анализа волновых записей, построения дисперсионных кривых, инверсии скоростных моделей, формирования двумерных разрезов и послойных скоростных срезов. Реализация данной последовательности обеспечивала получение пространственной модели распределения скоростей поперечных волн, используемой для дальнейшей комплексной интерпретации и моделирования загрязнённых территорий.

В условиях сложного гидрогеологического строения нефтезагрязнённых территорий предпочтительно совместное применение методов МПВ и MASW.

Метод МПВ наиболее информативен для изучения положения уровней подземных вод, построения карт гидроизогипс и оценки направлений миграции загрязняющих веществ. Метод MASW предпочтителен для выявления участков техногенного ослабления грунтового массива, оценки изменений физико-механических свойств грунтов и выделения зон возможной инфильтрации нефтепродуктов. Совместный анализ скоростей продольных и поперечных волн позволяет повысить достоверность интерпретации загрязнённых разрезов.

3.3 Комплексная интерпретация данных

3.3.1 Пример комплексного анализа геофизических и геохимических данных в пределах нефтебазы в Самарской области

Комплексная интерпретация результатов геофизических и газогеохимических исследований выполнялась на основе совместного анализа данных вертикального электрического зондирования, сейсморазведки MASW, газогеохимических исследований, а также материалов бурения. Результаты комплексной интерпретации для профиля в районе нефтебазы (а) и профиля, расположенного между нефтебазой и рекой (б) представлены на рисунке 3.7.

Первым результатом интерпретации стало построение структурно-вещественной модели разреза. Совместный анализ данных ВЭЗ, MASW и бурения позволил выделить основные литолого-гидрогеологические элементы геологической среды, включая песчаные горизонты зоны аэрации и полного водонасыщения, а также выдержанный по площади суглинистый горизонт, контролирующий формирование верховодки. Дополнительная информация о положении грунтовых вод была получена по результатам сейсморазведки МПВ. Комплексирование различных методов позволило повысить достоверность построения модели и уточнить взаимное положение основных элементов разреза.

Вторым результатом стало выделение интервалов нефтепродуктового загрязнения. Анализ распределения удельного электрического сопротивления показал наличие нескольких уровней развития загрязнения. Наиболее контрастные геоэлектрические аномалии пространственно совпадают с зонами накопления нефтепродуктов, установленными по данным бурения и режимных наблюдений. Дополнительным подтверждением техногенного преобразования среды являются аномалии содержания углекислого газа, фиксируемые в пределах участков наиболее интенсивного загрязнения.

Третьим результатом комплексной интерпретации стало определение основных направлений миграции нефтепродуктов. Совместный анализ геоэлектрических данных, положения водоносных горизонтов, результатов газогеохимических исследований и материалов

режимных наблюдений показал, что распространение загрязнения контролируется гидрогеологическим строением территории. Миграция нефтепродуктов осуществляется как по поверхности суглинистого горизонта в пределах верховодки, так и в первом от поверхности водоносном горизонте. При этом направление распространения загрязнения соответствует направлению движения подземных вод в сторону Волги и юго-восточной части исследуемой территории.

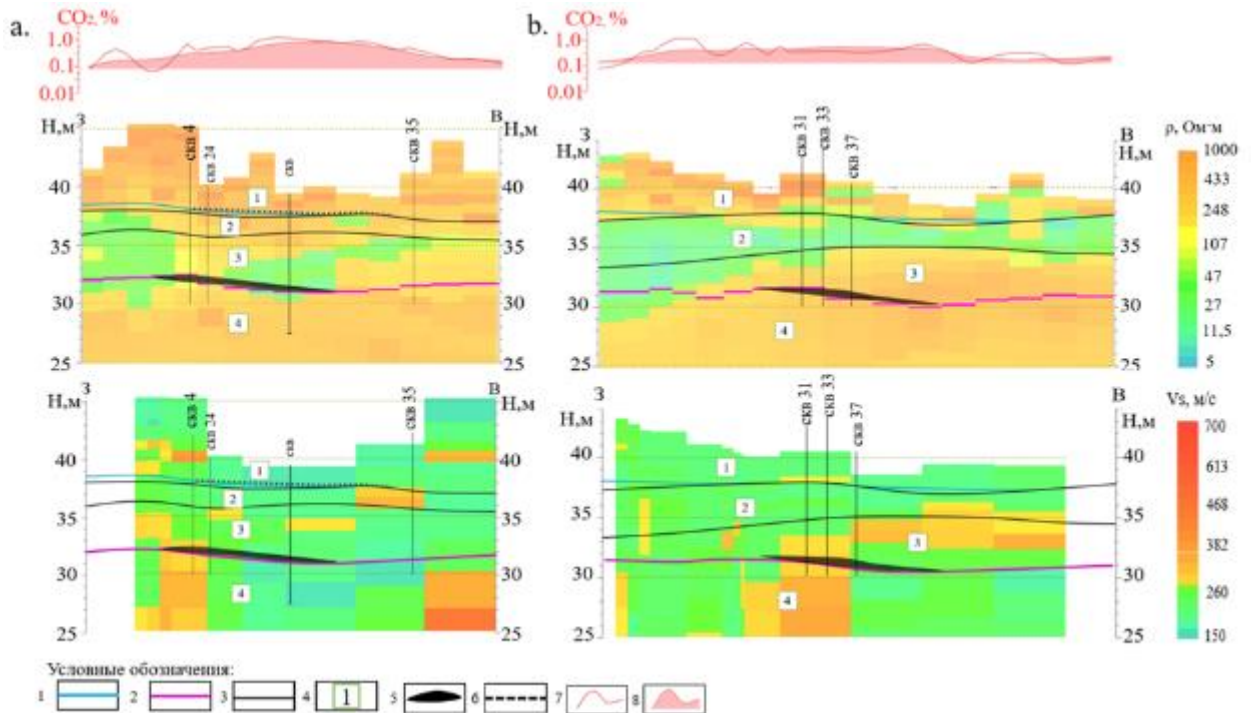


Рисунок 3.7 – Результаты геофизических исследований вдоль профилей А–А (а) и В–В (б) на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: (сверху – графики концентрации в почвенном воздухе углекислого газа, в центре – геоэлектрические разрезы, внизу – разрезы Vs): 1 – уровень верховодки, 2 – уровень грунтовых вод, 3 – границы литологического комплекса 2, 4 – индекс литологического комплекса (1- насыпные грунты и сухие пески, залегающие с поверхности, 2 – суглинки, 3 – пески в зоне аэрации, 4 – пески в зоне полного водонасыщения); 5 – линза гравитационно-подвижных нефтепродуктов на зеркале грунтовых вод, 6 – линза гравитационно-подвижных нефтепродуктов на верховодке, 7 – график содержания в почвенном воздухе углекислого газа (полевые данные), 8 – график содержания в почвенном воздухе углекислого газа (сглаженные данные) (составлено автором)

Комплексный анализ результатов различных методов позволил сформировать единую модель распределения нефтепродуктового загрязнения, включающую сведения о строении разреза, положении загрязнённых интервалов и предполагаемых путях миграции нефтепродуктов. Полученные результаты стали основой для последующей количественной интерпретации параметров загрязнения и моделирования процессов миграции нефтепродуктов.

Для изучения закономерностей миграции углеводородов автором составлены карты удельного электрического сопротивления и скорости сдвиговых волн для различных интервалов разреза (рисунок 3.8).

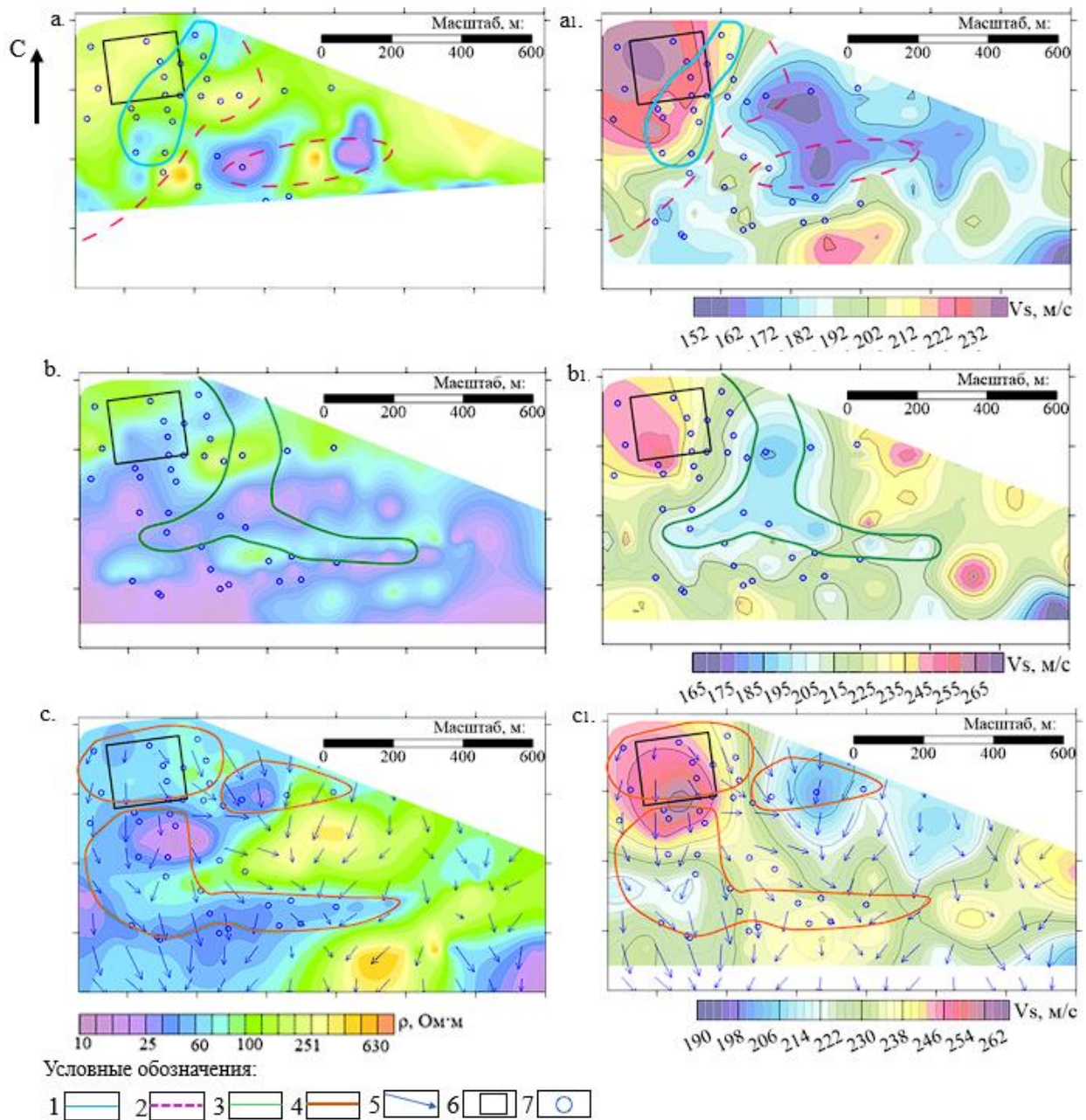


Рисунок 3.8 – Карты удельного электрического сопротивления (a, b, c) и скорости сдвиговых волн (a1, b1, c1) на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: a, a1 – для приповерхностной части разреза до кровли суглинков; b, b1 – для слоя суглинков, c, c1 – для окрестностей уровня полного водонасыщения; 1 – контур распространения нефтепродуктов в зоне верховодки (по скважинным данным), 2 – контур распространения верховодки (по скважинным данным), 3 – зона инфильтрации нефтепродуктов в суглинках, 4 – контур распространения гравитационно-подвижных нефтепродуктов на зеркале грунтовых вод (по скважинным данным), 5 – направление уклона уровневой поверхности грунтовых вод по данным сейсмозондирования, 6 – контур нефтебазы, 7 – наблюдательные скважины (составлено автором)

Анализ материалов геофизических исследований показывает следующее:

- в зоне развития верховодки над кровлей суглинков наблюдаются локальные аномалии с пониженными значениями УЭС и V_s , которые, предположительно, обусловлены процессами биodeградации нефтепродуктов.

- в слое суглинков выделяется обширная низкоскоростная (V_s) аномалия, отвечающая зоне инфильтрации нефтепродуктов в нижележащий горизонт. В результатах электроразведки эта аномалия не проявлена.

- контур распространения линзы нефтепродуктов на уровне грунтовых вод, очерченный по наблюдательным скважинам, в целом соответствует зоне пониженного электрического сопротивления и повышенной скорости сдвиговых волн.

Полученные результаты позволяют охарактеризовать гидрогеологические условия, контролирующие миграцию нефтепродуктов на исследуемой территории.

Верховодка вскрывается режимными скважинами на глубинах 3-5 метров в ближайшей окрестности нефтебазы и локализуется выше кровли слоя суглинков. По результатам ВЭЗ и MASW построена карта рельефа кровли суглинков, представленная на рисунке 3.9, по данным МПВ – контур распространения верховодки.

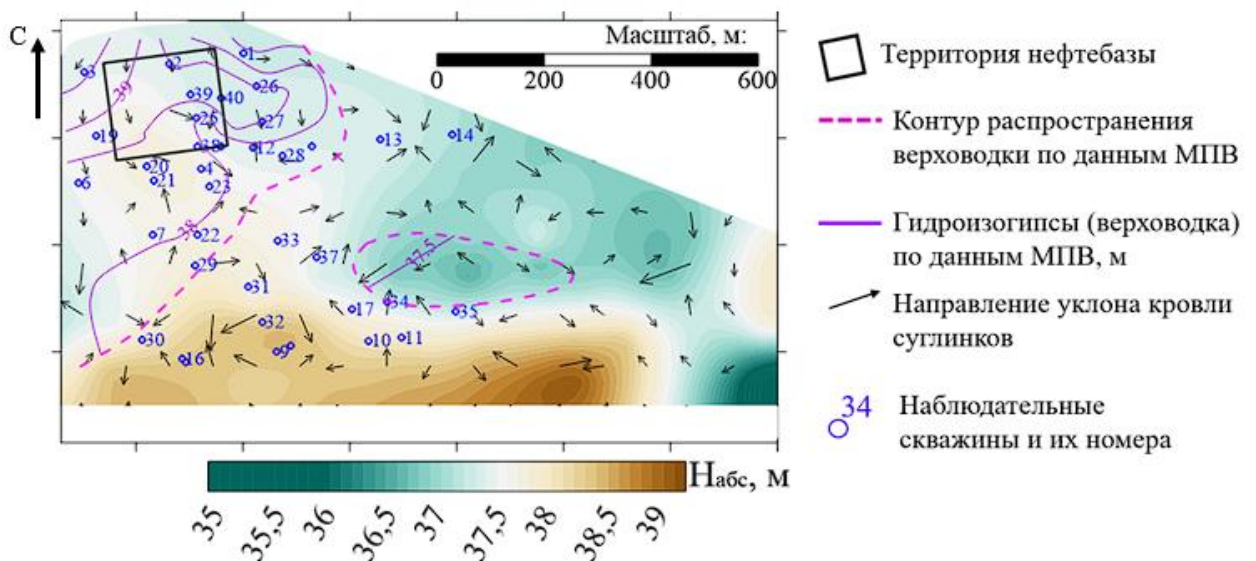


Рисунок 3.9 – Карта изогипс кровли суглинков на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области (составлено автором)

Поверхность верховодки имеет общий уклон в юго-восточном направлении и на удалении от нефтебазы постепенно выклинивается. В центральной части исследуемой территории по данным сейсморазведки выделена локальная линза верховодки, приуроченная к понижению кровли суглинков.

В периоды интенсивного инфильтрационного питания верховодка становится важным фактором латерального переноса загрязняющих веществ. Направление миграции

нефтепродуктов в значительной степени определяется морфологией кровли суглинистого горизонта и положением зон выклинивания верховодки.

Грунтовые воды. Первый от поверхности постоянный водоносный горизонт залегает на глубинах от 7 до 14 м и разгружается в сторону р. Волги. Анализ данных МПВ и режимных наблюдений показал, что общий уклон уровня грунтовых вод направлен к юго-востоку, что соответствует установленному направлению распространения загрязнения. Полученная модель распределения грунтовых вод позволила уточнить гидрогеологические условия миграции нефтепродуктов и выделить участки, наиболее благоприятные для их накопления и дальнейшего переноса.

Миграция нефтепродуктов. Результаты комплексной интерпретации геофизических и газогеохимических данных показали, что распространение нефтепродуктового загрязнения контролируется как системой верховодки, так и первым от поверхности водоносным горизонтом. Газогеохимические аномалии, выделенные за пределами промышленной площадки, пространственно согласуются с предполагаемыми направлениями движения подземных вод и свидетельствуют о переносе загрязняющих веществ в сторону южной, восточной и северо-восточной частей территории.

Интеграция данных электроразведки, сейсморазведки и газогеохимических исследований позволила выделить три основных механизма миграции нефтепродуктов: латеральное перемещение в пределах верховодки, вертикальную фильтрацию через локальные участки повышенной проницаемости суглинистого горизонта и миграцию по поверхности грунтовых вод. Совокупность указанных процессов определяет формирование сложной пространственной структуры загрязнения и развитие зон вторичного накопления нефтепродуктов за пределами непосредственных источников загрязнения.

Таким образом, в результате комплексной интерпретации геофизических и газогеохимических данных получены сведения о структурно-вещественном строении разреза, положении интервалов нефтепродуктового загрязнения и основных направлениях миграции нефтепродуктов. Установлено, что распространение загрязнения контролируется гидрогеологическим строением территории и осуществляется как в пределах верховодки, так и в первом от поверхности водоносном горизонте.

В условиях многокомпонентного нефтепродуктового загрязнения предпочтительно выполнение комплексной интерпретации геофизических, газогеохимических и гидрогеологических данных.

Совместный анализ результатов электроразведки (ВЭЗ, электротомография), сейсморазведки (MASW, МПВ), газогеохимических исследований и данных бурения позволяет достоверно определять структурно-вещественное строение разреза, выделять интервалы

загрязнения и устанавливать основные направления миграции нефтепродуктов. Комплексирование методов существенно снижает неоднозначность интерпретации отдельных геофизических параметров.

3.3.2 RGB-синтез и структурно-вещественное районирование

RGB-синтез использовался как элемент технологической схемы комплексной интерпретации и был направлен на объединение результатов электроразведочных, сейсморазведочных и газогеохимических исследований в единую пространственную модель загрязнения по данным, полученным в районе нефтебазы Самарской области. Данные были получены с использованием электроразведки (ВЭЗ), сейсморазведки (MASW) и газогеохимии (CH_4 , CO_2 , O_2). Картографический анализ проводился на основе трех параметров: удельного электрического сопротивления, скорости поперечных волн и концентрации углекислого газа в почвенном воздухе [17; 24]. Карты распределения УЭС и V_s были построены с использованием алгоритмов статистического анализа, включенных в состав программного пакета «ВЭЗ Мастер» [32].

Для обработки и визуализации результатов использовалась программа RGB-синтеза, зарегистрированная в качестве программы для ЭВМ [30].

Для синтеза данных были выбраны три области глубинных среза: область зоны аэрации до слоя суглинков (рисунок 3.10), слой суглинков (рисунок 3.11), уровень над зеркалом грунтовых вод (рисунок 3.12).

Схемы с распределением параметров были загружены в программу RGB-синтеза, где элементы цветовой шкалы соответствуют определенному сочетанию задействованных в расчетах параметров. Минимальная интенсивность цвета соотносится с минимумами значений параметров, а наиболее яркий оттенок – с максимумами параметров. Этот прием позволяет наглядно представить распределение параметров в новом удобном формате для дальнейшей совместной интерпретации [16; 23].

Что касается суглинков, то здесь из-за больших вариаций фильтрационных свойств и возможности наличия в его составе гидрогеологического окна и частичной инфильтрации нефтепродуктов в нижележащий слой, изменения геофизических параметров более выражены.

С учётом длительного времени, прошедшего с момента разлива нефтепродуктов, а также на основании данных бурения, газогеохимических и геофизических исследований, для всех уровней разреза (пески зоны аэрации, суглинки и уровень грунтовых вод) предполагается следующая модель распределения загрязнения.

В верхней части разреза, находящейся в непосредственном контакте с источником загрязнения, происходит частичная задержка нефтепродуктов в песках зоны аэрации. Это создаёт благоприятные условия для развития активных процессов биodeградации, что подтверждается

понижением pH, повышенным содержанием углеводородных газов и снижением удельного электрического сопротивления, зафиксированными в полевых данных.

Часть нефтепродуктов вовлекается в миграцию с верховодкой. Колебания положения верховодки приводят к формированию зоны перераспределения загрязнения, в пределах которой также интенсифицируются процессы биодегradации. Данный механизм согласуется с выявленными аномалиями УЭС, скоростей сдвиговых волн и газогеохимических показателей на соответствующих глубинных уровнях.

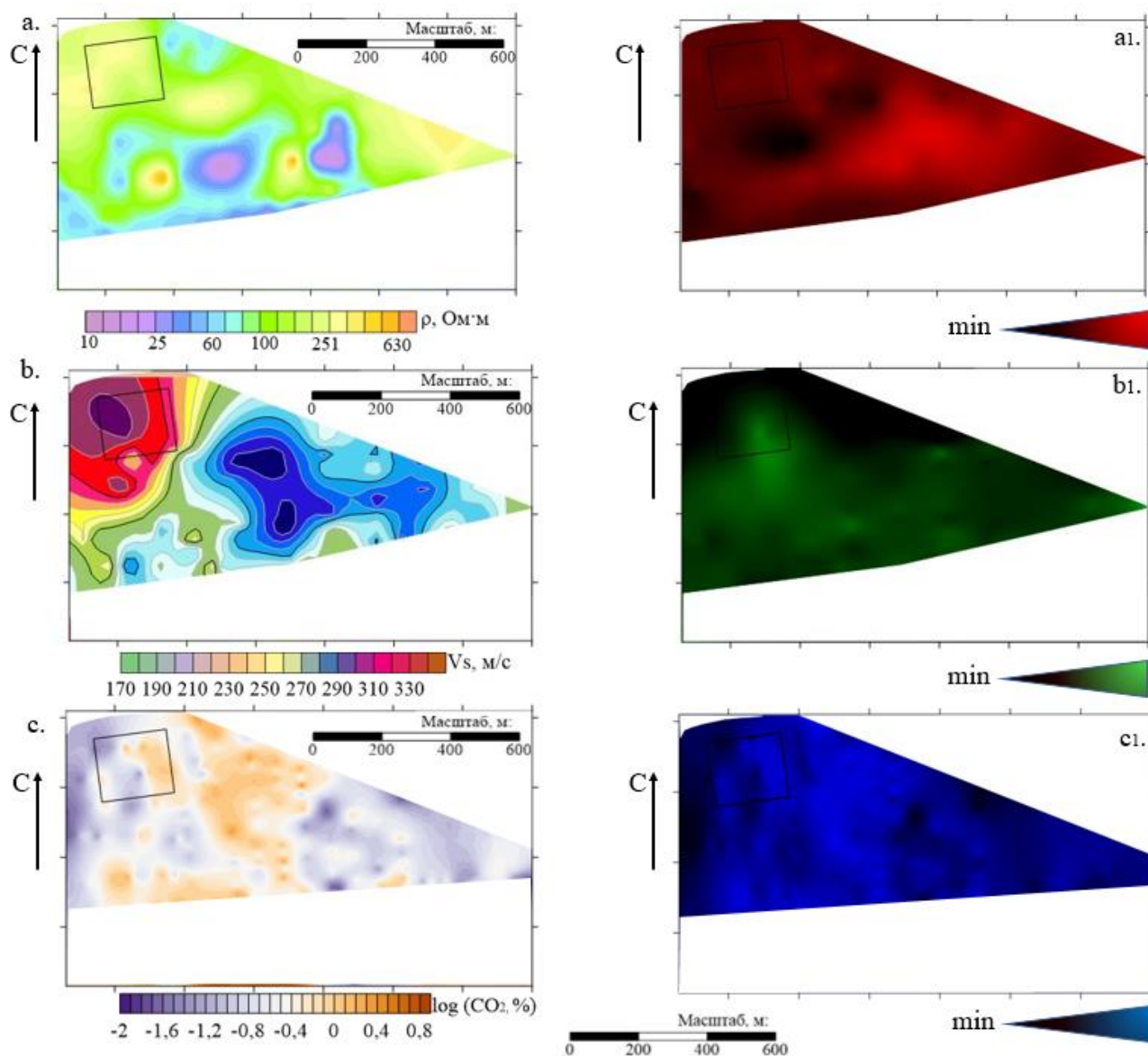


Рисунок 3.10 – Исходные данные для RGB-синтеза слоя зоны аэрации в районе нефтебазы Самарской области, полученные после обработки полевых материалов (a,b,c) и их цветовая раскраска (a1, b1,c1): a– a1 – схемы удельного электрического сопротивления, b–b1 – схемы скорости поперечных волн, c–c1 – схемы логарифма концентрации углекислого газа.

Квадрат – контур нефтебазы (составлено автором)

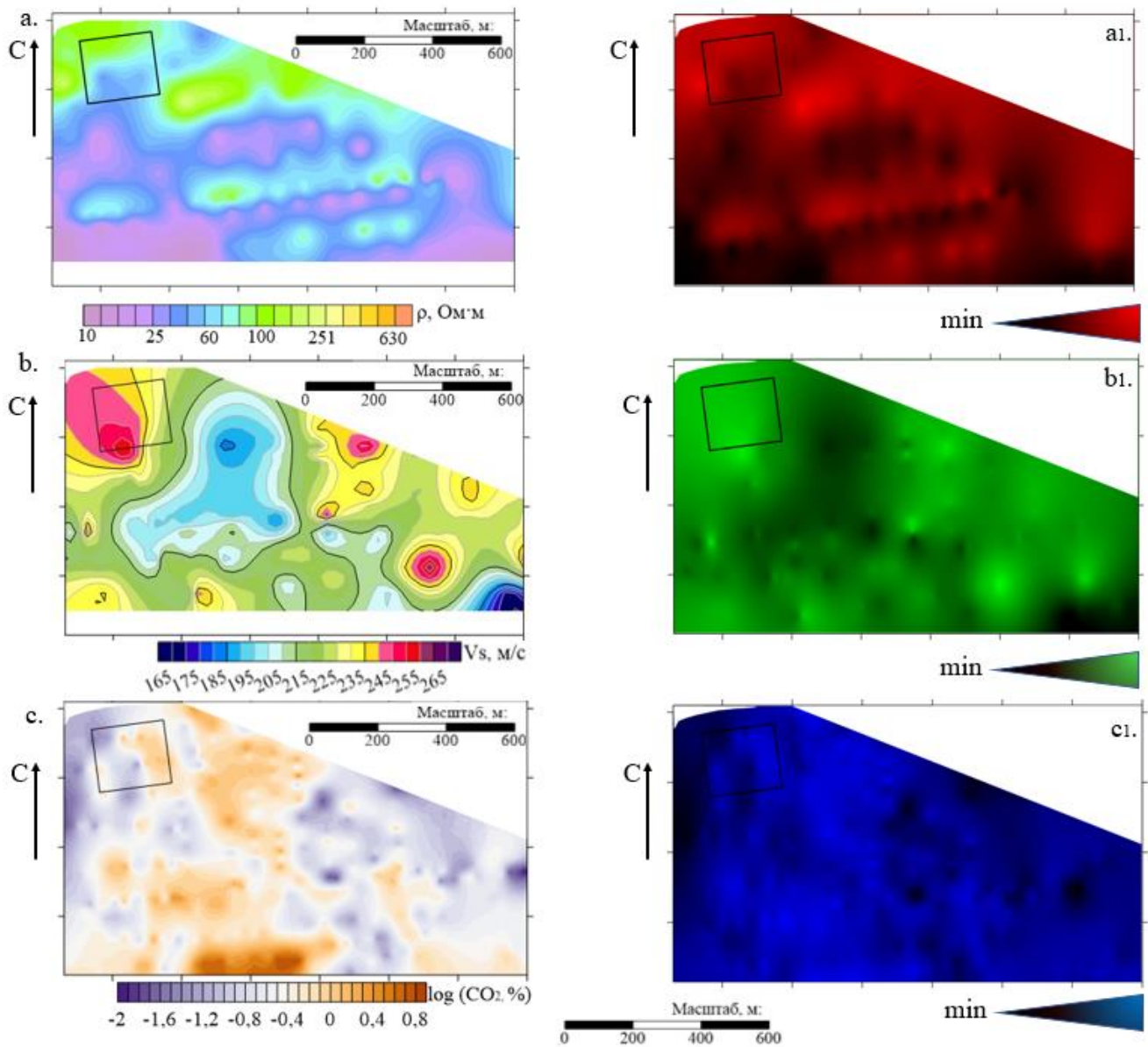


Рисунок 3.11 – Исходные данные для RGB-синтеза для слоя суглинков в районе нефтебазы Самарской области, полученные после обработки полевых материалов (a,b,c) и их цветовая раскраска (a1, b1, c1): a– a1 – схемы удельного электрического сопротивления, b–b1 – схемы скорости поперечных волн, c–c1 – схемы логарифма концентрации углекислого газа.

Квадрат – контур нефтебазы (составлено автором)

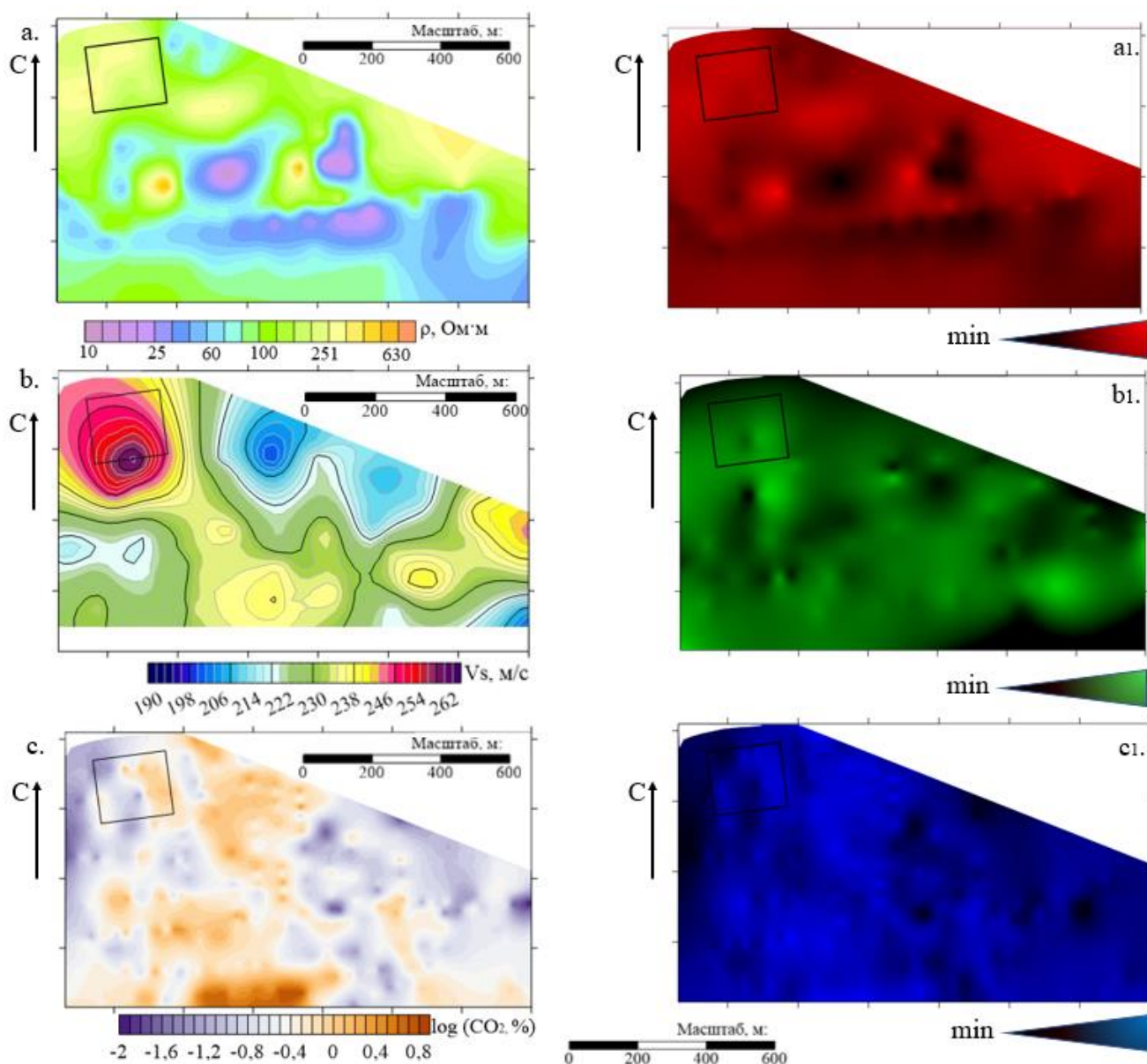


Рисунок 3.12 – Исходные данные для RGB-синтеза для слоя над зеркалом грунтовых вод в районе нефтебазы Самарской области, полученные после обработки полевых материалов (a, b, c) и их цветовая раскраска (a1, b1, c1): a–a1 – схемы удельного электрического сопротивления, b–b1 – схемы скорости поперечных волн, c–c1 – схемы логарифма концентрации углекислого газа. Квадрат – контур нефтебазы (составлено автором)

В пределах зеркала грунтовых вод нефтепродукты распространяются преимущественно по направлению фильтрационного потока и локально аккумулируются в зонах колебаний уровня грунтовых вод. В этих участках формируются устойчивые аномалии, обусловленные вторичными геохимическими процессами, что проявляется в снижении УЭС, уменьшении поперечных скоростей и повышенных концентрациях углеводородных газов.

Результаты синтезирования данных для трёх уровней разреза представлены на рисунке 3.13.

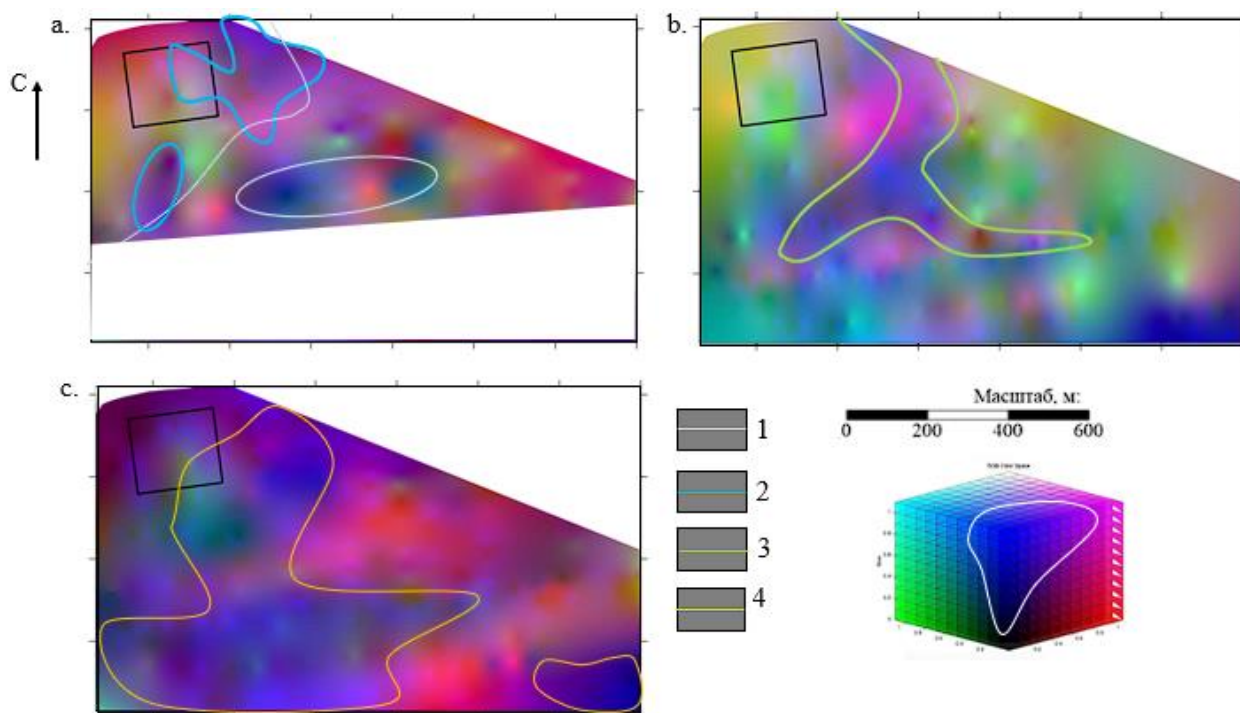


Рисунок 3.13 – Результаты RGB-синтеза в районе нефтебазы Самарской области для: а – слоя песков зоны аэрации с верховодкой до слоя суглинков, б – слоя суглинков, с – слоя над зеркалом грунтовых вод. Условные обозначения: 1 – контур распространения верховодки, 2 – гравитационно-подвижные нефтепродукты на верховодке, 3 – зона инфильтрации нефтепродуктов в суглинках, 4 – контур линзы гравитационно-подвижных форм нефтепродуктов (составлено автором)

На рисунке 3.13а выделены области распространения верховодки: северо-западная часть и центральная. Дополнительно по результатам информации из наблюдательных скважин было обозначено место локализации гравитационно-подвижных нефтепродуктов. Можно сказать, что небольшие пики, связанные с газогеохимическими аномалиями, располагаются в целом в пределах верховодки. Следовательно, вероятно ареалы, отмеченные синим цветом, маркируют места активной биodeградационной деятельности. В целом данные интерпретации RGB-картирования схожи с результатами определения распространения нефтепродуктов по наблюдательным скважинам.

Несколько отличная картина получается для RGB-синтеза слоя суглинков (рисунок 3.13b). Здесь область, через которую предположительно происходит инфильтрация верховодки с нефтепродуктами через суглинки имеет вытянутый с севера на юг характер и ответвления в центральной части в западном и восточных направлениях. По цветовой шкале область маркируется практически по всей площади синим цветом и только в северной части проявляются розовые тона. Согласно данным моделирования, здесь могут быть немного повышены значения удельного электрического сопротивления. Аномалия с повышенными содержаниями

углеводорода, отмеченная в южной части здесь, опять же связана, вероятно, с процессами биодegradации в более глубоком слое.

По результатам синтеза данных для уровня грунтовых вод (рисунок 3.13с) была получена следующая картина. В целом аномалия от нефтепродуктов, имеющая синий оттенок, имеет распространение по всей западной части участка. В северо-западном углу площади исследований располагается основной источник загрязнения — нефтебаза. В южной части обнаружена яркая газогеохимическая аномалия, которая, возможно, связана с зоной вторичного накопления загрязнений в прибрежной части исследуемого участка. Следует отметить аномалию, обнаруженную в юго-восточной части площади исследований, характеризующуюся повышенными значениями углеводородов. Аномалия с повышенными значениями углеводорода здесь может быть связана со сложным пространственным расположением путей миграции углеводородов с грунтовыми водами, которые через один из каналов миграции образовали в этой области дополнительный участок вторичного накопления нефтепродуктов [Мингалева Т.А. и др., 2023а]. Данные интерпретации RGB-картирования схожи с результатами определения распространения нефтепродуктов по наблюдательным скважинам.

В условиях совместного использования геофизических и газогеохимических параметров предпочтительно применение методов многопараметрического анализа и RGB-синтеза.

RGB-синтез обеспечивает интеграцию данных различной физической природы в единую пространственную модель, позволяет выделять зоны биодegradации, инфильтрации и вторичного накопления нефтепродуктов, а также повышает наглядность интерпретации результатов комплексных исследований.

3.4 Гидрогеологическое моделирование миграции нефтепродуктов

Учитывая сложность геологического разреза, обусловленную присутствием верховодки над неоднородным по проницаемости суглинистым водоупорным слоем в зоне аэрации, в исследовании была поставлена задача подтвердить возможность миграции нефтепродуктов совместно с инфильтрационными водами в нижележащие горизонты.

Геофильтрационное моделирование

Перед выполнением математического моделирования геофизических откликов, обусловленных сложным геологическим строением, было выполнено гидрогеологическое моделирование фильтрационного режима подземных вод, направленное на оценку потенциальной фильтрации нефтепродуктов и определение условий их дальнейшей миграции в толще грунтов с использованием программного комплекса MODFLOW.

Численное моделирование подземного стока проводилось на основе собранных данных о геологическом строении, гидрогеологических параметрах и гидрологических условиях территории (Глава 4; рисунок 3.14). Основным результатом геофильтрационного моделирования

является поле распределения гидравлических напоров, на основе которого рассчитываются векторные поля скоростей фильтрации, необходимые для решения задач миграции растворённых загрязняющих веществ.

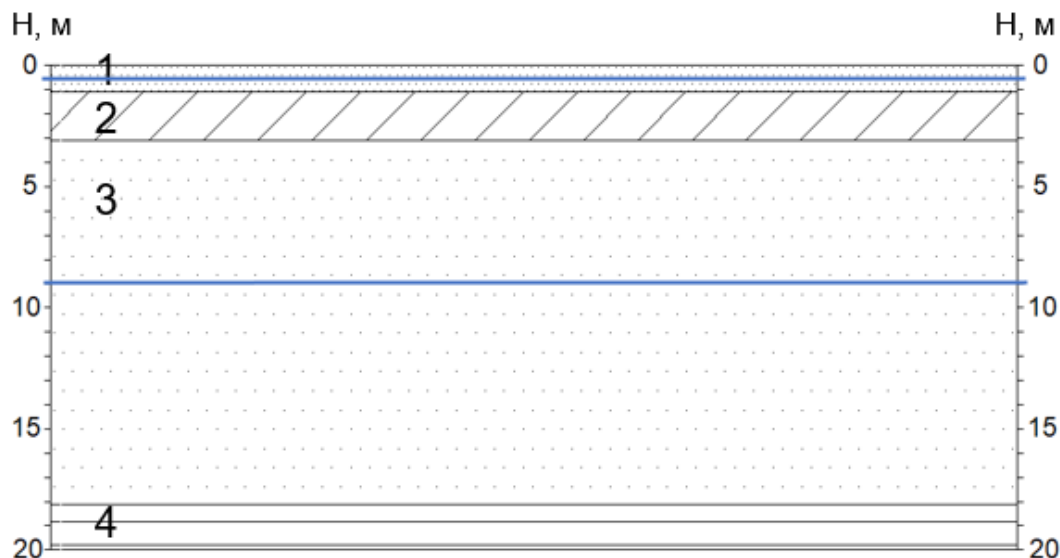


Рисунок 3.14 – Геологический разрез для геофильтрационного моделирования. Условные обозначения: 1 – пески зоны аэрации, 2 – суглинки, 3 – пески, 4 – глины, синяя линия – уровень грунтовых вод (в слое 1 – верховодка, в слое 3 – уровень грунтовых вод) (составлено автором)

Трёхмерное движение подземных вод постоянной плотности в насыщенной пористой среде описывается уравнением фильтрации в декартовой системе координат (3.6) [60]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K_{xx} \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_{yy} \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_{zz} \frac{\partial h}{\partial z} \right) - W = S_s \frac{\partial h}{\partial t} \quad (3.6)$$

где x, y, z – координаты, м;

K_{xx}, K_{yy}, K_{zz} – коэффициенты фильтрации по координатным осям x, y, z , м/сут;

W – объемный поток на единицу объема, характеризует источники и/или стоки воды, сут⁻¹;

S_s – упругая емкость породы, м⁻¹;

h – гидравлический напор, м;

t – время, сут.

В настоящей работе геофильтрационная модель строилась в условиях стационарного режима фильтрации.

Сетка модели

Целевая область моделирования включает 10000 столбцов и 7213 строк. Для первого слоя задавались абсолютные отметки кровли, соответствующие рельефу поверхности территории. Рельеф был схематизирован в программе Surfer 16 (рисунок 3.15а).

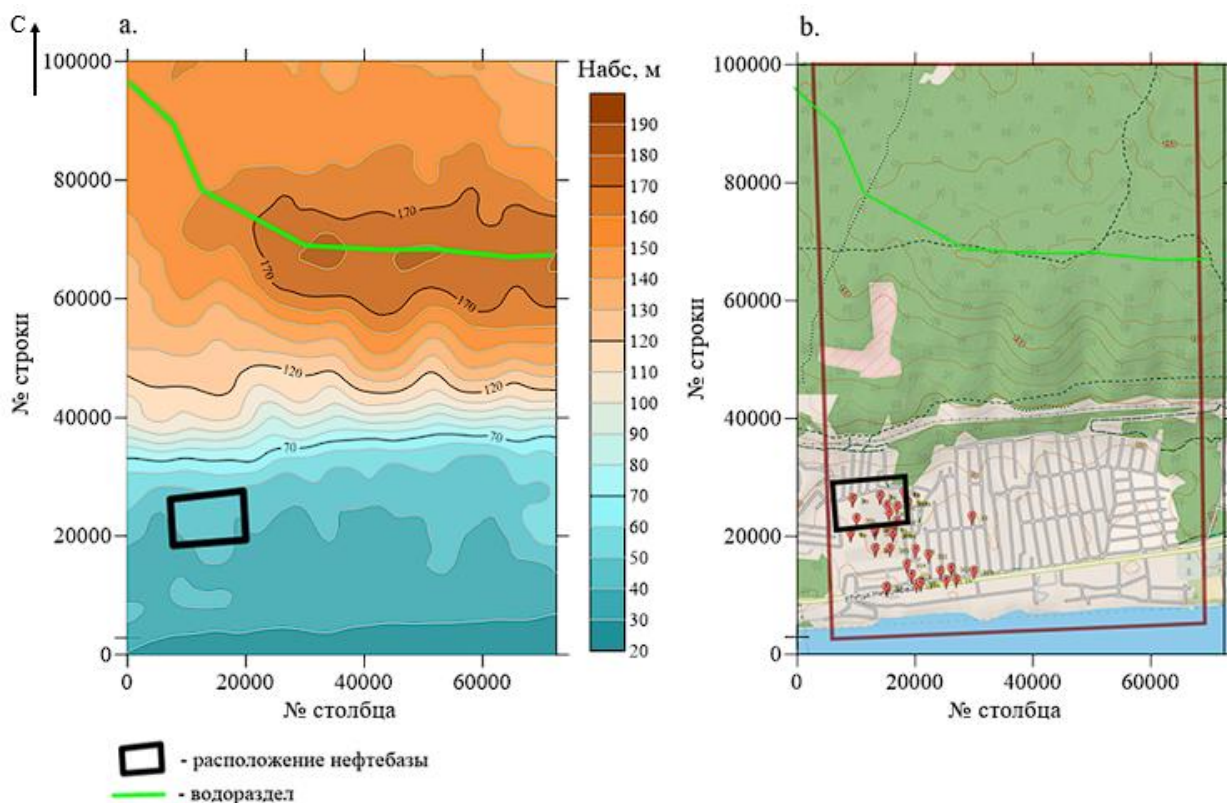


Рисунок 3.15 – Участок нефтебазы в Самарской области, выбранный для моделирования:
 а – высотные отметки в границах моделируемой области, б – схематическое представление участка моделирования с нанесением скважин (красные метки) (составлено автором)

Модель включает четыре слоя, гидрогеологические параметры которых приведены в таблице 3.1. Значения коэффициентов фильтрации и пористости были выбраны на основе литературных данных [15] и ограниченного объема опытно-фильтрационных работ. Параметры суглинистого слоя соответствуют реальным условиям распространения слабопроницаемых отложений.

Таблица 3.1 - Исходные параметры гидрогеологического моделирования, отвечающие реальной геологической среде (по данным автора)

Номер слоя	Мощность слоя, м	Кф в горизонтальном направлении, м/сут	Кф в вертикальном направлении, м/сут	Пористость
1 (I)	1.1	7	0.7	0.25
2 (II)	2	0.005 (5)	0.0005 (0.5)	0.4
3 (III)	15	10	1	0.3
4 (водоупор)	-	0.001	0.0001	0.5

Граничные условия

При построении модели были заданы следующие граничные условия (ГУ):

1. ГУ I рода, для которых значения напоров (H) постоянны во времени, то есть: $H(t) = \text{const}$. В данной модели: река на юге площадки.

2. ГУ II рода, для которых значения расхода воды (Q) постоянны во времени, то есть: $Q(t) = \text{const}$. В данной модели в качестве ГУ II рода заданы блоки, расположенные севернее границы

водраздела, для которых $Q(t) = \text{const} = 0$. Такие блоки называются неактивными, и они не участвуют в моделировании. Схема расположения граничных условий моделируемой территории показана на рисунке 3.16.

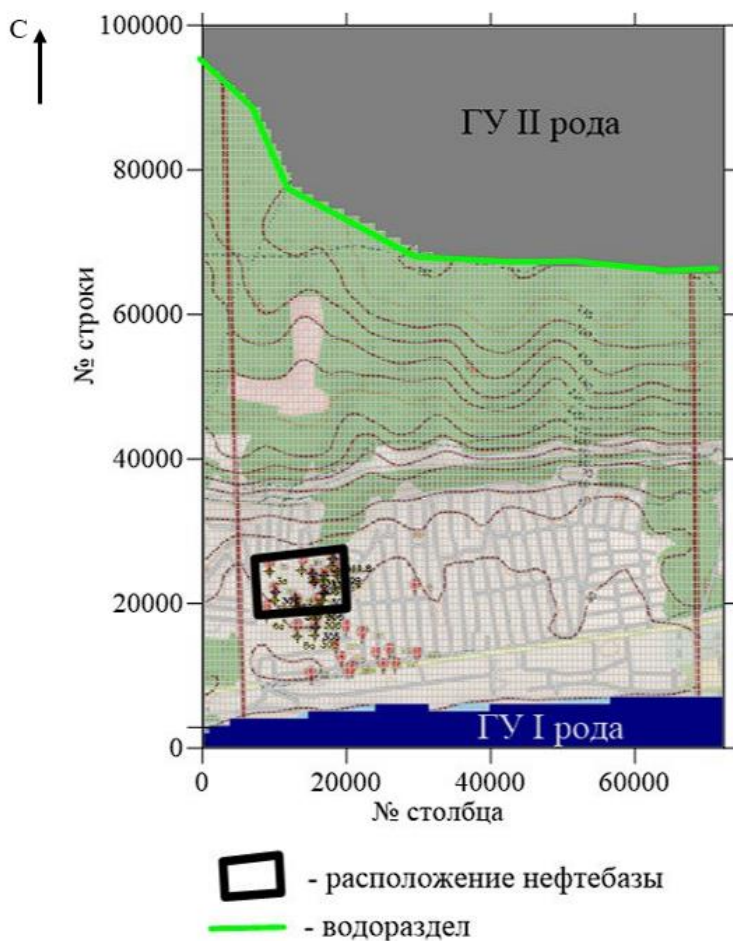


Рисунок 3.16 – Схематическое изображение моделируемого участка с заданием граничных условий (составлено автором)

Калибровка модели

Калибровка заключалась в уточнении коэффициентов фильтрации в слоях 1–3 с целью минимизации расхождения между наблюдаемыми и расчётными напорами. Критерием приемлемости служило нормированное среднеквадратичное отклонение менее 10 %. Расчёт RMS выполнялся по общеизвестным выражениям (3.7) [96]:

$$\text{Normalized RMS} = \frac{RMS}{(X_{obs})_{max} - (X_{obs})_{min}} \quad (3.7)$$

где X_{obs} – измеренное значение напора в наблюдательной скважине [89];

RMS – среднеквадратическое отклонение, рассчитываемое по формуле (3.8):

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_i^2} \quad (3.8)$$

где R_i – разница между рассчитанным значением напора (X_{cal}) и измеренное значение напора в наблюдательной скважине (X_{obs}).

Полученные величины отклонений соответствуют требованиям к гидрогеологическим моделям, что позволяет считать построенную модель адекватной реальным условиям фильтрации подземных вод.

Результаты геофильтрационного моделирования

Геофильтрационная модель позволила получить пространственно распределённую картину движения подземных вод в пределах исследуемого участка. На основе рассчитанного стационарного поля гидравлических напоров были построены карты уровня грунтовых вод, а также определены направления и величины векторного поля фильтрационных скоростей.

На рисунке 3.17 представлено распределение уровней подземных вод, полученное в результате моделирования, и аналогичная схема, построенная по фактическим данным наблюдательных скважин. Сопоставление этих схем показало высокую степень соответствия между рассчитанными и наблюденными величинами. Основные особенности гидрогеологической обстановки — уклон потока в южном направлении, понижение уровня грунтовых вод в районе русла реки и формирование локальных депрессионных зон, связанных с литологическими неоднородностями — корректно воспроизведены моделью.

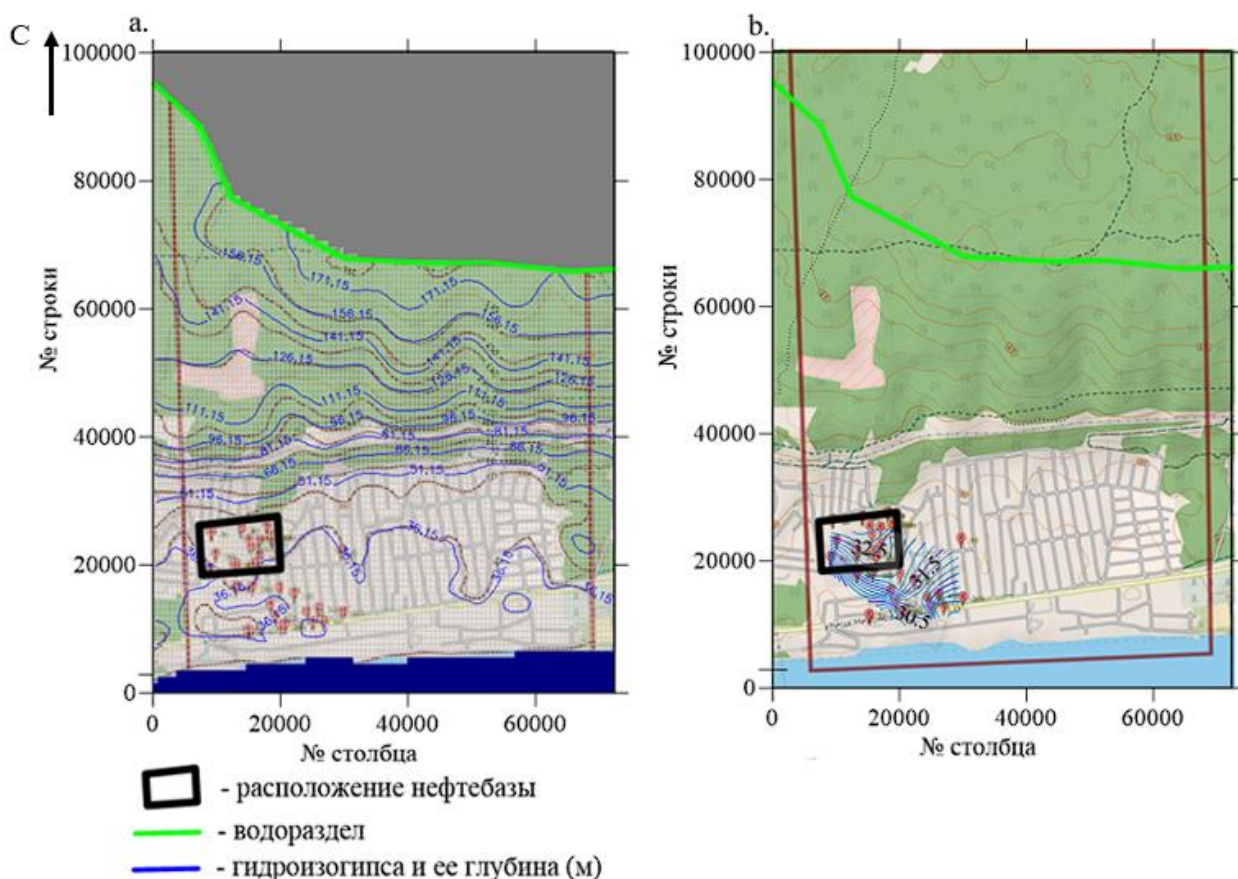


Рисунок 3.17 – Пример схематического распределения уровня грунтовых вод (верховодка) для 2016 года в общем виде: а – смоделированное в программе; б – данные наблюдательных скважин (составлено автором)

Полученная гидродинамическая поверхность характеризуется общим уклоном в направлении реки, что подтверждается положительными значениями гидравлического градиента и ориентацией линий тока. На большей части территории напорные значения изменяются плавно, что свидетельствует о слабом влиянии локальных нарушений водоносного горизонта. Локальные изогипсовые «вытяжки» и зоны сгущения линий отражают участки изменённой фильтрационной проницаемости, в частности — суглинистые прослои и области техногенного воздействия.

Поле фильтрационных скоростей, рассчитанное по градиентам напора и коэффициентам фильтрации слоев, демонстрирует неоднородность фильтрационного режима. Наиболее высокие скорости наблюдаются в районе распространения песчаных пород четвертичного горизонта (слой III), где коэффициенты фильтрации достигают 10 м/сут. В слое суглинков (слой II) скорости существенно ниже, что обусловлено малой проницаемостью (0.005 м/сут по горизонтали). Этот контраст фильтрационных характеристик создаёт благоприятные условия для перетока загрязняющих веществ через участки возможных гидрогеологических окон.

Результаты гидрогеологического моделирования фильтрационного режима подземных вод оценивались путём сравнения расчётных пьезометрических напоров, полученных в модели MODFLOW, с наблюдаемыми напорами, измеренными в контрольных скважинах. Такое сопоставление использовалось для проверки корректности калибровки модели. Сравнение наблюденных и расчётных уровней подземных вод показало, что нормированное среднеквадратичное отклонение не превышает 10 %, что соответствует критериям допустимости гидрогеологических моделей (рисунок 3.18).

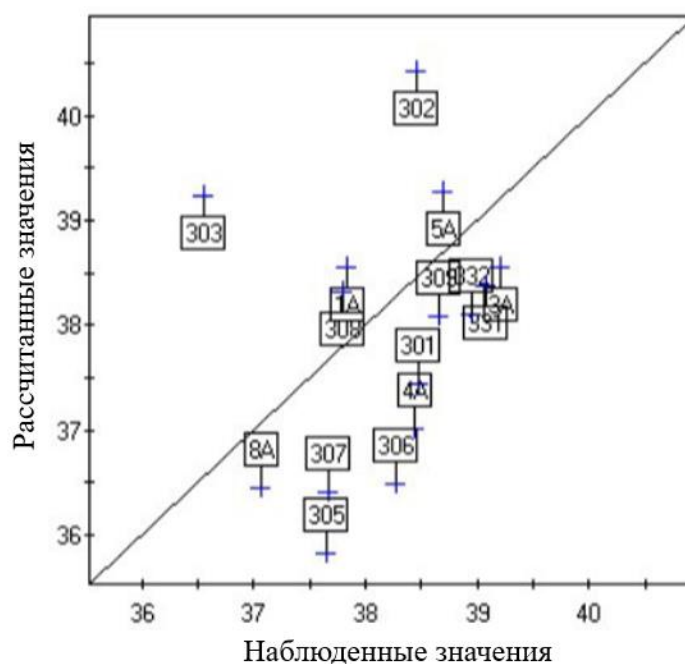


Рисунок 3.18 – Сравнение расчётных и наблюдаемых пьезометрических напоров подземных вод (калибровка модели MODFLOW) (составлено автором)

Значение RMS было снижено в ходе калибровки коэффициентов фильтрации в пределах реалистичных диапазонов, что обеспечило стабильность решения и согласованность модели с фактическими данными.

Таким образом, разработанная модель адекватно описывает современное гидродинамическое состояние территории. Она корректно воспроизводит как крупномасштабные закономерности движения подземных вод, так и мелкомасштабные особенности, обусловленные литологической неоднородностью пород.

Геомиграционное моделирование переноса растворённых нефтепродуктов выполнено с использованием модуля MT3DMS, реализующего конвективно-гидродисперсионное уравнение массопереноса (3.9) [96]:

$$\frac{\partial(n_a C^k)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[n_a D \frac{\partial C^k}{\partial x_i} \right] - \frac{\partial}{\partial x_i} (n_a v_i C^k) + q_s C_s^k + \sum R_n \quad (3.9)$$

где C^k – концентрация растворенного вещества k ;

n_a – активная пористость среды;

t – время;

x_i – расстояние вдоль соответствующей оси координат;

D – коэффициент гидродисперсии;

v_i – действительная скорость фильтрации;

q_s – объемный поток на 40 единицу объема, характеризует источники и/или стоки воды;

C_s^k – концентрация растворенного вещества k в источнике питания или стоке подземных вод;

$\sum R_n$ – показатель химической реакции, учитывает биологическую и химическую деструкцию загрязняющего компонента, а также его сорбцию породой.

Геомиграционное моделирование миграции легких нефтепродуктов проводилось для оценки потенциальных путей распространения загрязнения, включая возможность его просачивания через суглинистый слой и поступления в четвертичный водоносный горизонт.

Начальным периодом расчётов выбран 2016 год — период, когда загрязнение уже присутствовало в верховодке. В качестве начальных концентраций в первом слое использовано усреднённое значение 3 мг/л, соответствующее данным химического анализа грунтовых вод (рисунок 3.19).

После попадания большинства загрязняющих веществ в грунтовые воды водоносный горизонт будет продолжать загрязняться за счет инфильтрации загрязненных осадков в течение всего периода моделирования. Осадки переносят загрязняющие вещества в водоносный горизонт путем инфильтрации в почву, загрязненную остатками нефтепродуктов.

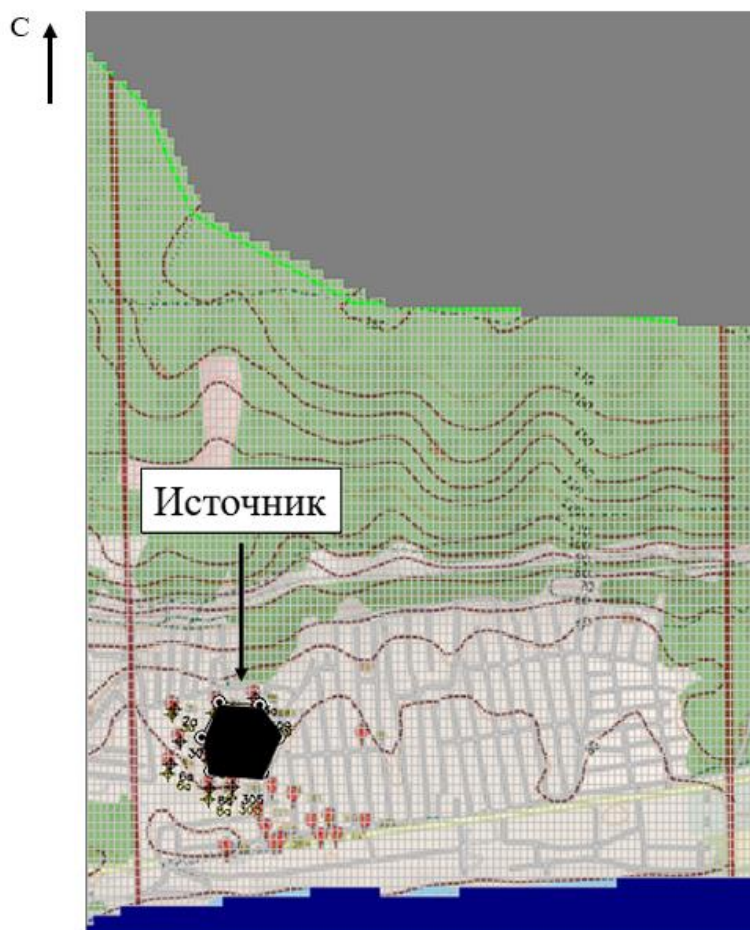


Рисунок 3.19 – Схема расположения источника загрязнения (составлено автором)

Для моделирования использовалась стандартная схема MT3DMS, в которой коэффициент гидродисперсии определяется выражением (3.10):

$$D = \alpha_L \frac{V_L^2}{|v|} + \alpha_H \frac{V_H^2}{|v|} + \alpha_V \frac{V_V^2}{|v|} + D_M \quad (3.10)$$

где D – коэффициент гидродисперсии, м²/сут;

α_L – продольная дисперсивность, м;

V_L – продольная скорость фильтрации вдоль пути миграции шлейфа, м/сут;

α_H – горизонтальная дисперсивность, м;

V_H – горизонтальная скорость фильтрации вдоль пути миграции шлейфа, м/сут;

α_V – вертикальная дисперсивность, м;

V_V – вертикальная скорость фильтрации вдоль пути миграции шлейфа, м/сут;

D_M – коэффициент молекулярной диффузии, м²/сут;

$|v|$ – модуль скорости фильтрации.

Таким образом, для моделирования гидродисперсионного переноса загрязняющих компонентов необходимо задать следующие параметры: продольная дисперсивность $\alpha_L = 0,0003$; отношение горизонтальной и продольной дисперсивности для каждого слоя $(\alpha_H/\alpha_L) = 0,1$ для всех слоев; отношение вертикальной и продольной дисперсивности для каждого слоя $(\alpha_V/\alpha_L) =$

0,01 для всех слоев; коэффициент молекулярной диффузии (Molecular Diffusion Coefficient) – 0,3 для всех слоев.

При описании адвективного и диффузионного переноса использовалась модель потоко-ориентированной адвекции с калиброванным коэффициентом распределения потоков Advection = 0.75. Данное значение является частью численной схемы, характеризующей долю вкладов от соседних ячеек при расчёте массового переноса. Коэффициент 0.75 обеспечивает пониженный уровень дисперсии и позволяет добиться более устойчивого и физически реалистичного решения по сравнению с полностью апстримной схемой (значение 1.0), что особенно важно при моделировании переноса в слабогетерогенных песчаных толщах.

Дополнительный вклад в перенос вещества учитывался с помощью коэффициента диффузии, принятого равным $D_m = 0.00003 \text{ м}^2/\text{сут}$. Это значение соответствует оценкам эффективной диффузии в водонасыщенных песчаных грунтах и определяется выражением (3.11):

$$D_{\text{eff}} = \tau \cdot D_0, \quad (3.11)$$

где D_0 — коэффициент диффузии в чистой воде (порядка $1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сут}$), τ — фактор извилистости порового пространства, принимаемый в диапазоне 0.2–0.4 для мелких и среднезернистых песков.

При использовании среднего значения $\tau = 0.3$ получаем $D_{\text{eff}} \approx 0.3 \cdot 0.00001 \approx 0.000003 \text{ м}^2/\text{сут}$, что совпадает с заданным в модели значением. Принятый коэффициент определяет интенсивность молекулярного обмена вещества между соседними ячейками модели и является важной составляющей формирования фронта распределения загрязнения при низких скоростях фильтрации.

Таким образом, параметры Advection = 0.75 и Diffusion coefficient = 0.00003 обеспечивают корректное представление физических процессов переноса и устойчивость вычислительной схемы при численном моделировании миграции растворённых углеводородов.

Результаты геомиграционного моделирования

С помощью численного моделирования прослежено развитие шлейфа растворённых нефтепродуктов в течение четырёх лет. На рисунке 3.20 представлены карты распределения концентраций загрязняющих веществ в 2016 году для трёх слоев — насыпных грунтов, четвертичного водоносного горизонта и отдельно суглинков.

Полученные результаты демонстрируют, что модель воспроизводит основные закономерности миграции загрязнения. В пределах суглинистого слоя формируется изометричная зона концентраций 0.1–1.5 мг/л, что указывает на частичную проводимость суглинков и возможность проникновения загрязнённой верховодки в водоносные горизонты.

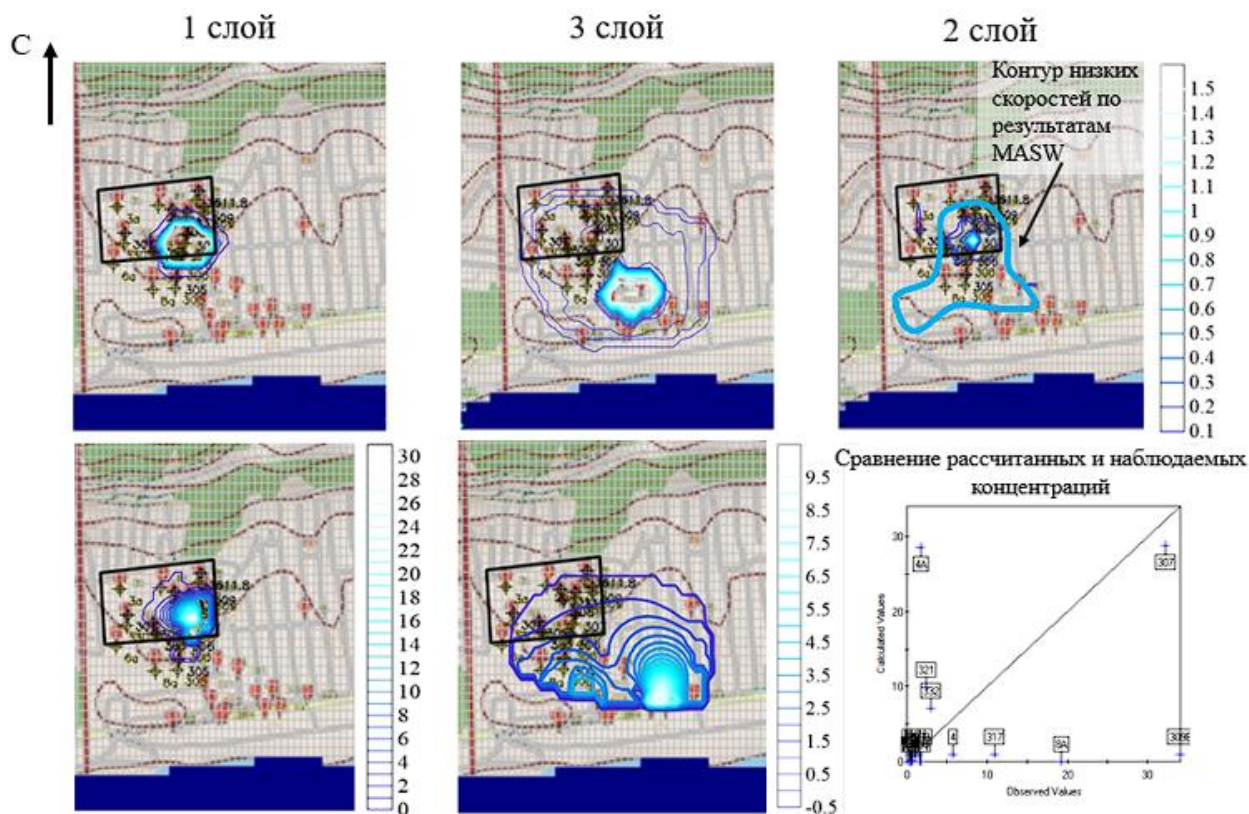


Рисунок 3.20 – Схема распространения ареала загрязнения нефтепродуктов в грунтах в 2016 году (шкала – концентрация нефтепродуктов, мг/л) (составлено автором)

В условиях сложного гидрогеологического строения нефтезагрязнённых территорий предпочтительно использование гидрогеологического моделирования для анализа процессов миграции загрязняющих веществ.

Моделирование фильтрационного режима подземных вод позволяет оценивать направления движения загрязнения, выделять потенциальные зоны вторичного накопления нефтепродуктов и проверять результаты геофизической интерпретации. Совместное использование гидрогеологического и геофизического моделирования обеспечивает построение физически обоснованной пространственной модели загрязнения.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Построенная гидрогеологическая модель для участка нефтебазы в районе реки Волги отражает реальные условия фильтрации подземных вод, что подтверждается высоким соответствием расчетных и наблюдаемых уровней (нормированное RMS < 10 %).
2. Основное направление движения подземных вод совпадает с направлением регионального уклона рельефа и ориентировано в сторону русла реки, что было успешно воспроизведено моделью.
3. Слоистое строение разреза определяет контраст фильтрационных свойств, где суглинистый слой II существенно ограничивает вертикальную фильтрацию, в то время как песчаный слой III обеспечивает повышенные скорости движения воды.

4. В пределах суглинистого слоя выявлены участки потенциальных гидрогеологических окон, способных обеспечивать повышенный переток подземных вод и играющих важную роль в миграции растворённых загрязняющих веществ.

5. Распределение скоростей фильтрации свидетельствует о возможности переноса загрязнения по направлению к реке, что необходимо учитывать при прогнозных расчётах миграции нефтепродуктов.

3.5 Физическое моделирование нефтепродуктового загрязнения

3.5.1 Натурные наблюдения потенциала естественного электрического поля на участке нефтепродуктового загрязнения

Проведены исследовательские работы по изучению поведения аномалий ЕП в натуральных условиях на небольшом участке с известным долговременным загрязнением нефтепродуктами вблизи поселка Колпино, на берегу р. Большая Ижорка [21].

Загрязнение распространялось в пределах зоны аэрации. В геологическом плане на исследуемой глубине встречаются следующие типы грунтов: насыпные грунты, супеси (рисунок 3.21).



Рисунок 3.21 – Фото нефтяного загрязнения участка: слева – шурф с прослойкой нефтезагрязнения (битум/мазут) на глубине около 20 см; справа – шурф с нефтезагрязнением на глубине около 50 см, засыпанный песком с гравием (фото автора)

Измерения методом естественного электрического поля выполнялись с использованием двух неполяризующихся электродов (свинцово-хлоридные электроды PMS 9000) и высокоомного милливольтметра постоянного тока. Базовый электрод, расположенный вне зоны аномалий, подключался к отрицательной клемме прибора, а подвижный электрод, соединённый с положительной клеммой, перемещался вдоль профилей наблюдений. Результаты измерений представлены на рисунках 3.22 и 3.23.

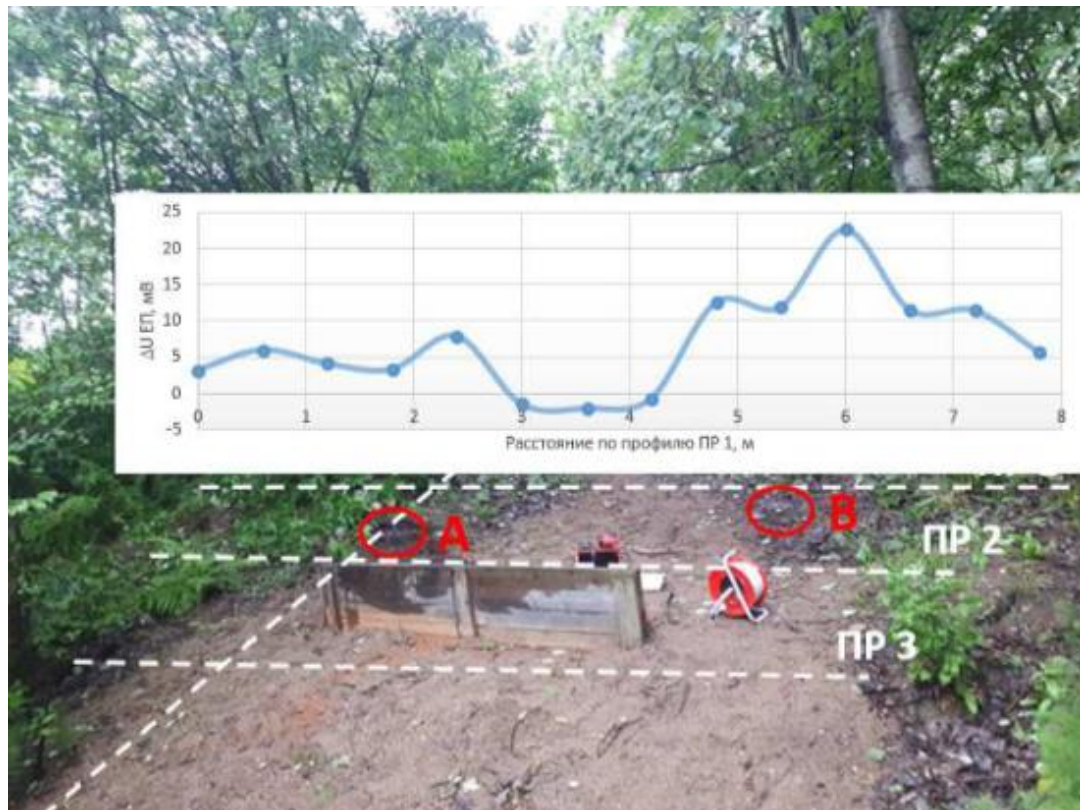


Рисунок 3.22 – Результаты съемки ЕП по линии профиля 1 на участке, загрязненном нефтепродуктами (составлено автором)

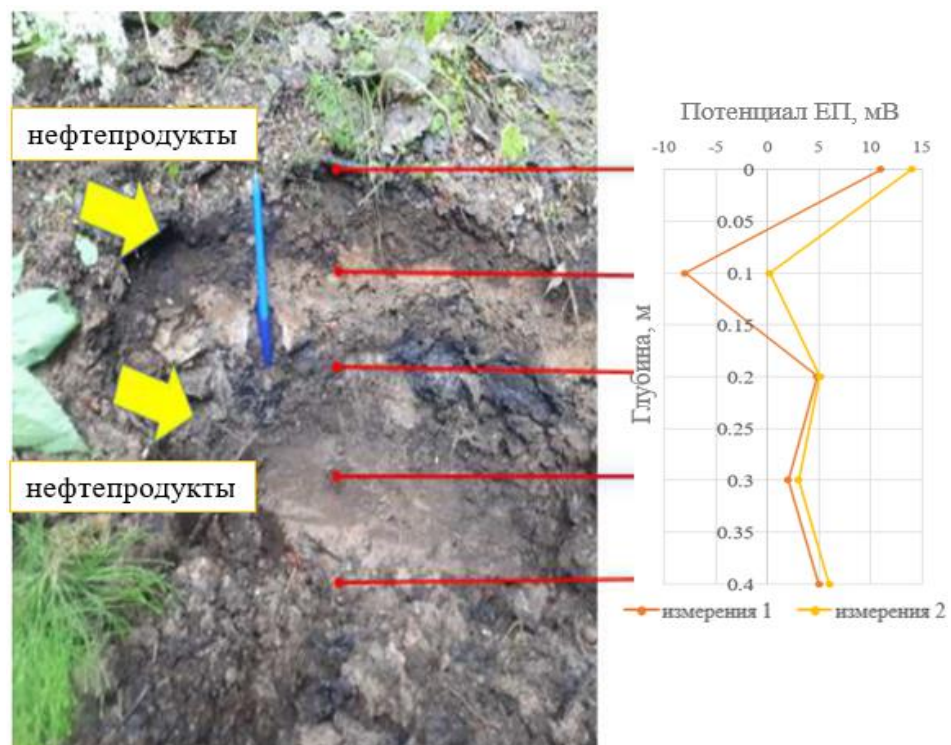


Рисунок 3.23 – Кривая ЕП в вертикальном сечении в точке А. Желтыми стрелками отмечены темноокрашенные слои грунта, загрязненные битумом и другими нефтепродуктами (составлено автором)

В пределах исследуемого участка выявлены положительные аномалии ЕП как на дневной поверхности (рисунок 3.22), так и в вертикальном сечении (рисунок 3.23) [19]. При этом над загрязнёнными интервалами фиксируются не экстремумы, а резкие скачки значений потенциала. В вертикальном сечении между двумя нефтезагрязнёнными прослоями выделяется слой ожелезнённого песка, который, предположительно, сформировался вследствие биodeградации нефтепродуктов либо миграции и последующего осаждения ионов железа при смене восстановительной обстановки на окислительную [46]. Данный интервал соответствует резкому снижению значений ЕП. Таким образом, для участков длительного нефтепродуктового загрязнения характерно формирование положительных аномалий ЕП в области загрязнения и пониженных значений потенциала в зонах накопления продуктов деструкции углеводородов.

Аномалии ЕП определяются совместным влиянием электрокинетических и электрохимических процессов [78]. Первые связаны с фильтрацией жидкости через пористую среду, вторые — с окислительно-восстановительными реакциями при биodeградации нефтепродуктов. Для оценки электрокинетической составляющей используется коэффициент электрокинетической связи вида (3.12) [78]:

$$C_{sat} = -Q \cdot K_0 \cdot \rho, \quad (3.12)$$

где Q – это объёмная плотность электрического заряда;

K_0 – гидравлическая проводимость;

ρ – удельное электрическое сопротивление грунта;

C_{sat} – коэффициент электрокинетической связи водонасыщенного грунта.

В случае наличия нефтяного загрязнения и частичного водонасыщения ожидается снижение проницаемости породы, уменьшение гидравлической проводимости и снижение электрокинетических потенциалов по сравнению с чистым водонасыщенным грунтом.

В ходе экспериментов, выполняемых методом естественного поля, можно сделать следующие выводы:

- в ходе лабораторного эксперимента было получено, что на формирование аномалий ЕП зон нефтепродуктового загрязнения оказывают влияние такие факторы, как состав грунтов (в частности, пески и почвогрунт); время, прошедшее с момента загрязнения;

- при изучении аномалий ЕП зон длительно существующего нефтепродуктового загрязнения в натурных условиях установлено, что в области непосредственного загрязнения формируется положительная аномалия, а в примыкающей зоне накопления продуктов деструкции УВ наблюдается уменьшение значений потенциала ЕП;

- существенное влияние оказывает глубина расположения точек измерения ЕП – аномалии значительно меняются с глубиной вплоть до смены знака измеряемого потенциала;

- можно предположить, что формирование аномалий ЕП электрокинетического происхождения в зонах нефтепродуктового загрязнения может быть описано снижением коэффициента электрокинетической связи.

3.5.2 Изучение миграции нефтепродуктов на лабораторной модели речной террасы

Для изучения закономерностей миграции нефтепродуктов и связанных с ней изменений удельного электрического сопротивления выполнено лабораторное моделирование. Эксперимент проводился на установке размером 90×45×8 см, имитирующей разрез речной террасы (рисунок 3.24).

Модель включала три слоя: пески зоны аэрации, водоупорный слой глин и водонасыщенные пески. Для изучения миграции загрязнения через водоупор в глинистом слое было создано гидрогеологическое окно из более проницаемого материала. Для приближения условий эксперимента к природным был задан рельеф и наклон водоупорного слоя 30°. В качестве поллютанта использовалась смесь нефти и керосина в соотношении 1:2, обладающая повышенной подвижностью и позволяющая визуально контролировать распространение загрязнения.

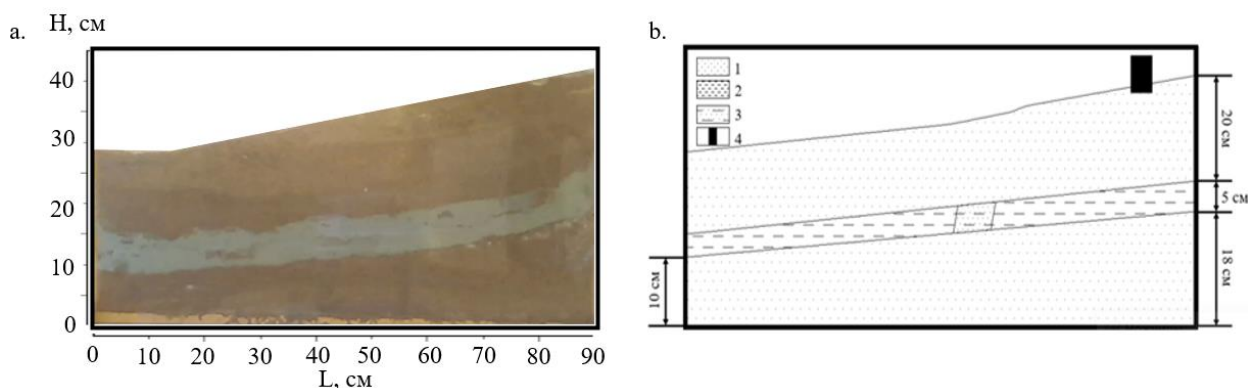


Рисунок 3.24 – Лабораторная установка для моделирования среды, загрязненной нефтепродуктами: а) общий вид лабораторной модели разреза; б) схематизированное отображение разреза: 1 – средне- и мелкозернистый песок; 2 – гидрогеологическое окно; 3 – глины; 4 – место инъекции смеси нефти и керосина на дневной поверхности (составлено автором)

Измерения выполнялись методом электропрофилирования с использованием симметричной установки Веннера (А–М–N–В) и станции СКАЛА-48к12. Электроды (латунные гвозди) размещались вдоль стенки установки по сети с шагом 2 см. Измерения проводились по 16 профилям, содержащим от 9 до 36 станций.

В ходе эксперимента изучалась пространственно-временная динамика кажущегося удельного электрического сопротивления. Поскольку сопротивление нефти и нефтепродуктов превышает 10^{11} Ом·м [46], начальные стадии загрязнения должны проявляться повышением сопротивления грунтов.

Фоновый замер выполнен за 5 месяцев до инъекции загрязнителя (рисунок 3.25). Значения КУЭС составляли 10–32 Ом·м в слое глин, 100–1000 Ом·м в вышележащих песках и 30–100 Ом·м в песках ниже водоупора. До начала эксперимента грунты увлажнялись водой, что позволило сформировать ниже слоя глин модель водонасыщенной среды.

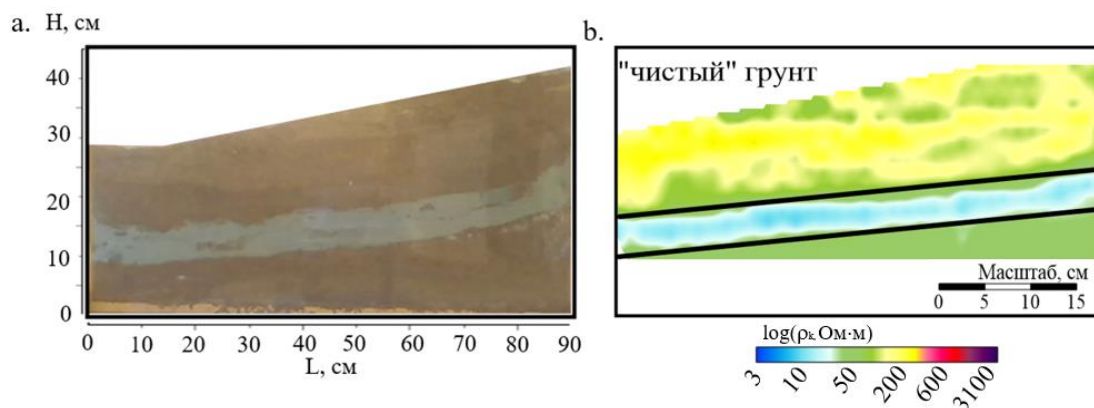


Рисунок 3.25 – Лабораторная модель разреза (а); схематизированное отображение разреза «чистый грунт» (b) (черными линиями обозначены границы слоев) (составлено автором)

На первом этапе измерения проводились в течение двенадцати дней (0-й, 1-й, 9-й и 11-й день от момента инъекции загрязнителя). Для того, чтобы изучить проявление путей миграции поллютанта на геоэлектрическом разрезе, в самом начале эксперимента, когда в грунты вводился раствор нефти и керосина, проводилось несколько измерений друг за другом с разницей в три часа. Рисунок 3.26 демонстрирует результаты этих мониторинговых измерений.

Кажущееся удельное электрическое сопротивление рассчитывалось по формуле (3.13):

$$\rho_k = 2\pi a \frac{U}{I}, \quad (3.13)$$

где a – расстояние между электродами (2 см);

U – разность потенциалов, мВ;

I – сила тока, мА.

Данная формула строго применима к однородному полупространству; однако при проведении измерений в пласте, мощность которого как минимум в четыре раза превышает разнос между электродами, влияние неоднородности на измеренное сопротивление можно считать незначительным.

Разница между значениями кажущихся удельных электрических сопротивлений первого и последующих дней рассчитывалось по формуле (3.14):

$$\Delta_{1n} = \frac{\rho_n - \rho_1}{\rho_1}, \quad (3.14)$$

где ρ_1 – кажущееся удельное электрическое сопротивление в точке, измеренное в первый день;

ρ_n – кажущееся удельное электрическое сопротивление в точке, измеренное в n день;

n – номер дня.

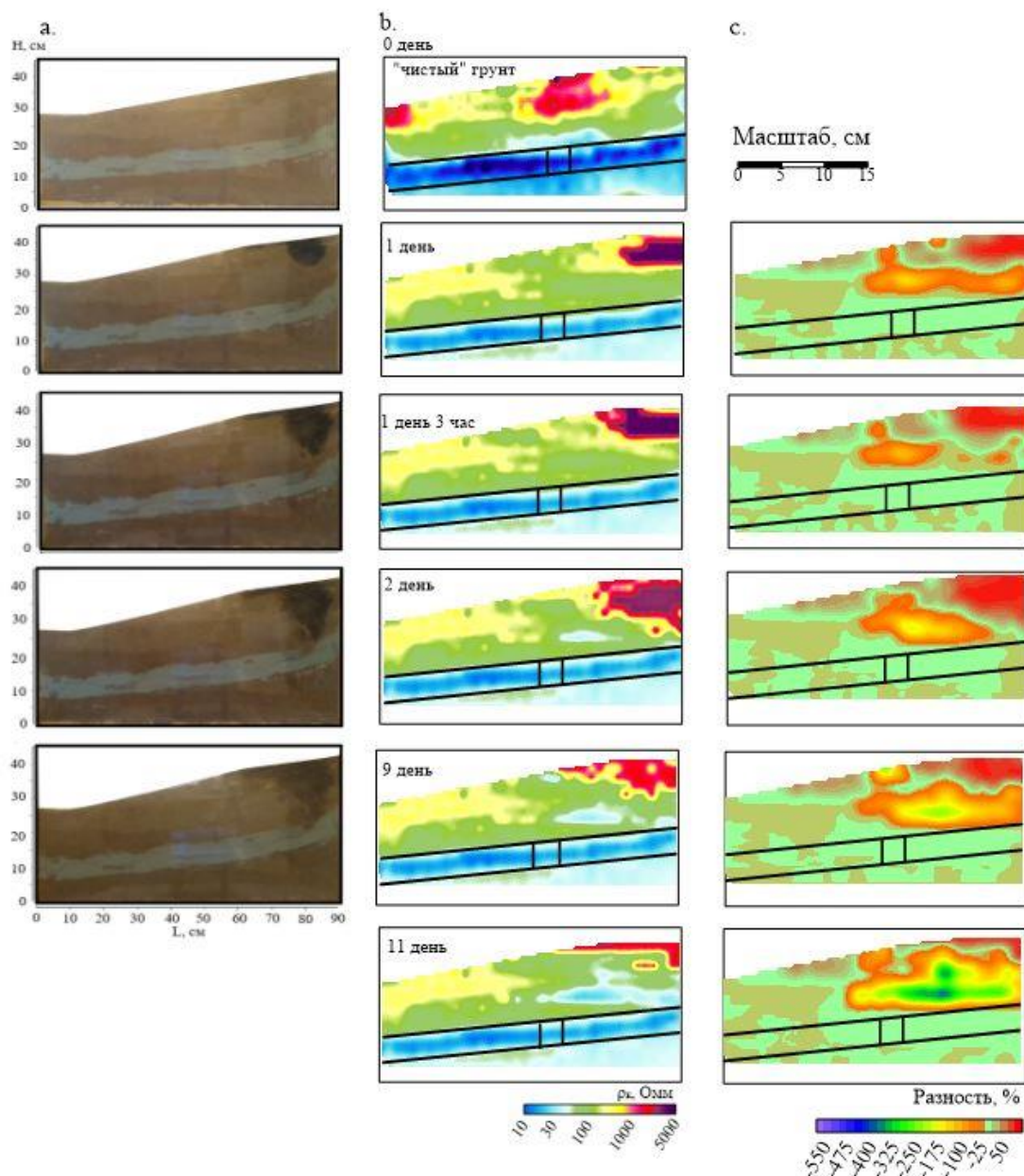


Рисунок 3.26 – Мониторинг измерения КУЭС лабораторной модели разреза, загрязненного нефтепродуктами, в течение 12 дней: Лабораторная модель разреза, демонстрирующая миграцию нефтепродуктов в ходе эксперимента (а); разрезы КУЭС на контрольные дни измерений (б); разностные разрезы для 1 – 11 дней относительно 0 дня (в процентах) (с) (составлено автором)

Для «чистого» разреза характерны значения УЭС 100–500 Ом·м в песках зоны аэрации, 15–30 Ом·м в глинах и 30–70 Ом·м в водонасыщенных песках.

В первый день после инъекции нефтепродуктов область загрязнения выделяется аномалией повышенного УЭС (3000–5000 Ом·м). В последующие дни наблюдается расширение зоны загрязнения под действием гравитационных и капиллярных сил и её распространение до кровли глинистого водоупора. На одиннадцатый день отмечено снижение УЭС в пределах загрязнённой области.

Помимо основной высокоомной аномалии, практически с начала эксперимента формируется субгоризонтальная зона пониженного УЭС, расположенная ниже загрязнённого интервала. Вероятно, она связана с областью контакта нефтепродуктов и грунтовых вод, повышением водонасыщенности и миграцией ионов в зоне смешения.

Для более наглядного анализа были построены разностные разрезы КУЭС относительно исходного состояния. Положительные значения соответствуют зоне максимального загрязнения, тогда как отрицательные фиксируют область пониженного сопротивления под высокоомной аномалией.

Результаты мониторинговых наблюдений показывают, что проникновение нефтепродуктов приводит к формированию аномалии повышенного УЭС вследствие блокирования проводящих поровых каналов диэлектрическим загрязнителем [108]. Ниже неё развивается субгоризонтальная низкоомная аномалия, предположительно связанная с зоной смешения нефтепродуктов и грунтовых вод. Признаков миграции загрязнения через гидрогеологическое окно не установлено.

Через 110 суток эксперимент был продолжен повторной инъекцией смеси нефти и керосина объёмом 800 мл в ранее загрязнённый грунт. Полученные результаты представлены на рисунке 3.27.

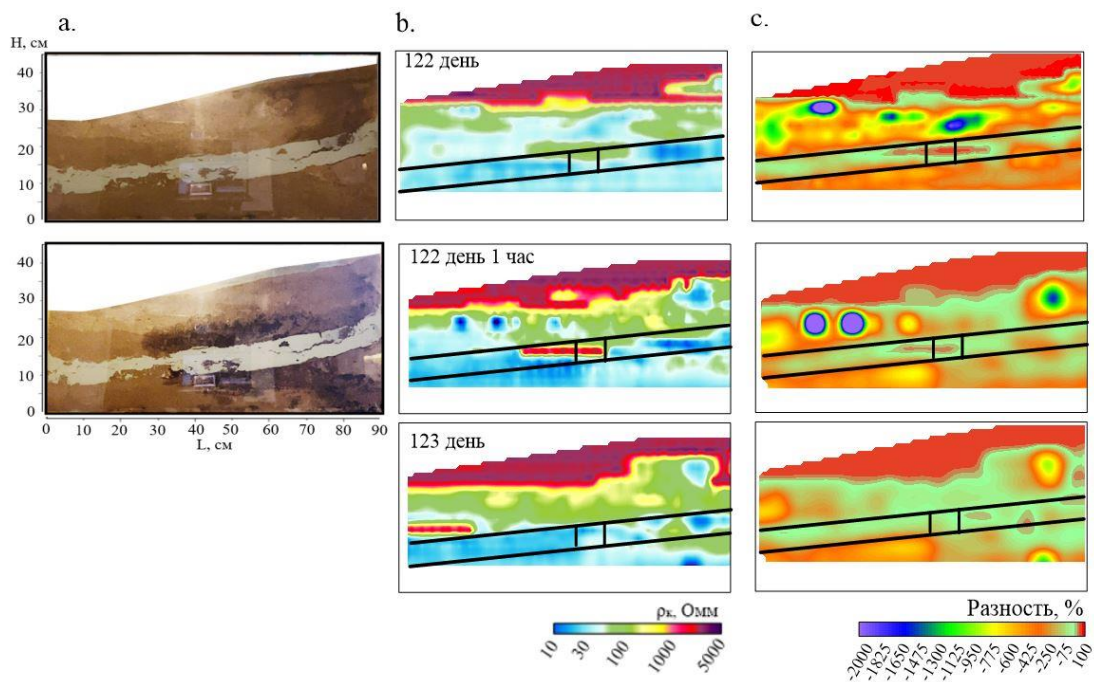


Рисунок 3.27 – Мониторинг измерения КУЭС лабораторной модели на 122 и 123 день эксперимента: визуализация миграции нефтепродуктов в ходе эксперимента (а); разрезы КУЭС для 122 и 123 дня эксперимента (b); разностные разрезы для 122 и 123 дней относительно 0 дня (в процентах) (с) (составлено автором)

Повторная инъекция нефтепродуктов привела к значительному увеличению КУЭС в верхней части разреза. На 122–123 сутки наблюдается сложное распределение аномалий

сопротивления, обусловленное неоднородным распространением загрязнения. Отмечается смещение высокоомных аномалий вниз по склону и в западном направлении, что, вероятно, связано с миграцией нефтепродуктов.

Разностные разрезы показали существенное снижение КУЭС вблизи уровня грунтовых вод по сравнению с исходным состоянием. Предполагается, что данное снижение связано с изменением физико-химических свойств грунтов под воздействием нефтепродуктов и воды. При этом геоэлектрические характеристики слоя глин изменились незначительно.

В нижележащем водонасыщенном горизонте зафиксированы признаки миграции нефтепродуктов как по стенкам установки, так и через искусственно созданное гидрогеологическое окно, что подтверждается появлением локальных аномалий сопротивления ниже водоупорного слоя.

Мониторинговые наблюдения показали, что на начальном этапе нефтепродуктовое загрязнение проявляется повышенными значениями УЭС, однако со временем вследствие смешения нефтепродуктов с водой сопротивление снижается. Существенное влияние на распространение загрязнения оказывают локальные проницаемые зоны, обеспечивающие его инфильтрацию в нижележащие горизонты.

3.6 Математическое моделирование миграции нефтепродуктов

3.6.1 Геоэлектрическое моделирование загрязнённых разрезов

Постановка задачи

На основе лабораторных экспериментов были получены ориентировочные значения удельного электрического сопротивления (УЭС) сухих песков, суглинков и водонасыщенных песков при различных уровнях содержания нефтепродуктов. Эти значения использованы для расчёта геоэлектрических моделей, что позволяет оценить вклад литологических особенностей и степени нефтенасыщенности в формирование аномального поля.

Петрофизические закономерности установили, что:

- **сухие пески и суглинки** при загрязнении демонстрируют *рост* сопротивления (вытеснение влаги, гидрофобизация);
- **водонасыщенные пески** при загрязнении характеризуются *снижением* УЭС (рост минерализации порового раствора и продукции биodeградации).

Сводные параметры приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Средние (оценочные) значения удельного электрического сопротивления песков и суглинков при различных уровнях загрязнения нефтепродуктами (по данным автора)

Уровень загрязнения НФП, мг/кг	Сухой песок (зона аэрации), ρ , Ом·м	Суглинок (водоупорный слой), ρ , Ом·м
0–10 (фон)	500	90
~1000 (слабое)	30	3

Продолжение таблицы 3.2

Уровень загрязнения НФП, мг/кг	Сухой песок (зона аэрации), ρ , Ом·м	Суглинок (водоупорный слой), ρ , Ом·м
~10 000 (умеренное)	100	22
~30 000 (сильное)	170	65

При необходимости интерполяции значений УЭС между указанными уровнями загрязнения использовались простые регрессионные зависимости $\rho = f(C)$, где C – концентрация нефтепродуктов в грунте, мг/кг.

Фоновые значения оценивались по результатам электротомографических исследований в Ярославской. Для сухого песка и суглинка в загрязненной области приняты следующие аппроксимации в диапазоне концентраций, соответствующем экспериментальным данным: для сухого песка (зона аэрации): $\rho(C) \approx 2.63 \cdot 10^{-3} \cdot C^{0.98}$; для суглинков: $\rho(C) \approx 0.22 \cdot C^{0.49}$.

Для оценки зависимости геоэлектрического отклика от уровня нефтезагрязненности были построены две основные группы геологических моделей: двухслойная и четырёхслойная (рисунок 3.28).

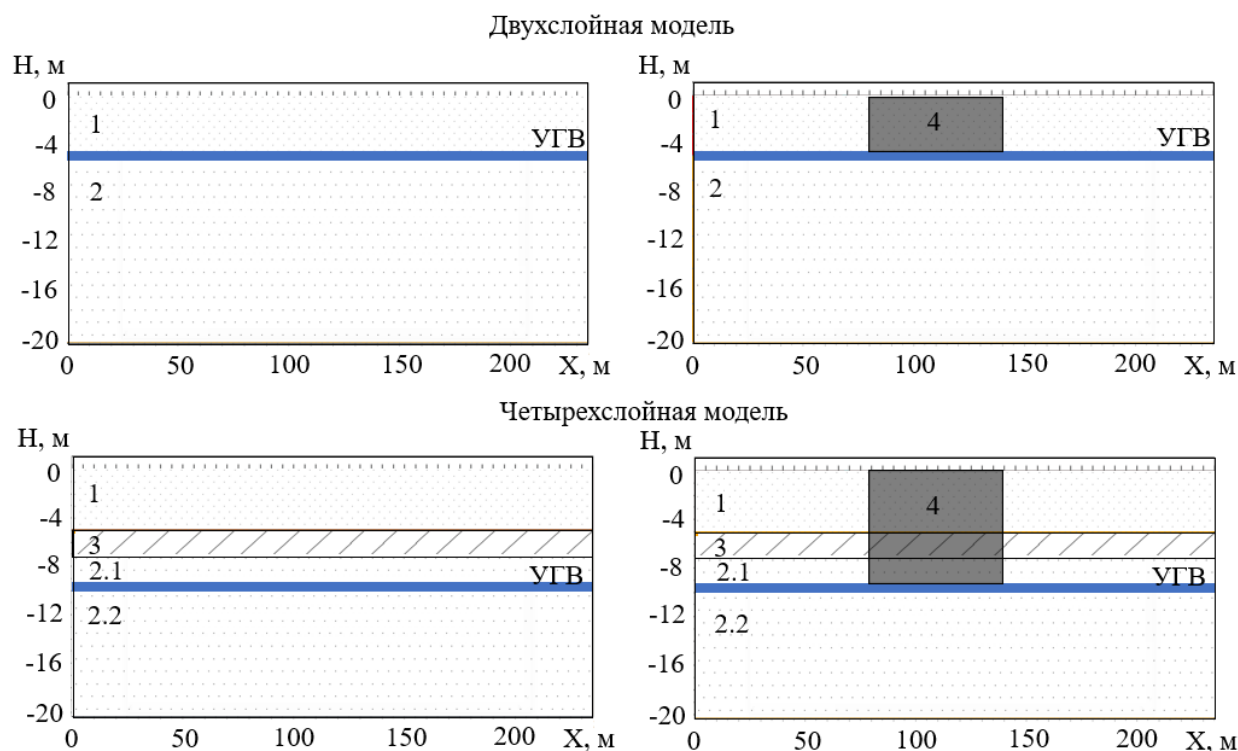


Рисунок 3.28 – Схематичное изображение разрезов для моделирования (слева – фоновые модели, справа – загрязненные модели). Условное обозначение: 1 – пески зоны аэрации, 2.1 – пески зоны аэрации, 2.2 – водонасыщенные пески, 3 – суглинки, 4 – область нефтепродуктового загрязнения (составлено автором)

Для обеспечения сопоставимости результатов во всех моделях использовалась единая система координат и одинаковая протяжённость линз нефтезагрязнения. Линзы располагались вдоль профиля в пределах пикетов 80–140 м, что соответствует реальным масштабам локальных

ареалов загрязнения. Вертикальные границы загрязнённых зон задавались в соответствии с литологическим строением разреза:

- двухслойная модель: зона аэрации — 0–5 м; водонасыщенный песок — 5–20 м;
- четырехслойная модель: сухой песок — 0–5 м; суглинок — 5–7 м; сухой песок — 7–9 м; водонасыщенный песок — ниже 9 м.

Параметры моделирования и результаты для двухслойной и трехслойной моделей

Для расчётов использовались установки Шлюмберже и диполь–диполь. Параметры съёмки:

- шаг электродов — 5 м,
- число электродов — 48.

Инверсия в Res2DInv выполнялась при следующих настройках:

- *Initial damping* — 0.30,
- *Minimum damping* — 0.05–0.06,
- *Flatness ratio* — 0.4–0.5,
- *Robust model* — ON.

Геоэлектрический разрез двухслойной «чистой» модели для установок Шлюмберже и дипольной представлены на рисунке 3.29.

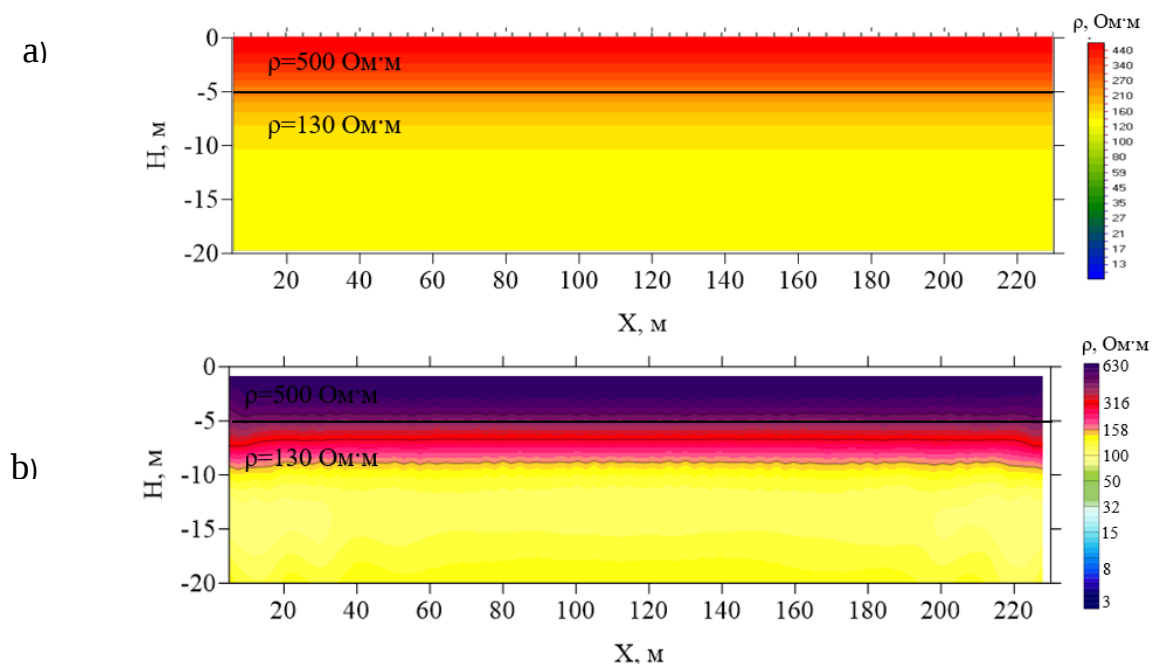


Рисунок 3.29 – Геоэлектрический разрез двухслойной «чистой» модели для установок Шлюмберже (a) и дипольной (b) (составлено автором)

Разрез характеризуется однородным распределением сопротивлений, соответствующим литологическому делению на сухой и водонасыщенный песок. Наблюдается высокоомная аномалия в пределах верхнего слоя. Локальных аномалий нет, что подтверждает корректность базовой модели для дальнейшего сравнения.

Рассмотрим случай наличия выраженной низкоомной аномалии в водонасыщенном горизонте; концентрация нефтепродуктов - низкая. Имитируется устаревшее загрязнение и обогащение поровых вод вторичными продуктами биodeградации (ионные формы, органические кислоты), резко повышающими проводимость (рисунок 3.30).

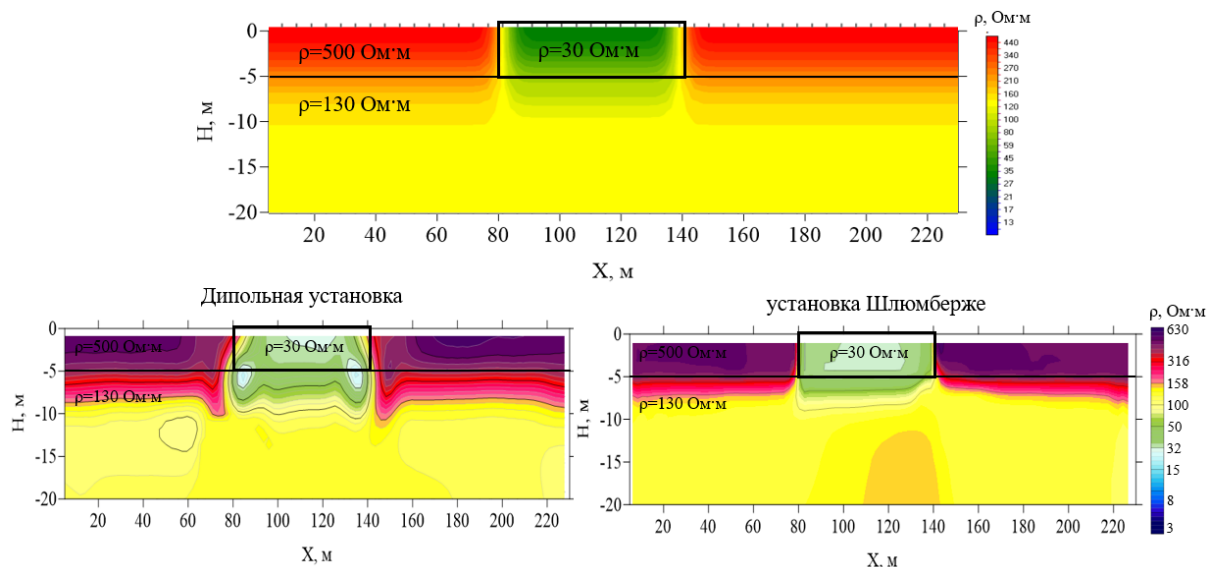


Рисунок 3.30 – Модель двухслойного разреза с загрязнением водонасыщенного горизонта ($C = 1\,000$ мг/кг): сверху – модель, снизу – результаты интерпретации (составлено автором)

Как видно из результатов аномалия хорошо фиксируется обеими установками.

Рассмотрим модель двухслойного разреза с сильным загрязнением водонасыщенного горизонта до 30 000 мг/кг (рисунок 3.31). При сильной нефтенасыщенности сопротивление значительно повышается. Углеводороды вытесняют часть минерализованной воды, уменьшая проводящую фазу в порах. Формируется относительно высокоомная аномалия, характерная для сильно загрязнённых водонасыщенных песков.

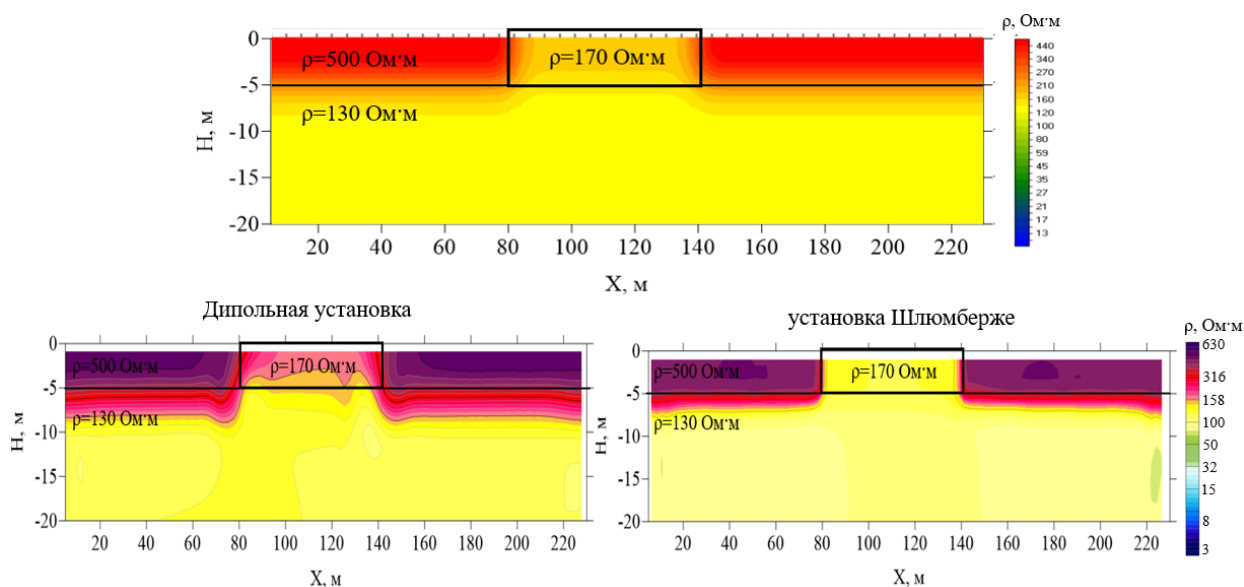


Рисунок 3.31 – Модель двухслойного разреза с загрязнением водонасыщенного горизонта до 30 000 мг/кг: сверху – модель, снизу – результаты интерпретации (составлено автором)

Рассмотрим многослойный незагрязненный нефтепродуктами разрез (рисунок 3.32), где первый слой представлен песками, второй слой – водоупор – суглинки, третий слой – пески и четвертый слой – водонасыщенные пески. Модель демонстрирует ожидаемое распределение сопротивлений без признаков аномалий.

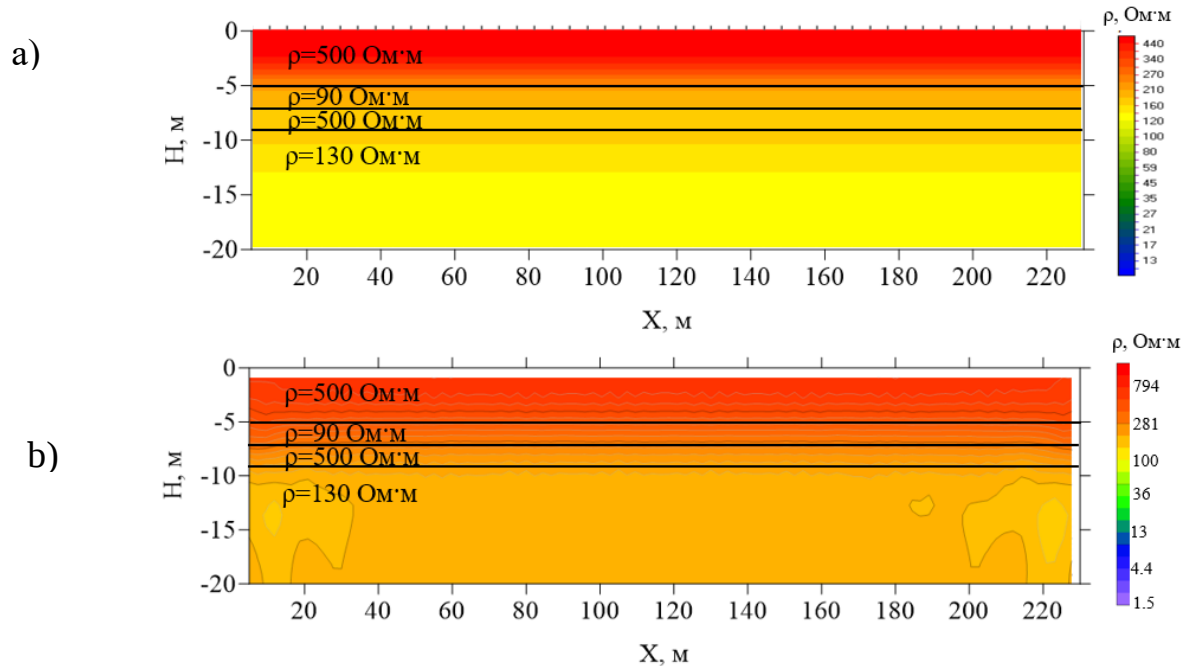


Рисунок 3.32 – Геоэлектрический разрез четырехслойной «чистой» модели для расстановок Шлюмберже (a) и дипольной (b) (составлено автором)

Рассмотрим тот же четырехслойный разрез, но содержащий низкоомную зону (ситуация, когда нефтепродукты, которые длительное время залегают в грунтах) в верхнем высокоомном слое (пески), вызванных загрязнением нефтепродуктами с концентрацией 1000 мг/кг (рисунок 3.33).

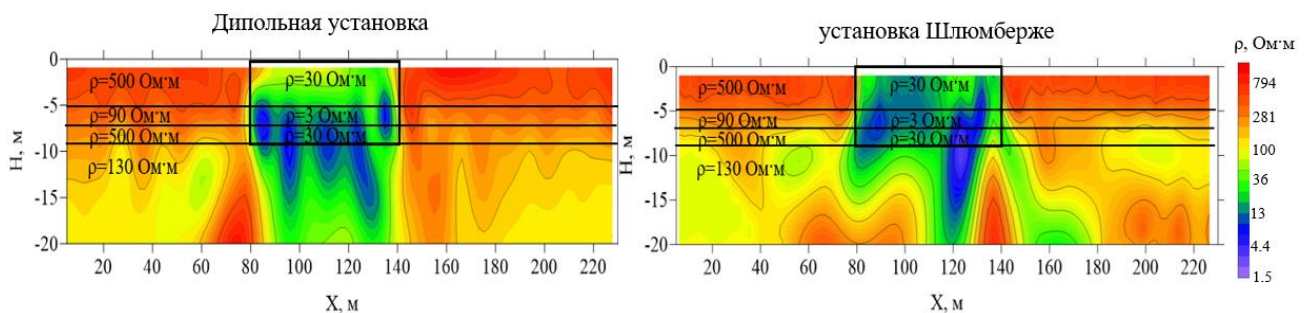


Рисунок 3.33 – Разрез четырехслойной модели при загрязнении водонасыщенного горизонта ($C = 1\,000$ мг/кг) (составлено автором)

На рисунке 3.33 следует отметить, что в пределах третьего слоя разреза, представленного слабопроницаемыми суглинками, выполняющими роль локального водоупора, по данным электроразведки фиксируется зона пониженных значений удельного электрического сопротивления порядка ~ 3 Ом·м. Указанный суглинистый слой залегает между песками зоны аэрации и нижележащими водоносными отложениями и характеризуется повышенной

способностью к аккумуляции загрязняющих веществ. Снижение УЭС в его пределах интерпретируется как следствие накопления нефтепродуктов и вторичных продуктов их биodeградации, приводящих к росту ионной проводимости поровой среды. Выявленная аномалия носит локальный характер, однако уверенно прослеживается и пространственно согласуется с ранее выделенными зонами загрязнения.

Рассмотрим четырехслойный разрез, содержащий низкоомную зону в верхнем высокоомном слое, вызванных загрязнением нефтепродуктами с концентрацией 30000 мг/кг (рисунок 3.34).

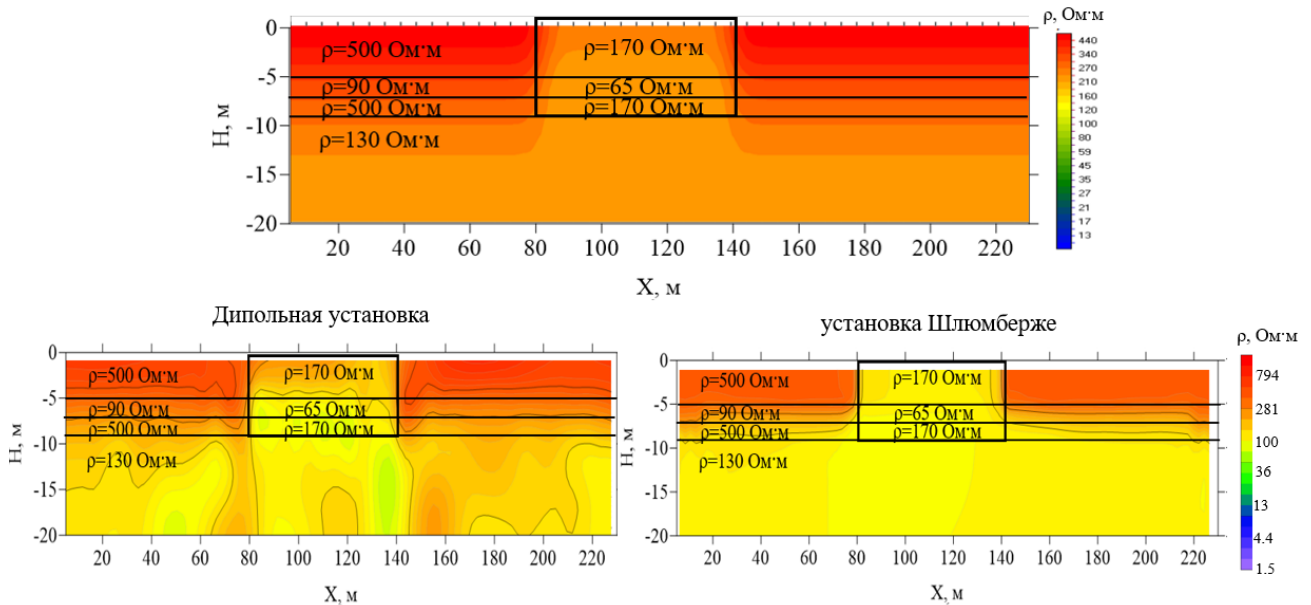


Рисунок 3.34 – Разрез четырехслойной модели при загрязнении водонасыщенного горизонта ($C = 30\,000 \text{ мг/кг}$): сверху – модель, снизу – результаты интерпретации (составлено автором)

При высокой концентрации в суглинках и в подстилающем водонасыщенном горизонте наблюдается рост сопротивления, отражающий увеличение доли слабопроводящих углеводородов. Аномалия приобретает более высокие значения, что контрастирует с моделью на рисунке 3.33.

Из рассмотрения рисунка 3.34 следует, что на разрезах, рассчитанных для дипольной установки, аномалии более сглаженные и растянутые по горизонтали, при том, что вертикальная структура разреза проявляется размыто. Контраст аномалий на больших глубинах менее выражена, а глубинность отклика ограничена.

Установка Шлюмберже, напротив, даёт более компактные и контрастные аномалии, уверенно выделяя вертикальные границы линз и глубинные участки разреза. В ней значительно лучше прослеживаются как высокоомные, так и низкоомные зоны, а структура слоёв отображается более ясно.

Таким образом, дипольная установка эффективнее показывает горизонтальное распространение загрязнения, тогда как установка Шлюмберже обеспечивает более детализированное и надёжное вертикальное расчленение разреза.

В условиях сложного многослойного строения нефтезагрязнённых территорий предпочтительно применение геоэлектрического моделирования на основе физико-геологических моделей разреза.

Моделирование позволяет установить закономерности формирования геоэлектрических аномалий в зависимости от положения загрязнения относительно гидрогеологических границ, оценить чувствительность электроразведочных методов к различным типам ареалов загрязнения и определить условия их наиболее уверенного выявления. Полученные результаты служат основой для последующей количественной интерпретации данных электротомографии и построения пространственной модели загрязнения.

1. Математическое моделирование подтвердило высокую информативность электротомографических методов для выявления и анализа зон нефтезагрязнения в условиях речных террас. Чувствительность метода к изменениям электрических свойств среды позволяет фиксировать как первичные, так и вторичные проявления загрязнений.

2. Построенные двухслойные и трёхслойные модели продемонстрировали ключевую роль литологии в формировании геоэлектрических аномалий. Наличие водоупорных слоёв, зон разгрузки и проницаемых «окон» существенно влияет на распределение сопротивлений и геометрию аномальных участков.

3. В двухслойной среде геоэлектрические аномалии имеют более простой и предсказуемый характер; зоны нефтезагрязнения проявляются как области пониженных значений удельного электрического сопротивления либо как зоны его относительного повышения по сравнению с фоновой моделью, в зависимости от степени насыщенности углеводородами и возраста загрязнения.

4. В трёхслойной модели отклик становится значительно сложнее, поскольку водоупорные слои перераспределяют миграционные потоки, а аномалии могут проявляться как в пределах суглинков, так и в подстилающих водонасыщенных песках. Это требует более осторожной интерпретации и учёта геологического контекста.

5. Сравнение дипольной установки и установки Шлюмберже показало, что каждая конфигурация по-разному отражает структуру разреза: дипольная установка лучше фиксирует латеральные изменения, тогда как Шлюмберже обеспечивает более высокую вертикальную разрешающую способность и контрастность аномалий.

6. Полученные результаты моделирования служат основой для разработки интерпретационных критериев (таблица 3.3), позволяющих отличать истинные геоэлектрические

проявления нефтезагрязнения от эффектов, связанных с литологическими неоднородностями и структурными особенностями разреза.

Таблица 3.3 - Интерпретационные критерии, позволяющие отличать истинные геоэлектрические проявления нефтезагрязнения от эффектов, связанных с литологическими неоднородностями и структурными особенностями разреза

Критерий	Проявление на разрезах	Интерпретационное значение
Контраст сопротивлений относительно фона	Низкоомные или высокоомные аномалии, отличающиеся от фоновых значений	Указывает на наличие нефтепродуктов: низкие значения — старое загрязнение, высокие — высокая концентрация НФП
Согласованность отклика в разных установках (Шлюмберже / дипольная)	Аномалия повторяется в обеих конфигурациях (контрастная в Шлюмберже, растянутая в дипольной)	Признак устойчивости аномалии; снижает риск ошибочной интерпретации литологических эффектов
Привязка к литологической структуре	Низкие ρ в песках, локальные высокоомные участки в суглинках	Свидетельствует о проникновении загрязнения в проницаемые горизонты или о барьерной роли водоупоров
Форма аномалии (геометрия)	Вертикально вытянутые или горизонтально протяжённые зоны	Вертикальная форма — миграция вниз; горизонтальная — локальное накопление нефтепродуктов
Пространственная связность аномалий	Непрерывные или сегментированные цепочки аномальных зон вдоль профиля	Признак реального техногенного загрязнения; одиночные точки чаще всего вызваны шумами или литологией
Соответствие физическим механизмам поведения сопротивлений	Повышение или понижение ρ в соответствии с ожидаемыми процессами (деградация, вытеснение воды, минерализация)	Позволяет отличать нефтезагрязнение от других факторов изменения сопротивлений
Влияние водоупоров и гидрогеологических окон	Резкое изменение конфигурации аномалии на границах слоёв; появление глубинных низкоомных зон под окнами	Водоупор задерживает загрязнение; окно способствует глубинной миграции нефтепродуктов
Согласование с результатами моделирования	Форма, глубина и контраст аномалии соответствуют модельным сценариям	Повышает достоверность выделения загрязнённых участков и подтверждает интерпретационные гипотезы

3.6.2 Математическое моделирование геоэлектрического проявления загрязнённых нефтепродуктами грунтов в мониторинговом режиме

Автором выполнено моделирование изменений геоэлектрических свойств простого разреза, включающего пески зоны аэрации и пески зоны насыщения.

Для моделирования электротомографических разрезов использовалась программа ZONDRES2D [12]. Данная программа вычисляет разрез кажущихся сопротивлений по созданной 3D модели.

При моделировании задавались следующие параметры установки Шлюмберже (как в случае физического моделирования):

- длина профиля – 245 м;
- шаг расстановки электродов – 3 м;
- расстояние между профилями – 10 м.

Математическое моделирование геоэлектрического проявления нефтепродуктового загрязнения двухслойного геологического разреза

Результаты моделирования двухслойного разреза представлены на рисунке 3.35.

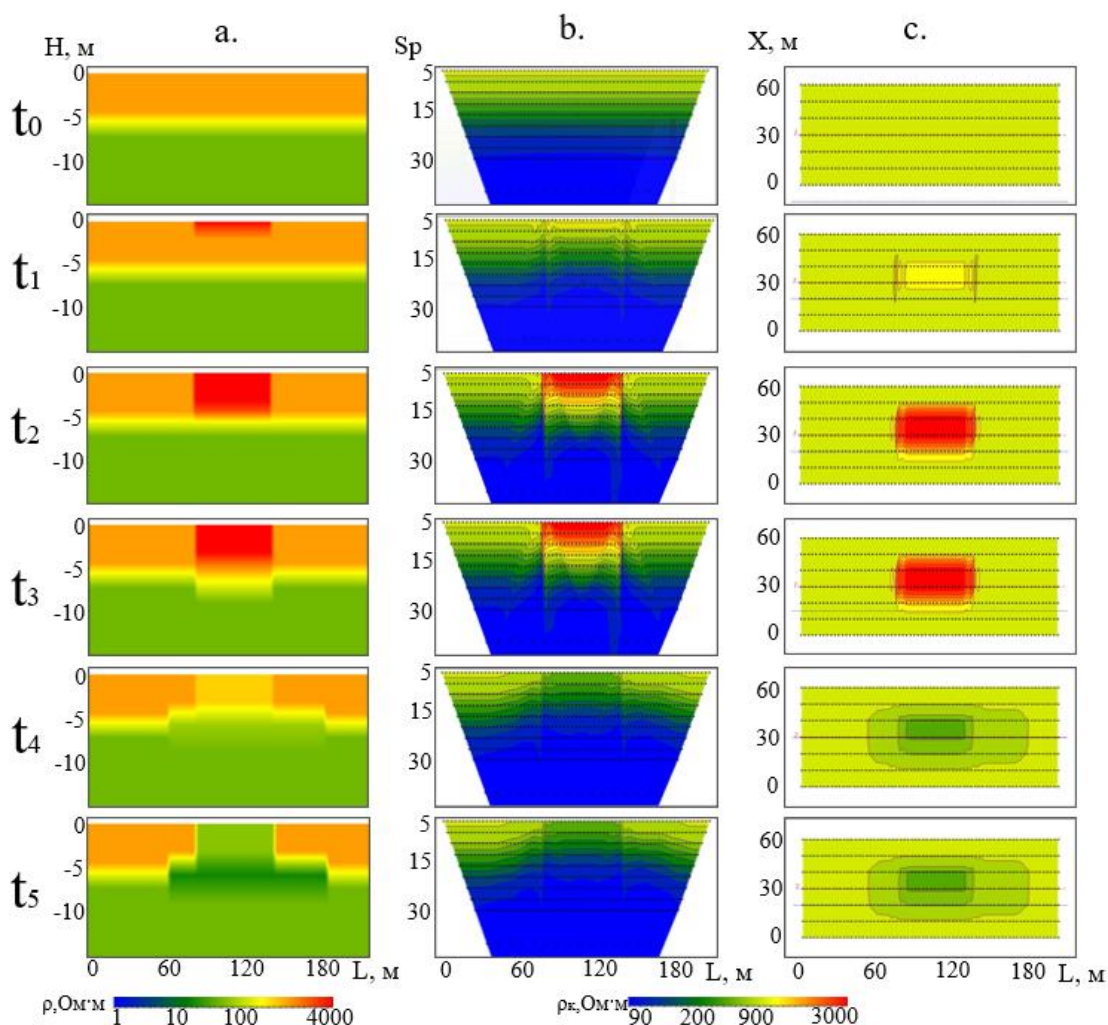


Рисунок 3.35 – Результаты математического моделирования для расслоенной среды, загрязненной нефтепродуктами (где $t_0 < t_2 < \dots < t_5$): а – теоретические модели загрязнения; б – расчетные модели (вертикальные сечения); с – расчетные модели (латеральные срезы) (составлено автором)

Исходные значения УЭС составляли 900 Ом·м для песков зоны аэрации и 60 Ом·м для водонасыщенных песков. Модель распространения загрязнения основана на представлениях о миграции нефтепродуктов, рассмотренных в главе 1. На начальном этапе нефтепродукты характеризуются высокими значениями УЭС (5000 Ом·м) и распространяются от источника до уровня грунтовых вод. В дальнейшем часть загрязнения мигрирует по потоку подземных вод и подвергается биодegradации, что сопровождается снижением УЭС до 500 Ом·м в зоне аэрации и 100 Ом·м в водонасыщенной зоне. На завершающей стадии моделирования значения УЭС в загрязнённых областях уменьшаются до 80 и 15 Ом·м соответственно.

Анализ результатов моделирования геоэлектрических разрезов (рисунок 3.35) показывает, что связанная с нефтепродуктовым загрязнением область повышенного сопротивления уверенно выявляется при инверсии исходного геоэлектрического поля.

Математическое моделирование геоэлектрического проявления загрязнения нефтепродуктами многослойной геологической обстановки

Для моделирования электротомографических разрезов использовалась программа ZONDRES2D [12]. Параметры системы наблюдения задавались такие же, как и ранее. В отличие от предыдущей модели, здесь был добавлен слой суглинков, расположенный на глубине 4 м мощностью 3 м. На расстоянии 80 м от начала профиля и до 110 м специально было создано гидрогеологическое окно в слое суглинков для прослеживания процесса миграции нефтепродуктов в нижележащий слой. Результаты представлены на рисунке 3.36.

Исходные значения УЭС в модели составляли 900 Ом·м для песков зоны аэрации, 60 Ом·м для водонасыщенных песков и 100 Ом·м для суглинков. Распространение загрязнения моделировалось в соответствии с рассмотренными в главе 1 представлениями о миграции нефтепродуктов. На начальном этапе нефтепродукты формируют высокоомную аномалию (5000 Ом·м), которая распространяется до уровня грунтовых вод. В дальнейшем загрязнение мигрирует по потоку подземных вод и подвергается биодegradации, что сопровождается снижением УЭС до 500 и 100 Ом·м, а на завершающей стадии — до 80 Ом·м в зоне аэрации и 15 Ом·м в водонасыщенной зоне.

Таким образом, моделирование позволило проследить изменение УЭС в процессе миграции и трансформации нефтепродуктов. Наиболее контрастные аномалии формируются вдоль путей распространения загрязнения и существенно отличаются от вмещающих грунтов.

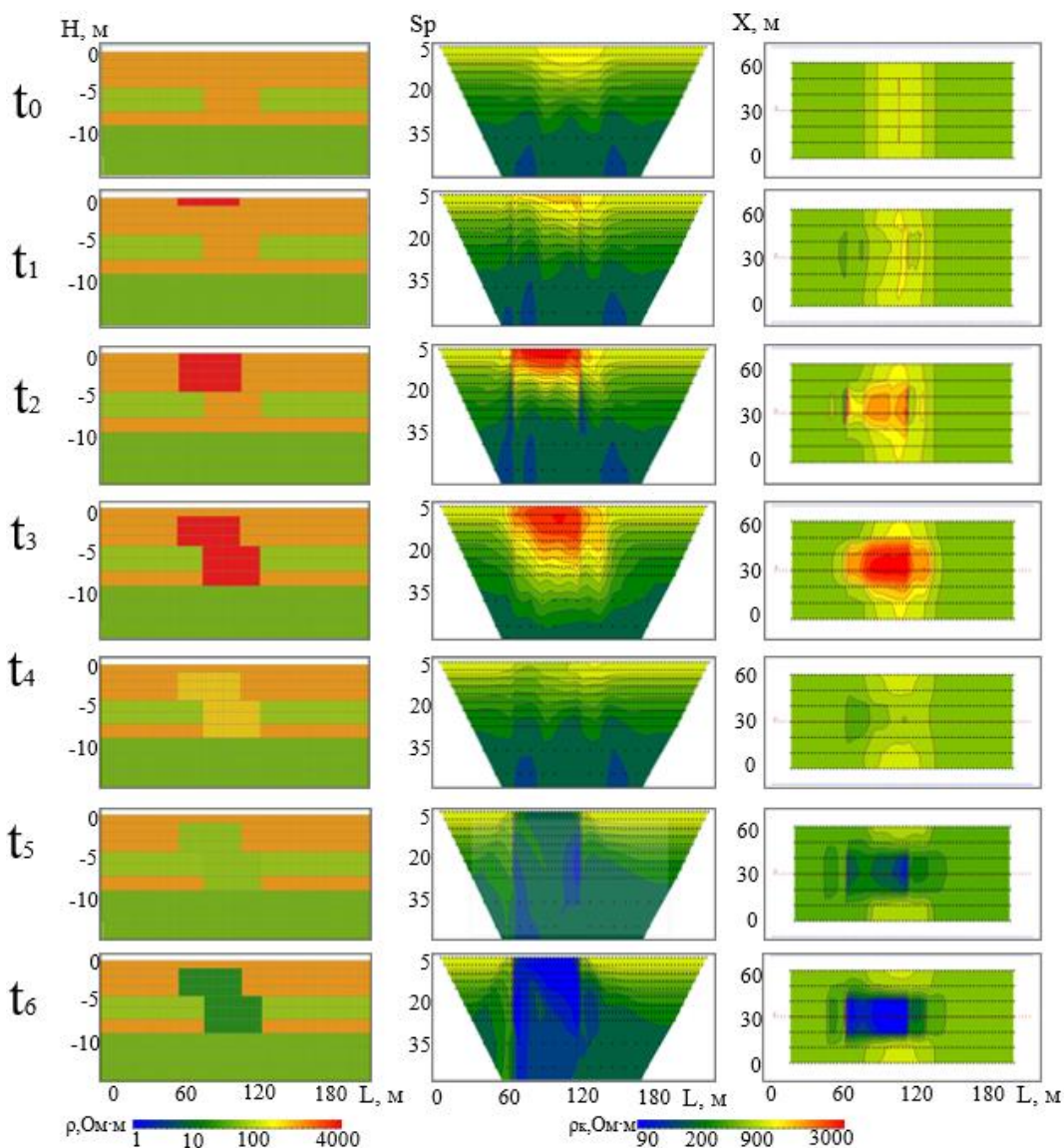


Рисунок 3.36 – Результаты математического моделирования разрезов сопротивлений многослойной среды, загрязненной нефтепродуктами (где $t_0 < t_2 < \dots < t_6$): а – теоретические модели загрязнения; б – расчетные модели – вертикальные разрезы; в – расчетные латеральные срезы (составлено автором)

3.6.3 Моделирование волновых полей

Поверхностные волны Рэлея играют ключевую роль в инженерной и экологической сейсморазведке благодаря высокой чувствительности к изменениям упругих свойств грунтов. Классические работы Хаскелла и Томсона показали, что дисперсия поверхностных волн в многослойной среде определяется глубинным распределением модуля сдвига, плотности и контрастом границ [82; 119]. Уточнение моделей дисперсии было развито в трудах В. И. Кейлиса-Борока, И. А. Викторова, М. Г. Нейгауза и Г. В. Шкадинской, а также в монографиях по волновым процессам [3; 8; 13; 25].

При техногенном загрязнении нефтепродуктами изменяются механические свойства грунтов — снижается плотность, уменьшается модуль сдвига, разрушаются структурные связи.

Эти изменения особенно сильно влияют на скорость поперечных волн V_s , что непосредственно отражается на дисперсионных свойствах поверхностных волн. В работах E. Thornton и R. T. Guza показано, что глубина проникновения поверхностной волны и её дисперсионная структура чувствительны к локальным изменениям физических свойств среды [120].

Современные методы обработки поверхностных волн — SASW [92; 116; 117] и MASW [102; 103] — обеспечивают высокое разрешение при восстановлении распределения V_s и активно применяются в инженерной практике. Они позволяют выявлять зоны разуплотнения, неоднородности, переувлажнение и другие изменения, связанные как с природными, так и техногенными процессами.

В связи с этим моделирование поведения поверхностных волн в загрязнённой среде представляет высокую научную и практическую значимость.

Методы исследования

Для изучения влияния техногенного загрязнения нефтепродуктами на параметры поверхностных волн была построена серия численных моделей, включающих базовую пятислойную геологическую структуру и её модифицированный вариант с внедрённой зоной разуплотнения. Подход основан на принципах, что локальные изменения упругих свойств массива приводят к выраженной перестройке дисперсионного отклика поверхностных волн. Такое воздействие нефтепродуктов на верхнюю часть разреза проявляется, прежде всего, в снижении скорости поперечных волн, изменении эффективной плотности и возрастании контрастности границ между слоями — факторов, определяющих динамику Рэлеевских волн [11].

В качестве исходной была сформирована упрощённая пятислойная модель, отражающая типичное распределение инженерных грунтов (рисунок 3.37): насыпные и рыхлые техногенные образования, пески различной степени насыщенности, суглинки и подстилающее полупространство водонасыщенных песков. Для каждого слоя были заданы скорости продольных и поперечных волн и плотности, определяющие поведение упругих мод в широком частотном диапазоне. Такое сочетание свойств формирует классическую ситуацию для многослойной диспергированной среды, в которой фундаментальная мода поверхностных волн наиболее чувствительна к параметрам верхних 10–15 м, а высшие моды отражают свойства более глубоких горизонтов.

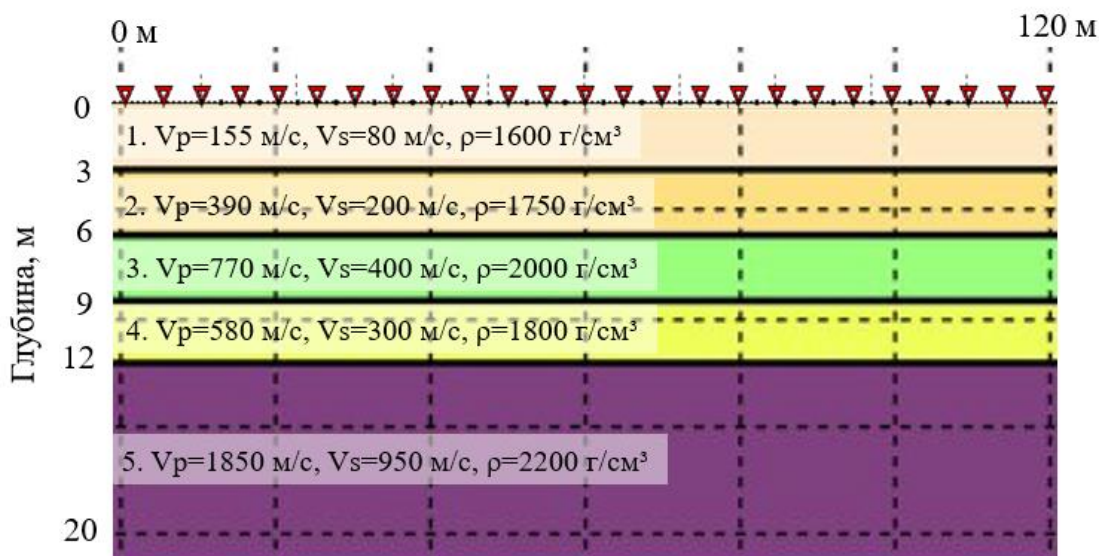


Рисунок 3.37 – Исходная модель «чистая»: 1 – насыпные грунты, 2 и 4 – пески, 3 – суглинки, 5 – водонасыщенные пески (треугольники – источники, точки – приемники) (составлено автором)

Вторая модель включала техногенно нарушенный фрагмент (рисунок 3.38): в интервале 40–80 м по профилю свойства среды были изменены таким образом, чтобы имитировать проникновение нефтепродуктов.

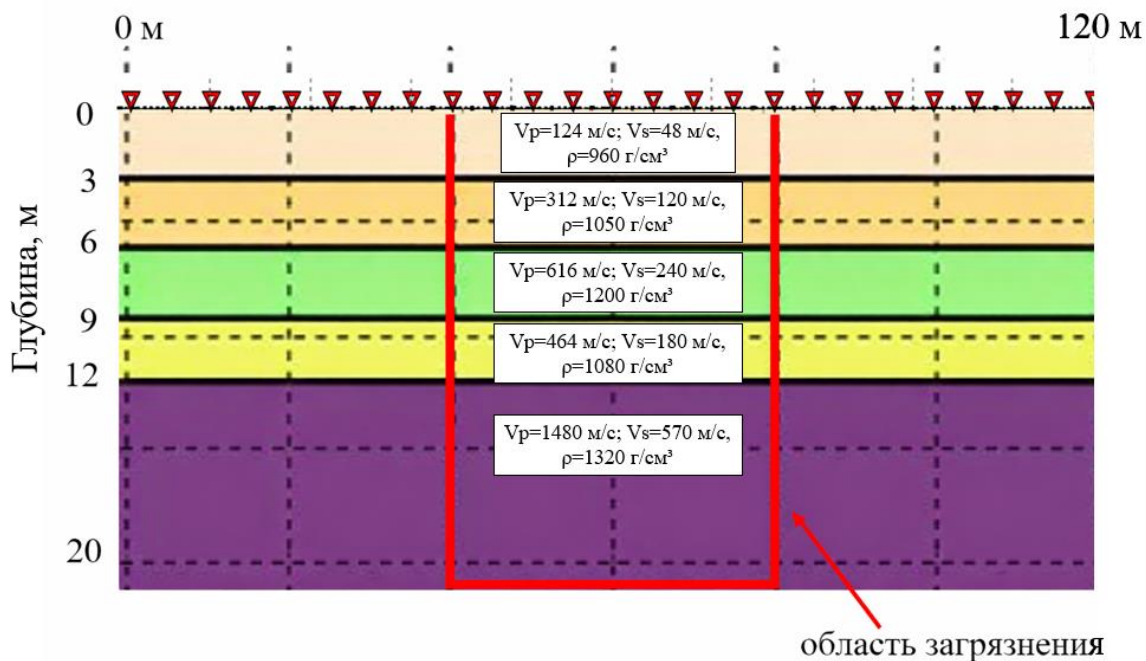


Рисунок 3.38 – Исходная модель с участком загрязнения: 1 – насыпные грунты, 2 и 4 – пески, 3 – суглинки, 5 – водонасыщенные пески (треугольники – источники, точки – приемники) (составлено автором)

В реальных условиях такое загрязнение приводит к разуплотнению структуры, изменению соотношения фаз, увеличению доли свободной жидкости в порах и частичному разрушению цементационных связей. Для количественного отображения этих процессов были снижены

скорости продольных волн на 20%, а скорости поперечных волн и плотности — на 40%. Такое соотношение отражает ключевую физическую закономерность: V_s оказывается значительно более чувствительной к разрушению структуры, тогда как V_p уменьшается слабее, поскольку продольные волны реагируют прежде всего на изменения степени насыщения и объёмной жёсткости.

Программное моделирование

Прямое моделирование волнового поля

Программа моделирования волновых процессов, разработанная в УкрНИМИ в 1990-е годы [1] и позднее усовершенствованная в РАНИМИ (г. Донецк), представляет собой комплекс вычислительных модулей для построения сейсмогеологической модели и численного расчёта распространения упругих волн.

Процесс моделирования включает несколько этапов [5]. На первом этапе формируется модель среды: задаются геометрия разреза, положение приёмной линии, структурные элементы и неоднородности массива. На основе этих данных формируется физико-математическая модель.

Далее применяется вычислительный блок программы, в котором рассчитываются коэффициенты конечно-разностной схемы и производится моделирование волнового поля. Это позволяет получить как общую картину распространения волн, так и выделить отдельные типы волн и их кинематические характеристики.

Программная реализация основана на двумерной постановке задачи, где свойства пород предполагаются постоянными вдоль оси Y , а геологические структуры задаются в виде геометрических объектов в плоскости моделирования [5]. Распространение упругих колебаний описывается уравнением движения упругой среды.

MASW-анализ

Вторым этапом моделирования являлась обработка синтетических сейсмограмм методом MASW, основанным на работах Park, Xia и Miller [102; 103], позволяющим выделять фундаментальную и высшие моды и осуществлять обратную задачу по восстановлению распределения V_s .

Результаты, полученные программно в ходе волнового моделирования

В процессе программного моделирования были рассчитаны сейсмограммы (рисунок 3.39). Система измерения задавалась следующая: приёмники располагались через 2 м, источники — каждые 4 м с двумя дополнительными выносами. Центральная частота источника составляла около 60 Гц — диапазон, подходящий для исследования первых 20–30 м разреза.

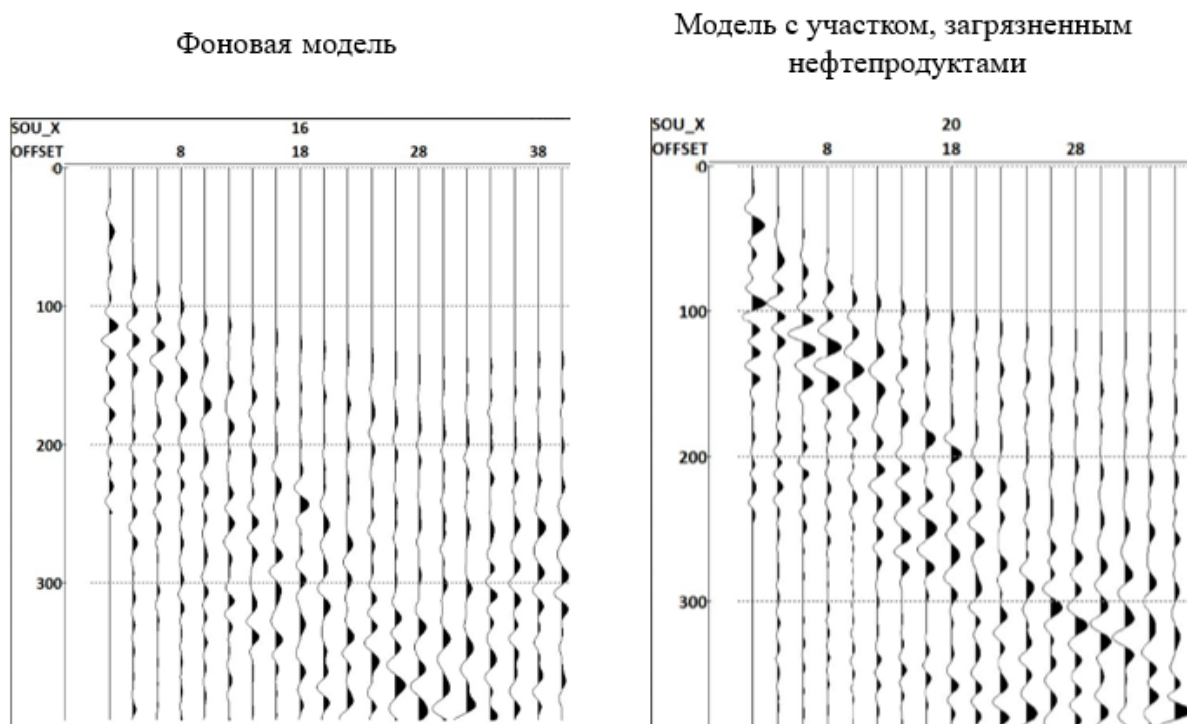


Рисунок 3.39 – Синтетическая сейсмограмма, рассчитанная для моделей «чистой» и с участком, загрязненным нефтепродуктами (составлено автором)

С использованием пакета многоканального анализа поверхностных волн (MASW), который входит в состав программы SeisPro Real Time 2022.4 [36], рассчитывались дисперсионные изображения синтезированных волновых полей. На дисперсионном изображении можно проследить фундаментальную моду поверхностных волн рэлеевского типа и слабо выделяемые высшие моды (рисунок 3.40).

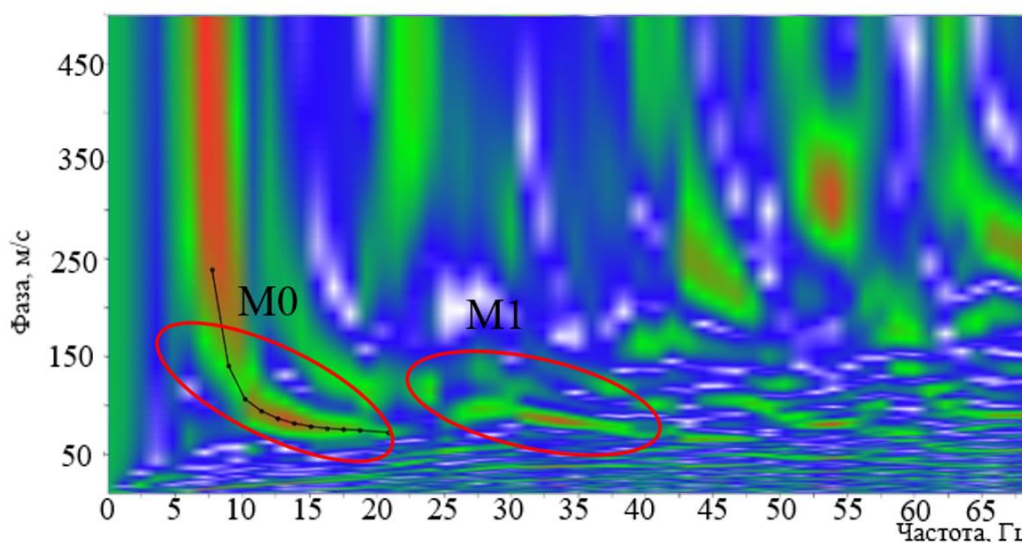


Рисунок 3.40 – Дисперсионное изображение для источника № 24 с выделением мод (M0 – фундаментальная мода, M1 – первая мода) (составлено автором)

Для дисперсионного анализа достаточно иметь фундаментальную моду, которая характеризует весь разрез [36]. Пропикировав фундаментальную моду с помощью инструментов программы, получаем дисперсионную кривую фундаментальной моды поверхностной волны.

Дисперсионные изображения MASW отражают распределение энергии поверхностных волн в зависимости от частоты и фазовой скорости и характеризуют вертикальное распределение скоростей сдвиговых волн в разрезе. Низкочастотная часть спектра чувствительна к более глубоким слоям, тогда как высокочастотная область отражает свойства верхних горизонтов. Смещение дисперсионных ветвей в область пониженных фазовых скоростей интерпретируется как снижение V_s , связанное с ослаблением и разуплотнением грунтов. В геологическом отношении такие особенности рассматриваются как индикаторы изменения состояния пород и используются в комплексе с другими геофизическими и геохимическими данными.

Далее представлены дисперсионные изображения для одинаковых источников №№ 4, 16, 24 и 48 для двух моделей (рисунок 3.41 – 3.42).

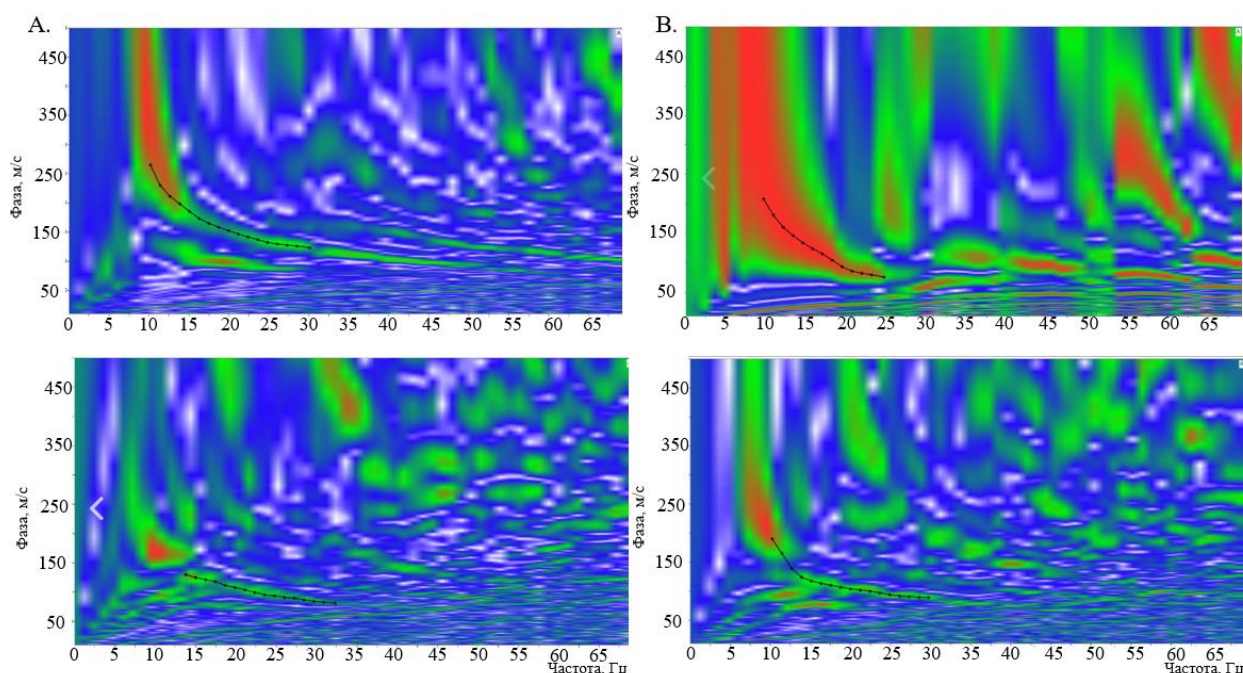


Рисунок 3.41 – Дисперсионные изображения: А – для источника №4, В – для источника № 16 (сверху – для «чистой» модели, снизу – для загрязненной модели) (составлено автором)

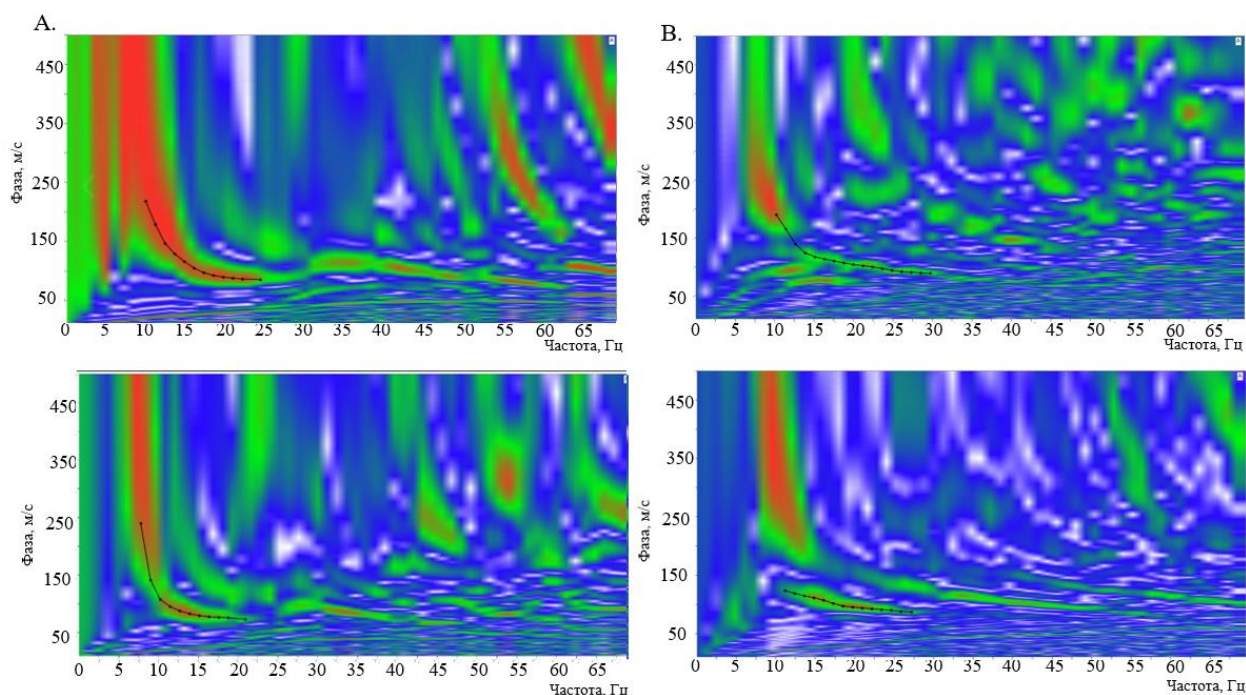


Рисунок 3.42 – Дисперсионные изображения: А – для источника №24, В – для источника № 48 (сверху – для «чистой» модели, снизу – для загрязненной модели) (составлено автором)

На основании эксперимента рассчитывались дисперсионные кривые для двух состояний модели: «чистая» - без загрязнения и «с НФП» – модель с участком загрязнения, на котором происходит снижение скоростей (рисунок 3.43).

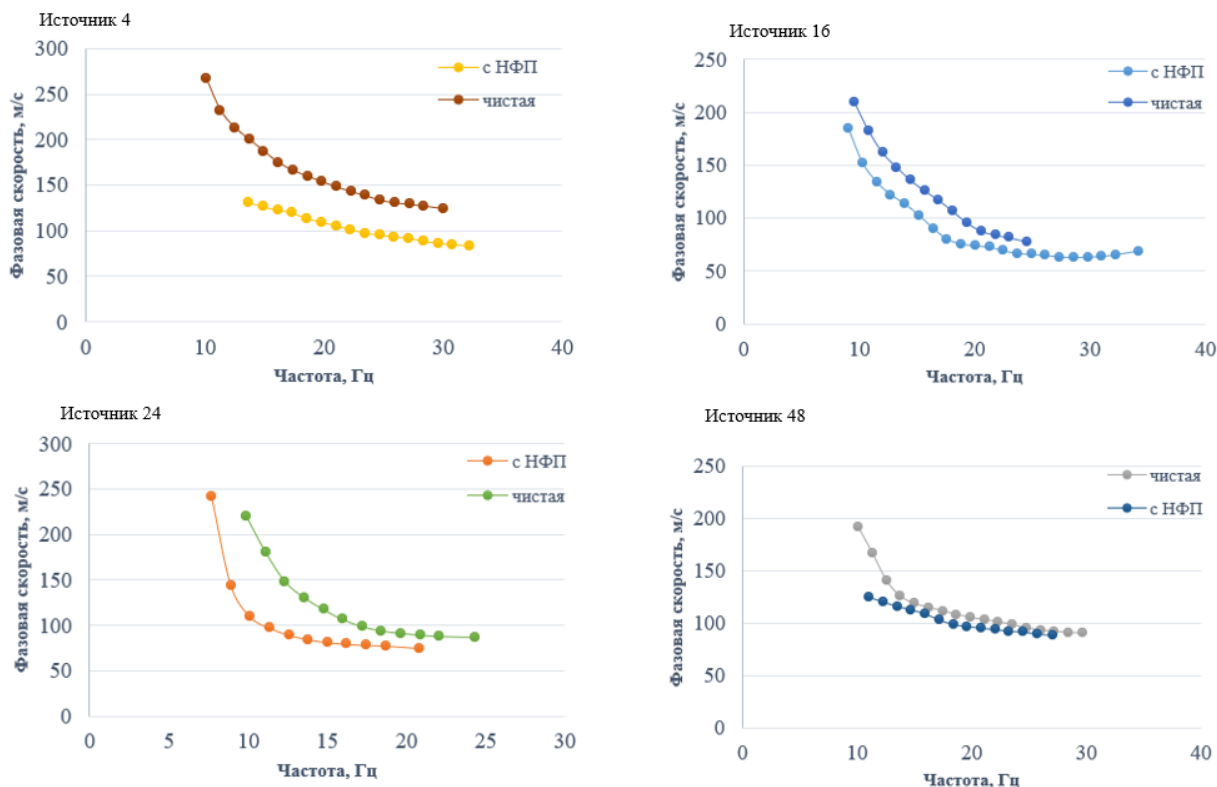


Рисунок 3.43 – Дисперсионные кривые для модели: «чистая» - без загрязнения и «с НФП» – модель с участком загрязнения, на котором происходит снижение скоростей для разных источников (составлено автором)

При анализе рассчитанных дисперсионных кривых и графиков их отклонений относительно исходного состояния, представленных на рисунках 3.41 – 3.43, можно отметить следующее:

1. Загрязнение нефтепродуктами приводит к стойкому снижению фазовых скоростей поверхностных волн, что проявляется во всех источниках.

2. Максимальные отклонения дисперсионных кривых приходятся на среднечастотный диапазон (10–20 Гц), чувствительный к глубинам предполагаемого расположения линзы нефтепродуктов.

3. Форма кривых становится более дисперсивной, увеличивается крутизна нисходящей части, что свидетельствует об уменьшении жесткости пород в загрязнённой зоне.

4. Высокочастотные участки практически не изменяются, что означает отсутствие влияния загрязнения на самый верхний сухой слой и локализацию нефтепродуктов в зоне аэрации и над уровнем грунтовых вод.

5. Различия между источниками (4, 16, 24, 48) демонстрируют пятнистый характер загрязнения, где максимальный эффект наблюдается в центральной части профиля и снижается к периферии.

Для сравнения поведения дисперсионных кривых, был проведен анализ дисперсионных кривых для района нефтебазы (Самарская область) (рисунок 3.44).

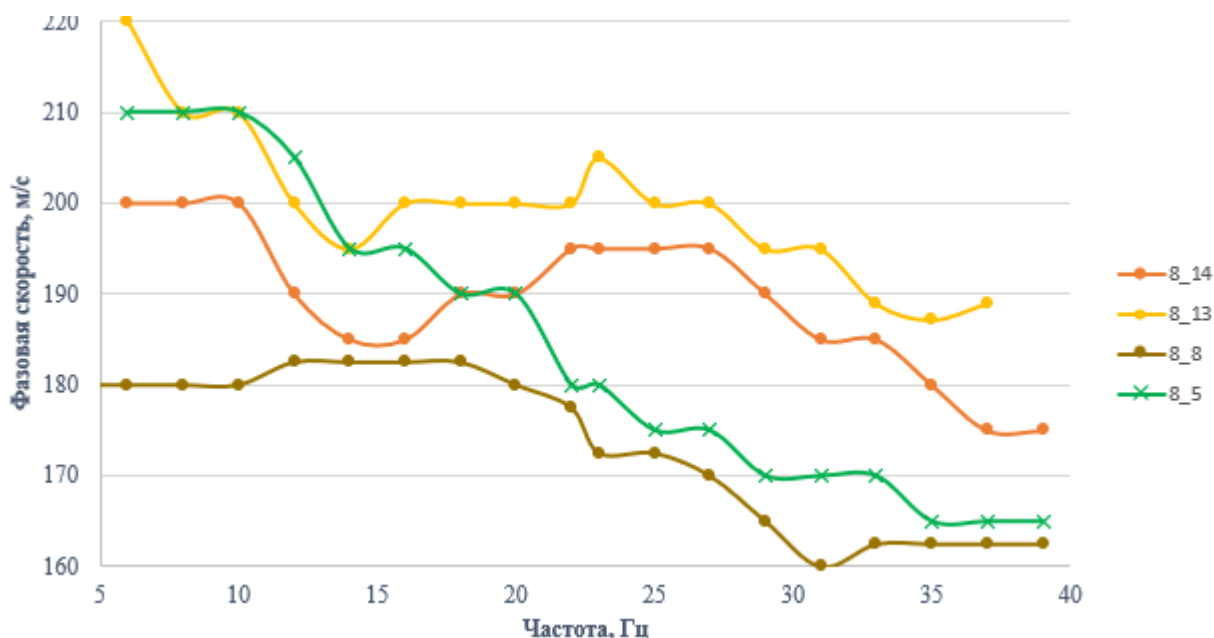


Рисунок 3.44 – Дисперсионные кривые для данных, полученных в районе нефтебазы в Самарской области: «чистая» - без загрязнения (точки 8_14 и 8_13) и «с НФП» – модель с участком загрязнения (точки 8_5 и 8_8) (составлено автором)

Данные дисперсионных кривых, полученные в районе нефтебазы Самарской области, демонстрируют отчётливые различия между участками, характеризующими «чистую» среду (точки 8_14 и 8_13), и зонами, содержащими нефтепродукты (точки 8_5 и 8_8). На частотном

диапазоне после 25 Гц кривые, относящиеся к загрязнённым участкам, располагаются ниже эталонных (при этом для точки 8_8 данное утверждение справедливо для всех частот), что свидетельствует о снижении фазовых скоростей в среде, подвергшейся воздействию нефтепродуктов. Такое устойчивое смещение отражает снижение жёсткости, разуплотнение и увеличение пористости, обусловленные присутствием лёгких углеводородов, а также уменьшение эффективных модулей упругости. Наблюдаемая реакция характерна для формирования низкоскоростной зоны, типичной для участков с нефтяным загрязнением.

Анализ частотных диапазонов позволяет уточнить глубинное положение аномального слоя. Максимальные различия между чистыми и загрязнёнными моделями наблюдаются в диапазоне 20–40 Гц, который соответствует глубинам чувствительности порядка 2–5 метров.

Таким образом, представленные дисперсионные кривые позволяют говорить о существенной скоростной неоднородности ареала загрязнения. Наиболее контрастные скоростные аномалии наблюдаются в точке 8_5, что проявляется в снижении фазовых скоростей и усложнении формы дисперсионной кривой. В точке 8_8 влияние загрязнения выражено в меньшей степени, однако сохраняется характерный для загрязнённой среды спад скорости и наличие локальных минимумов. Чистые модели, напротив, показывают стабильную и плавную форму кривых, подтверждая отсутствие нарушений в структуре верхней части разреза.

Сопоставление всех кривых позволяет заключить, что зона нефтяного загрязнения обладает неоднородным строением, включает несколько уровней разуплотнения и характеризуется вариабельностью мощности и степени насыщения нефтепродуктами по площади.

В условиях развития зон техногенного ослабления, связанных с миграцией и трансформацией нефтепродуктов, предпочтительно использование моделирования волновых полей для оценки их проявления в скоростных разрезах.

Моделирование позволяет установить закономерности изменения скоростей поперечных волн в зависимости от размеров, глубины залегания и физических свойств ослабленных зон. Полученные результаты используются для обоснования интерпретации скоростных аномалий, выделения путей миграции загрязнения и оценки возможностей сейсмических методов при изучении нефтезагрязнённых грунтов.

1. На моделях с участком нефтепродуктового загрязнения наблюдается устойчивое снижение фазовых скоростей поверхностных волн по сравнению с исходной моделью. Полученный результат свидетельствует о высокой чувствительности поверхностных волн к изменениям упругих свойств среды и позволяет уверенно выделять низкоскоростные неоднородности в пределах загрязнённого разреза.

2. Максимальные отклонения дисперсионных кривых приходятся на среднечастотный диапазон 10–20 Гц, соответствующий глубинам порядка 5–10 м. В этом интервале наблюдается наиболее выраженное расхождение дисперсионных кривых, что указывает на наличие скоростной неоднородности в данной части разреза.

3. Для загрязнённой модели характерно увеличение дисперсионности кривых, выражающееся в более быстром снижении фазовой скорости с ростом частоты. Данный эффект обусловлен появлением дополнительной скоростной неоднородности в разрезе и усложнением его упругой структуры.

4. В высокочастотном диапазоне (25–40 Гц) изменения фазовых скоростей минимальны либо отсутствуют, что свидетельствует об устойчивости свойств самого верхнего слоя и локализации моделируемой скоростной неоднородности в пределах зоны аэрации, преимущественно ниже глубины 2–3 м.

5. Наибольшее снижение скоростей отмечено в центральной части профиля, где моделировалась наиболее контрастная низкоскоростная неоднородность. К периферии профиля влияние аномальной зоны постепенно уменьшается.

6. Анализ данных с реального объекта (Самарская область) демонстрирует аналогичные закономерности. Кривые, соответствующие загрязнённым участкам (точки 8_5 и 8_8), располагаются ниже эталонных, причём наиболее выраженные отклонения наблюдаются в точке 8_5. Это подтверждает наличие низкоскоростной неоднородности в пределах загрязнённого участка. Согласованность результатов моделирования и полевых наблюдений свидетельствует о возможности использования анализа дисперсионных кривых для выявления участков изменения упругих свойств грунтов, связанных с нефтепродуктовым загрязнением.

7. Сопоставление всех дисперсионных кривых показывает, что зона нефтепродуктового загрязнения характеризуется неоднородным распределением упругих свойств грунтов. Различия в форме кривых и величинах фазовых скоростей указывают на пространственную изменчивость скоростных характеристик среды в пределах исследуемого участка.

3.7 Мониторинговая интерпретация геофизических и газогеохимических данных

Сравнение результатов электроразведочных исследований показало, что часть низкоомных зон сохраняет устойчивое пространственное положение в течение длительного времени. Такие аномалии соответствуют участкам устойчивого техногенного преобразования среды и зонам долговременного накопления нефтепродуктов.

Вместе с тем на отдельных участках наблюдаются изменения конфигурации и интенсивности геоэлектрических аномалий, проявляющиеся в изменении формы низкоомных зон, в смещении областей минимальных значений УЭС, в изменении размеров аномальных участков, а также в появлении локальных неоднородностей.

Подобные изменения отражают динамический характер нефтепродуктового загрязнения и свидетельствуют о продолжающемся перераспределении загрязняющих веществ в пределах разреза. Пример представлен на рисунке 3.45.

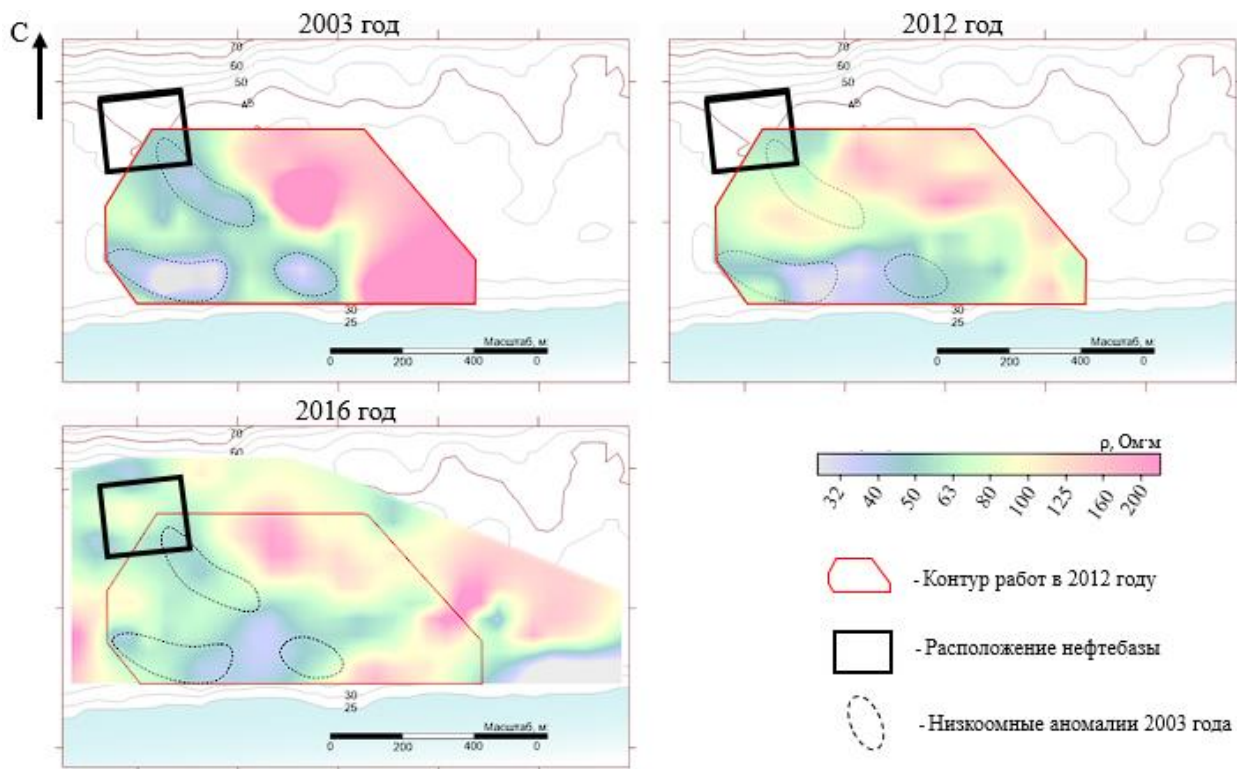


Рисунок 3.45 – Сопоставление карт электрических сопротивлений на разносе $AB/2 = 30$ метров в 2003, 2012 и 2016 годах (составлено автором)

Мониторинговые исследования показали, что наиболее выраженные изменения геоэлектрических параметров наблюдаются в верхней части водонасыщенного разреза и в пределах зон развития верховодки. Данные участки характеризуются наиболее высокой подвижностью загрязнения и активным перераспределением нефтепродуктов.

Дополнительную информативность при мониторинговых исследованиях обеспечивают газогеохимические наблюдения. Сопоставление результатов измерений CO_2 , выполненных летом 2012 года и осенью 2016 года (рисунок 3.46), показало устойчивость основных газогеохимических аномалий и их связь с участками длительного нефтепродуктового загрязнения.

Наиболее интенсивная аномалия CO_2 в оба периода наблюдений фиксируется в прибрежной части территории, где ранее была выделена зона вторичного накопления нефтепродуктов. Дополнительно установлено, что аномалии, интерпретируемые как возможные пути миграции загрязнения, в 2012 году также выделяются, однако характеризуются меньшей интенсивностью по сравнению с результатами 2016 года. При этом пространственная конфигурация аномалий частично сохраняется.

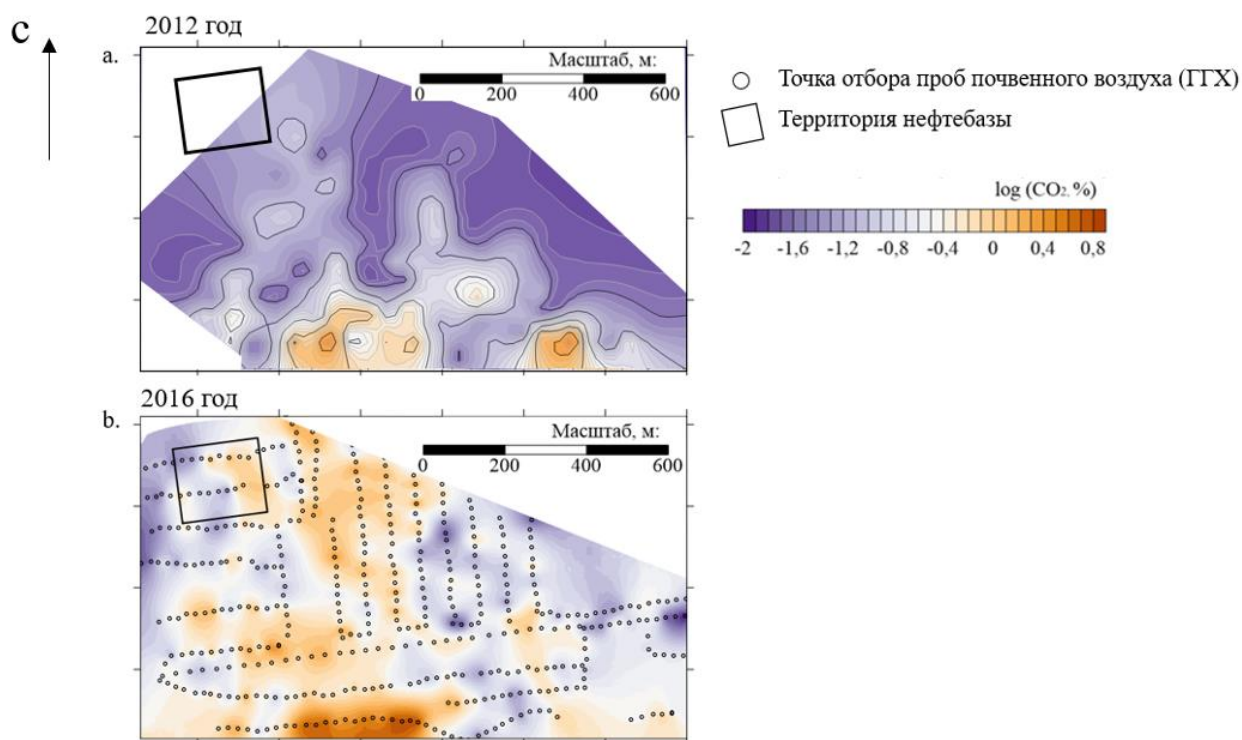


Рисунок 3.46 – Сопоставление карт распределения углекислого газа (CO_2) в 2012 и 2016 годах (р. Волга расположена к югу от площади исследований на юге) (составлено автором)

Полученные результаты свидетельствуют о том, что газогеохимические аномалии отражают устойчивые зоны биохимического преобразования загрязнения и позволяют проследить направления возможной миграции нефтепродуктов в пределах исследуемой территории.

Высокой информативностью при мониторинговых исследованиях обладает метод MASW. Сопоставление скоростных моделей, полученных в разные годы наблюдений (рисунок 3.47), позволяет проследить изменение физико-механического состояния грунтов и выявлять участки динамического техногенного преобразования среды.

По результатам сопоставления карт распределения скоростей поперечных волн в пределах суглинистого горизонта установлено, что наиболее выраженные изменения скоростных характеристик наблюдаются в участках, приуроченных к зонам активного перераспределения загрязнения.

Сопоставление карт V_s показало, что в пределах отдельных участков наблюдается снижение скоростей поперечных волн и изменение пространственной конфигурации низкоскоростных зон. Наиболее существенные изменения фиксируются в южной части исследуемой территории, в направлении разгрузки подземных вод к р. Волге.

Изменение распределения скоростей поперечных волн отражает динамику изменения физико-механического состояния грунтов и свидетельствует о продолжающемся техногенном воздействии на верхнюю часть разреза.

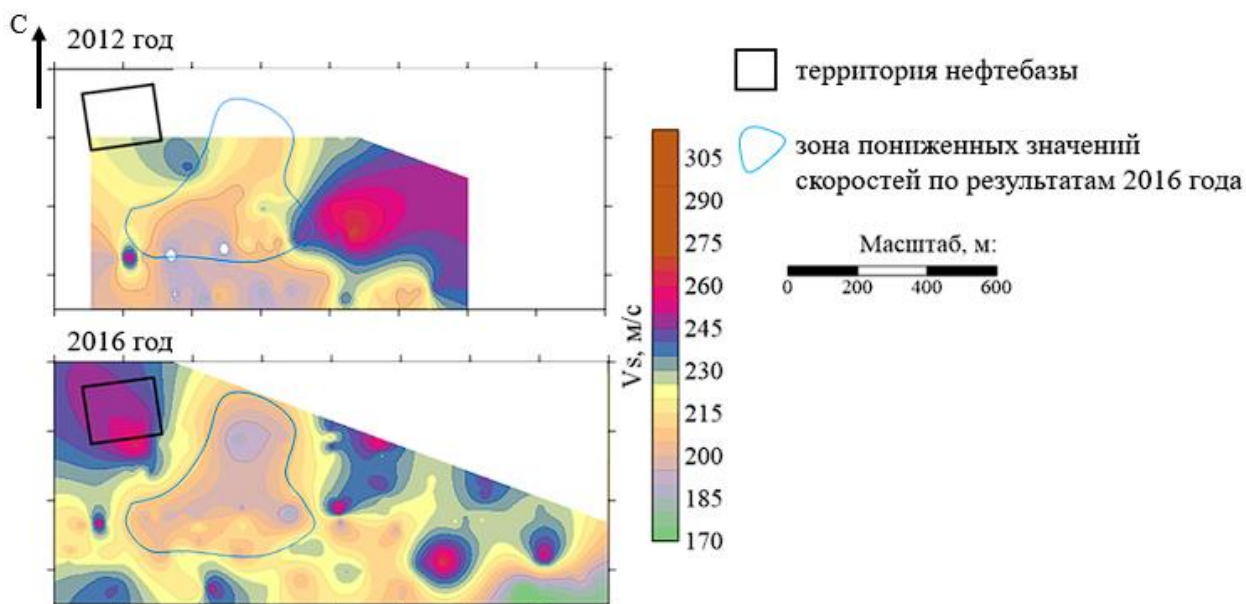


Рисунок 3.47 – Сопоставление карт распределения скоростей поперечных волн (V_s) слоя суглинков в 2012 и 2016 годах (р. Волга расположена на юге) (составлено автором)

3.8 Выводы по Главе 3

1. Разработана технологическая схема обработки, интерпретации и моделирования результатов комплексных геофизических и газогеохимических исследований нефтезагрязнённых территорий, включающая последовательные этапы получения полевых данных, их обработки, количественной интерпретации, комплексирования результатов и моделирования процессов миграции нефтепродуктов.

2. Установлено, что совместное использование методов ВЭЗ, электротомографии, естественного электрического поля, МПВ, MASW и газогеохимических исследований обеспечивает получение взаимодополняющей информации о геоэлектрических, гидрогеологических, геомеханических и геохимических особенностях исследуемой среды.

3. Показано, что разработанная технология обработки электроразведочных данных позволяет выполнять количественную интерпретацию результатов наблюдений, включая оценку пространственного распределения нефтепродуктового загрязнения, построение корреляционных зависимостей и определение параметров линз гравитационно-подвижных нефтепродуктов.

4. Установлено, что комплексная интерпретация данных электроразведки, сейсморазведки, газогеохимии, бурения и лабораторных исследований обеспечивает построение структурно-вещественной модели загрязнённого разреза, выделение зон аккумуляции нефтепродуктов, гидрогеологических окон и основных путей миграции загрязняющих веществ.

5. Показано, что применение методов многопараметрического анализа и RGB-синтеза позволяет интегрировать результаты различных исследований в единую пространственную

модель и повышает достоверность выделения интервалов загрязнения и зон техногенного преобразования геологической среды.

6. Результаты гидрогеологического моделирования подтвердили определяющую роль гидрогеологических условий в формировании путей миграции нефтепродуктов и показали возможность проникновения загрязняющих веществ через локальные участки повышенной проницаемости слабопроницаемых отложений с последующим поступлением в грунтовые воды.

7. Геомиграционное и геоэлектрическое моделирование подтвердили возможность количественной оценки параметров распространения нефтепродуктового загрязнения и показали согласованность расчётных результатов с данными комплексных геофизических и газогеохимических исследований.

8. Установлено, что использование разработанной технологической схемы, в том числе при мониторинговых наблюдениях, позволяет получать сведения о структурно-вещественных характеристиках разреза, положении интервалов, загрязнённых нефтепродуктами, а также о характере и параметрах миграции нефтепродуктов с грунтовыми водами, что полностью подтверждает третье защищаемое положение диссертационной работы.

9. Совместный анализ результатов электроразведки, метода естественного поля, сейсморазведки и газогеохимических исследований показывает, что выявляемые аномалии отражают различные стадии формирования и миграции нефтепродуктового загрязнения. Комплексирование методов позволяет перейти от локализации отдельных аномалий к реконструкции пространственной структуры загрязнённой территории.

ГЛАВА 4 ОБОБЩЕННАЯ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОРЕОЛОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЕБАЗ ВОЛЖСКОГО БАССЕЙНА

В рамках настоящего раздела анализируются результаты геофизических исследований на двух прибрежных участках, загрязнённых нефтепродуктами, расположенных в Ярославской и Самарской областях.

Результаты, полученные на исследуемых нефтебазах, позволили оценить информативность применяемых методов и разработать обобщенную модель пространственной организации нефтепродуктового загрязнения.

4.1 Инженерно-геологическое и гидрогеологическое строение исследуемых участков

4.1.1. Особенности геологического строения участка, расположенного в Ярославской области

Общие геологические и гидрогеологические условия

Изучаемый участок расположен в пределах речной и озерной террасы верхневалдайского времени. Рельеф участка ровный, с уклоном к северу (рисунок 4.1). Нефтебаза была заложена непосредственно на берегу Горьковского водохранилища, уровень которого в районе Ярославля в значительной степени контролируется работой Рыбинской ГЭС и характеризуется четкой суточной и недельной цикличностью.

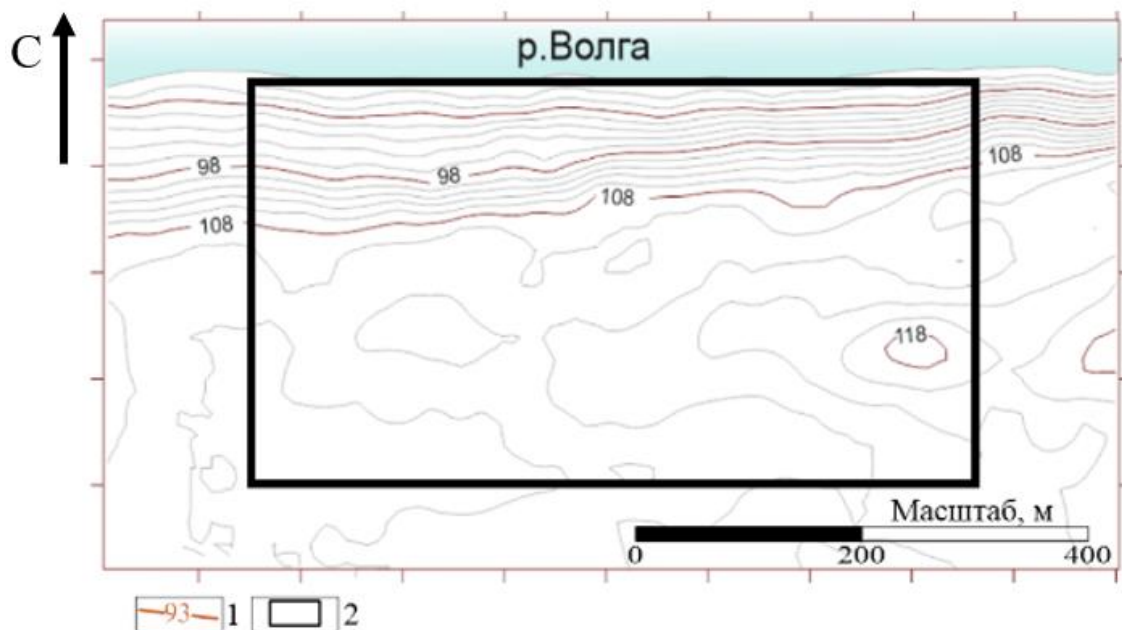


Рисунок 4.1 – Участок нефтебазы в Ярославской области:

1 – изолинии рельефа, 2 – границы изучаемого участка (составлено автором)

Геологическое строение

Разрез участка исследований до глубины 15 метров представлен насыпными грунтами (tIV), озерно-аллювиальными отложениями первой надпойменной террасы (I,a¹III_{mn-os}) и

отложениями московской морены (gIIms). С поверхности развит маломощный почвенно-растительный слой (рисунок 4.2).

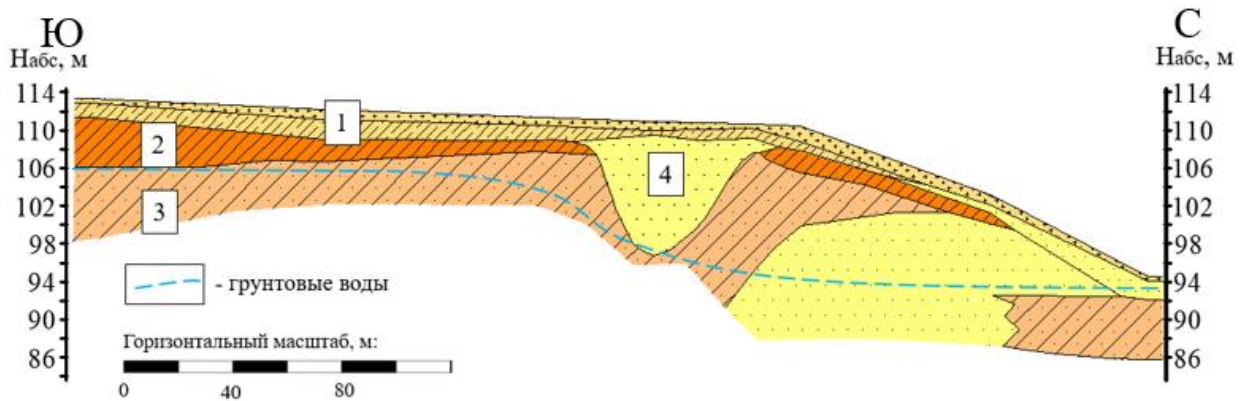


Рисунок 4.2 – Схематический геологический разрез участка в Ярославской области [123]

Условные обозначения: 1 – насыпные грунты: пески и супеси, 2 – суглинки легкие, 3 – суглинки легкие песчанистые с гравием, галькой до 5%, 4 – пески разнотернистые (составлено автором)

Техногенные отложения (t IV) представлены песками серыми влажными, супесями, суглинками с примесью органических веществ. Мощность отложений от 0,2 до 1,3 м.

Озерно-аллювиальные отложения первой надпойменной террасы (1,a¹III^{mn}-os) представлены супесями пылеватыми твердыми коричневыми (1), суглинками легкими пылеватыми мягкопластичными коричневыми (2). Вскрытая мощность отложений от 2,4 до 8,6 м.

Отложения московской морены (gIIms) сложены песками серыми, средней крупности, средней плотности, влажными и насыщенными водой (4), а также серыми суглинками, легкими, песчанистыми, твердыми, с гравием, галькой до 5% (3). Вскрытая мощность отложений от 5,2 до 12,3 м.

Гидрогеологические условия

В изученном интервале разреза вскрыт только первый от поверхности безнапорный водоносный горизонт. Питание грунтовых вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в Волгу.

Грунтовые воды приурочены к песчаным озерно-аллювиальным и ледниковым отложениям, а также к песчаным прослоям в глинистых ледниковых грунтах. Уровень грунтовых вод залегает на глубинах 6,7-11,0 метров от дневной поверхности. В период снеготаяния или обильных осадков на кровле суглинков (2) наблюдается верховодка. Карта гидроизогипс первого от поверхности горизонта, составленная по результатам бурения, показана на рисунке 4.3 [26].

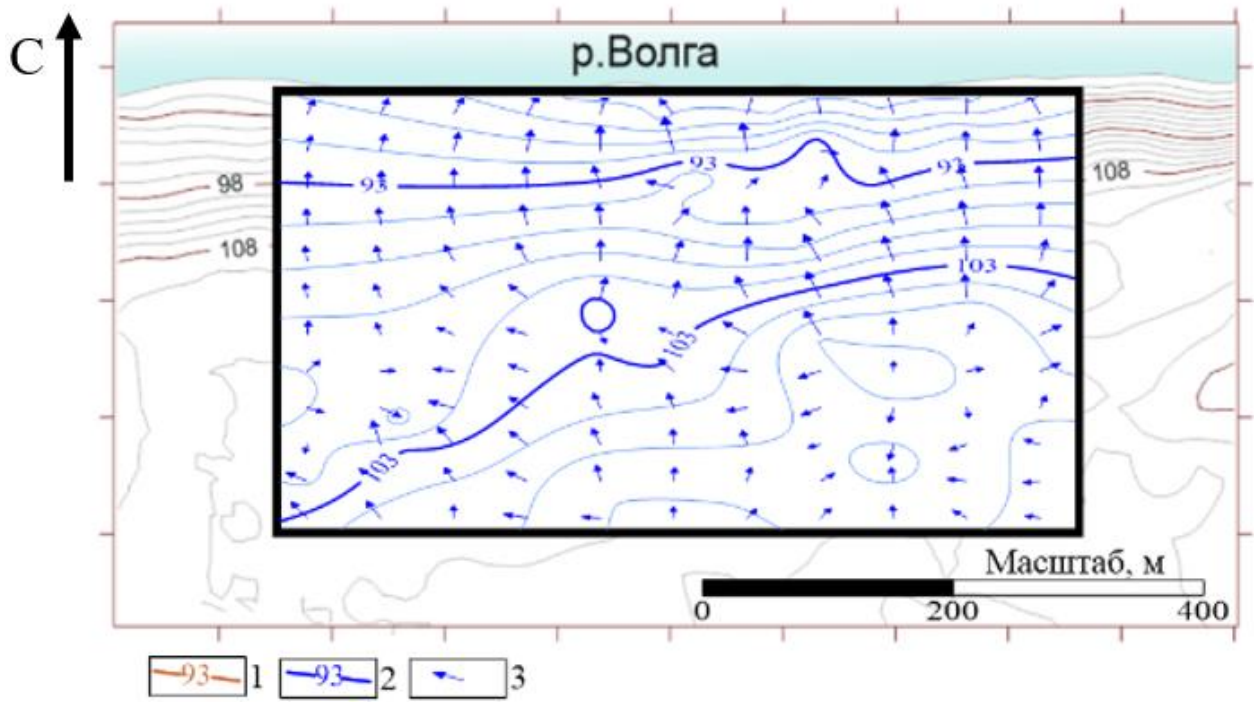


Рисунок 4.3 – Карта гидроизогипс первого от поверхности водоносного горизонта участка нефтебазы в Ярославской области [26]:

1 – изолинии рельефа, 2 – гидроизогипсы, 3 – уклон уровневой поверхности грунтовых вод
(составлено автором)

4.1.2 Особенности геологического строения участка, расположенного в Самарской области

На рисунке 4.4 показана гипсометрическая схема исследуемого участка в Самарской области. Чёрный прямоугольник на схеме – контур нефтебазы.

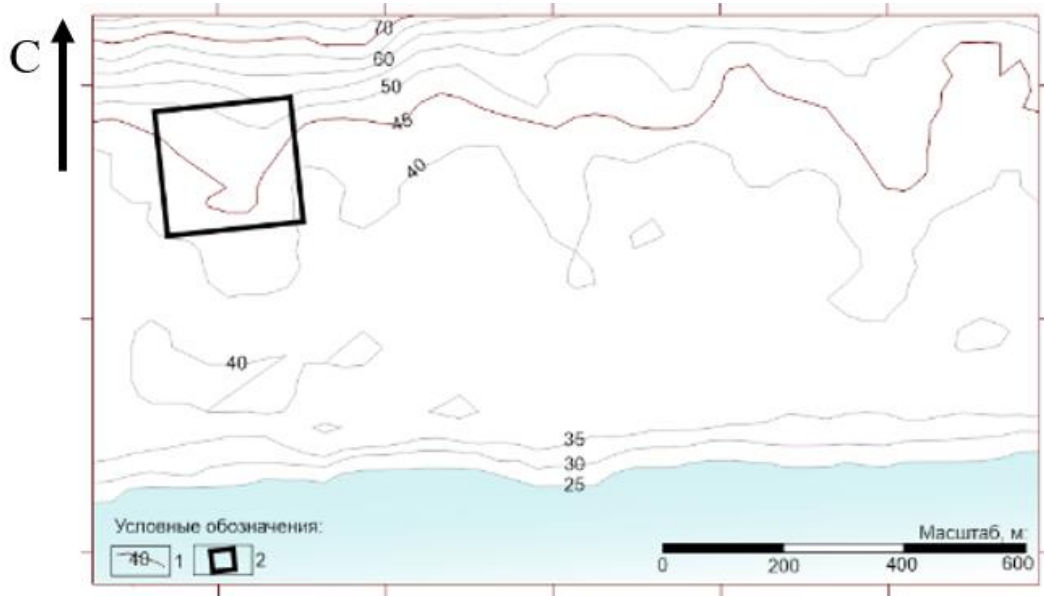


Рисунок 4.4 – Исследуемый участок в Самарской области:

1 – изолинии рельефа, 2 – территория нефтебазы (составлено автором)

Согласно результатам геофизических исследований [27], геологическое строение изучаемой площади в целом простое, выдержанное в плане и в разрезе (рисунок 4.5). Зона аэрации и верхняя часть первого от поверхности водоносного горизонта представлена песками, которые в пределах зоны аэрации, на интервале абсолютных отметок 34 – 39 м, разделены слоем суглинков. Минимальная мощность суглинков наблюдается в районе нефтебазы – 1-1,5 м. В направлении берега их мощность закономерно возрастает до 3-5 м, а на юго-востоке территории – до 8 м.

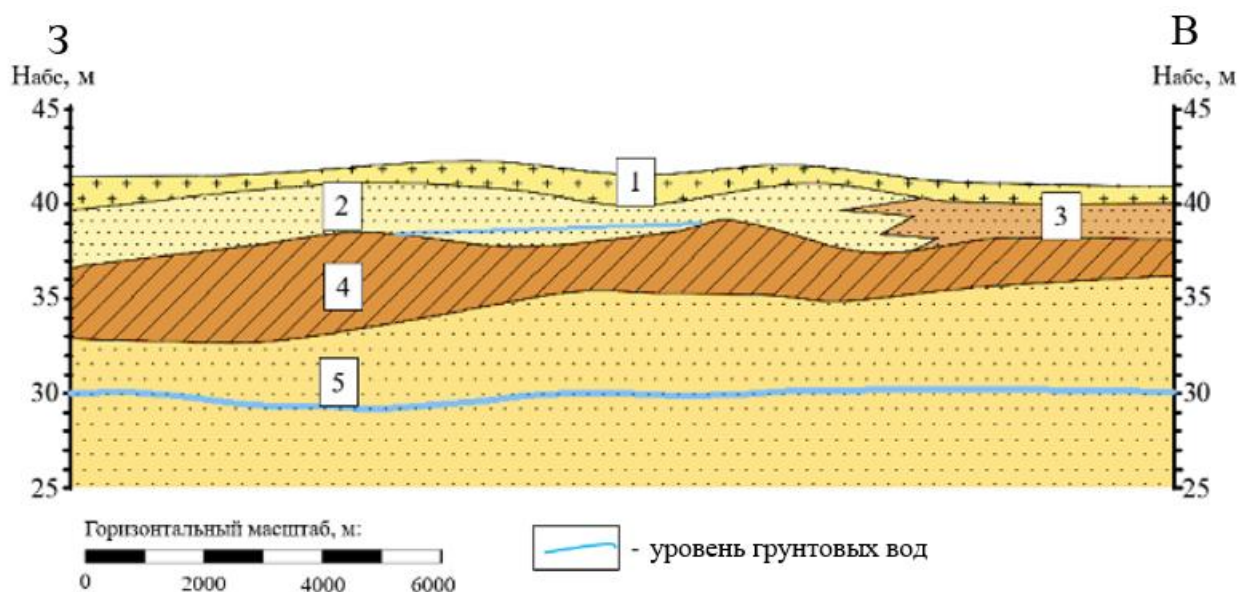


Рисунок 4.5 – Схематический геологический разрез прибрежной зоны участка в Самарской области (вдоль реки, по результатам бурения и геофизических исследований [27]). Условные обозначения: 1 – насыпные грунты, пески, 2 – пески средне- мелкозернистые, 3 – суглинки с прослоями песка, 4 – суглинки, 5 – пески мелкозернистые (составлено автором)

Гидрогеологические условия

Верховодка приурочена к кровле суглинков (4). Она вскрывается режимными скважинами на глубине от 3 до 6 метров в ближайшей окрестности нефтебазы. На расстоянии порядка 200 метров от нефтебазы в направлении берега верховодка выклинивается. Значительные колебания уровня верховодки в наблюдательных скважинах, очевидно, объясняются сильным влиянием местных условий, в частности, водоупорных свойств суглинков. В целом, поверхность верховодки залегает на абсолютных отметках 39–40 м к северо-западу от нефтебазы и 37,5–38 м – к югу и востоку от неё.

Уровень грунтовых вод фиксируется на глубинах от 7 до 14 метров от дневной поверхности. На юге участка первый от поверхности водоносный горизонт разгружается в Волгу. По результатам опытно-фильтрационных работ, водовмещающие пески характеризуются коэффициентом фильтрации от 1,5 до 3 м/сут.

Карта изогипс уровневой поверхности грунтовых вод (УГВ), построенная по результатам сейсморазведки МПВ, показана на рисунке 4.6. Общий уклон уровня – не строго к Волге, а к юго-востоку, в направлении течения реки. Положение наиболее заметного локального понижения в уровневой поверхности полного водонасыщения в прибрежной и центральной части территории в целом соответствует зоне интенсивной разгрузки грунтовых вод в реку, выявленной в прибрежной части по результатам резистивиметрии и термометрии поверхностных вод. Локальный подъём УГВ к востоку от него, вероятно, обусловлен влиянием прибрежной суглинистой слабопроницаемой зоны.

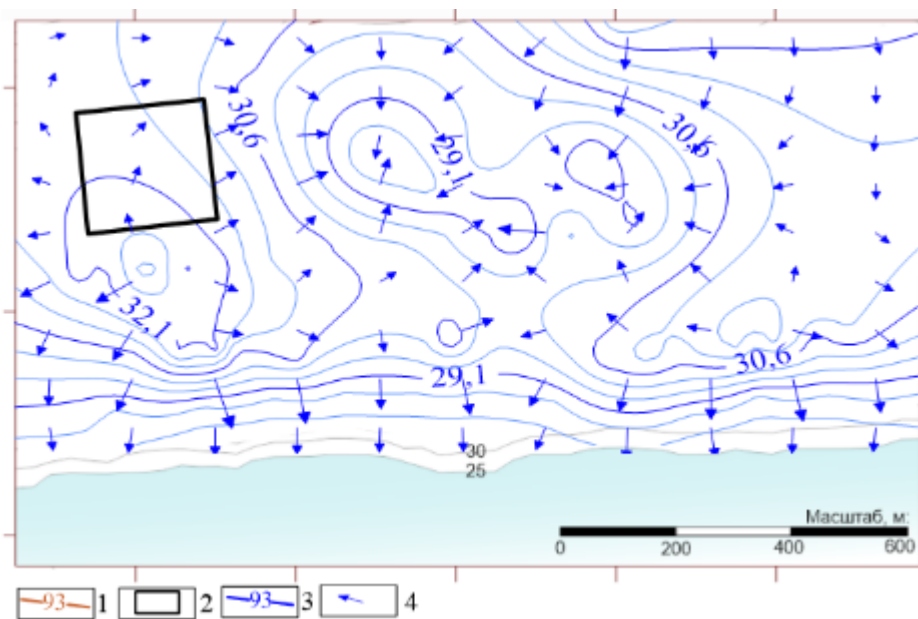


Рисунок 4.6 – Карта гидроизогипс уровня грунтовых вод в меженный период (в метрах) участка в Самарской области:

- 1 – изогипсы рельефа (в метрах); 2 – территория нефтебазы; 3 – гидроизогипсы, 4 – направление уклона УГВ (составлено автором)

Сложный характер углеводородного загрязнения рассматриваемой площади обусловлен множеством факторов:

- наличием верховодки на слое суглинков,
- значительными сезонными колебаниями уровня грунтовых вод,
- вариациями фильтрационных характеристик водовмещающих и водоупорных пород.

Объекты исследований расположены в пределах Верхне- и Средневолжского бассейнов и характеризуются сочетанием общих и регионально-специфических природных условий, определяющих особенности формирования и миграции углеводородного загрязнения. Прибрежное положение нефтебаз обуславливает сходство ключевых геоморфологических и гидрогеологических факторов, при наличии различий в строении верхней части разреза:

1. Исследуемые участки приурочены к поймам и надпойменным террасам р. Волги и её водохранилищ. Для территорий характерен сглаженный равнинный рельеф с террасированными склонами и слабой расчленённостью. В пределах Верхней Волги ведущую роль в формировании рельефа играют ледниковые и водно-ледниковые процессы, тогда как для Средней Волги более выражена асимметрия долины и высокая степень морфологической разработанности.

2. Верхняя часть геологического разреза сложена четвертичными отложениями, представленными песками, супесями и суглинками различного генезиса и мощности. В разрезе широко распространены линзы и прослои суглинков, обладающие локально-водоупорными свойствами. Неоднородность литологического строения обуславливает сложную фильтрационную структуру и оказывает существенное влияние на пути миграции нефтепродуктов.

3. На всех участках развит первый от поверхности безнапорный водоносный горизонт, залегающий на глубинах порядка 5–10 м и характеризующийся уклоном уровневой поверхности в сторону водотока. Для него типичны сезонные колебания уровня амплитудой до 1–3 м. Наличие верховодки на кровле суглинистых прослоев и пространственная изменчивость фильтрационных характеристик песчаных коллекторов способствуют как горизонтальному переносу углеводородов, так и их аккумуляции в зоне аэрации, формируя сложную пространственную структуру загрязнения.

4.2 Геофизические особенности нефтезагрязненных разрезов

4.2.1 Схема и методика электроразведочных работ методом сопротивлений

На территории нефтебаз Самарской и Ярославской областей выполнен комплекс геоэлектрических исследований, включавший вертикальное электрическое зондирование и электротомографию. Исследования проводились в разные годы и были направлены на изучение строения загрязнённого разреза, выявление интервалов миграции нефтепродуктов и уточнение положения зон техногенного воздействия.

На территории Самарской области электроразведочные исследования выполнялись в 2016 и 2022 годах (рисунок 4.7). Метод ВЭЗ применялся для изучения вертикальной неоднородности разреза и выделения основных геоэлектрических горизонтов. Электротомография использовалась для детального картирования распределения удельного электрического сопротивления в пределах зоны аэрации и верхней части зоны полного водонасыщения.

На территории нефтебазы в Ярославской области электротомографические исследования выполнены в 2021 году (рисунок 4.8). Профили располагались в пределах предполагаемой зоны миграции нефтепродуктов и ориентировались с учётом гидрогеологических условий участка.

Глубина исследований составляла 15–20 м и охватывала основные интервалы развития нефтяного загрязнения.

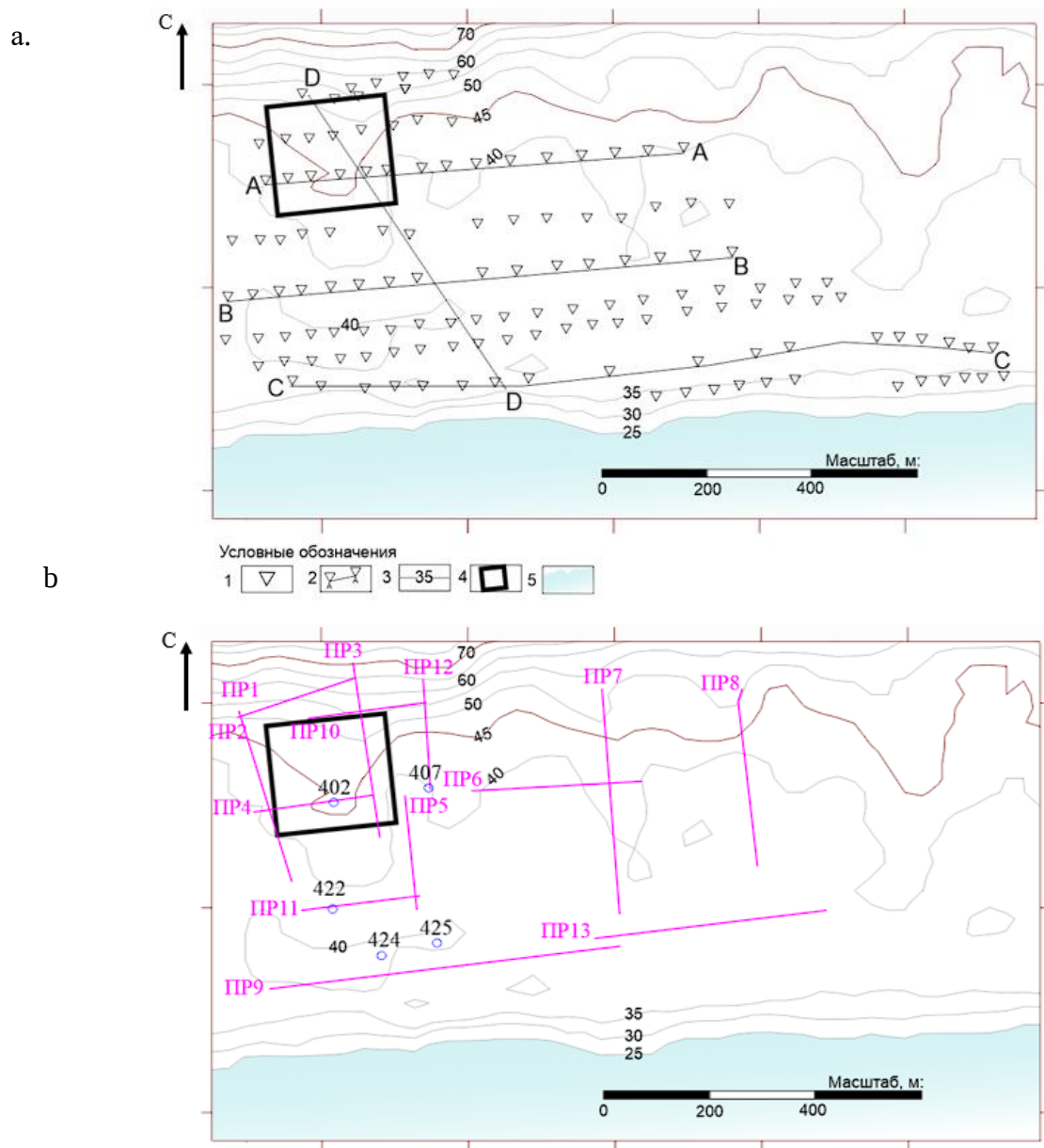


Рисунок 4.7 – Положение точек вертикального электрического зондирования (а) и линии разрезов (б) на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: 1 – точки проведения работ методом ВЭЗ; 2 – линии разрезов; 3 – изолинии рельефа (в метрах), 4 – контур нефтебазы; 5 – акватория Волги (составлено автором)

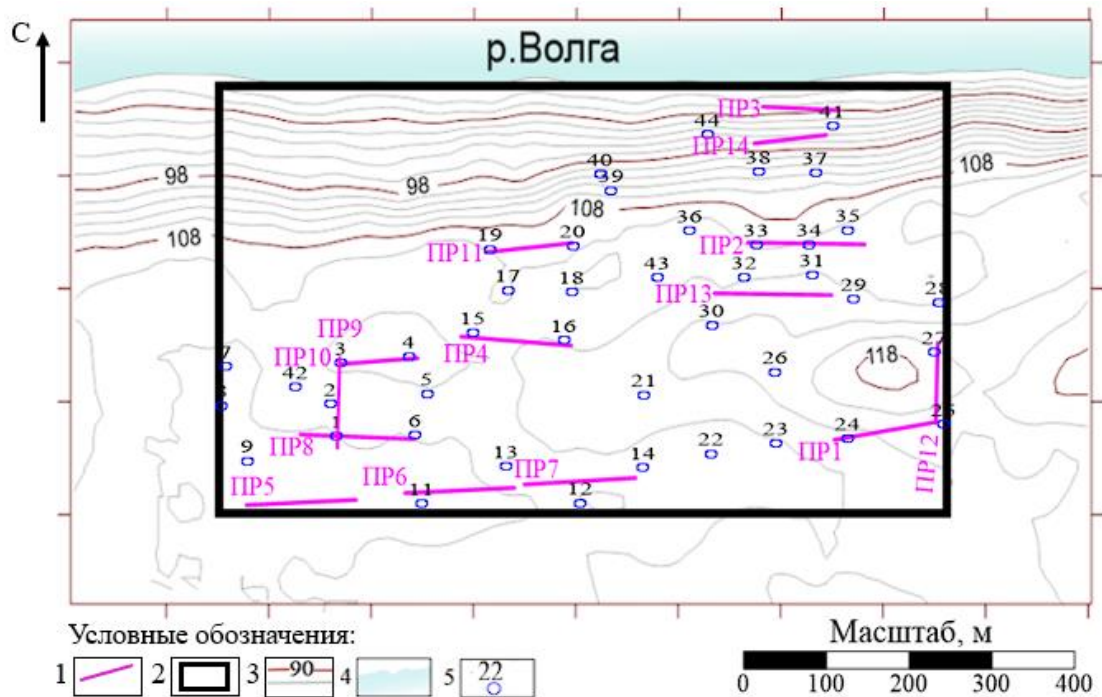


Рисунок 4.8 – Схема расположения геофизических профилей и инженерно-геологических скважин на территории нефтебазы в Ярославской области: 1 – линии электроразведочных разрезов/профилей, выполненных методом естественного поля (ЕП); 2 – контур нефтебазы, 3 – изолинии рельефа дневной поверхности (метры); 4 – акватория Волги; 5 – инженерно-геологические скважины (составлено автором)

4.2.2 Геоэлектрическое строение нефтезагрязнённых разрезов

Комплекс электроразведочных исследований, выполненный на территориях нефтебаз Самарской и Ярославской областей, позволил установить особенности геоэлектрического строения песчано-глинистых разрезов речных террас, а также выявить закономерности пространственного распределения нефтепродуктового загрязнения. Использование методов ВЭЗ и электротомографии обеспечило возможность изучения как вертикальной неоднородности разреза, так и латеральной изменчивости удельного электрического сопротивления (УЭС), обусловленной литологическим строением и техногенным воздействием.

Удельное электрическое сопротивление является одним из наиболее чувствительных параметров при изучении нефтезагрязнённых грунтов. Значения УЭС определяются литологическим составом пород, степенью водонасыщения, минерализацией поровых растворов, содержанием глинистой фракции и интенсивностью протекающих биогеохимических процессов. В естественных условиях песчаные отложения характеризуются относительно высокими значениями сопротивления, тогда как суглинистые и супесчаные грунты обладают пониженным УЭС вследствие высокой влагеёмкости и развитой поверхностной проводимости.

По данным интерпретации ВЭЗ и электротомографии в пределах исследуемых участков выделяется многослойный геоэлектрический разрез, представленный несколькими

петрофизически контрастными горизонтами. В верхней части разреза распространены насыпные грунты и сухие пески, характеризующиеся повышенными значениями УЭС. Ниже залегают суглинистые отложения, обладающие минимальными сопротивлениями вследствие повышенной влажности и содержания глинистого материала. Под суглинками располагаются песчаные горизонты зоны аэрации и зоны полного водонасыщения, характеризующиеся промежуточными значениями сопротивлений.

Изменение УЭС в условиях нефтепродуктового загрязнения определяется не столько присутствием самих углеводородов, сколько изменением состава и свойств поровой жидкости в процессе их миграции и трансформации. На ранних стадиях загрязнения возможно локальное увеличение сопротивления вследствие вытеснения воды нефтепродуктами из порового пространства. Однако для участков длительного загрязнения более характерно снижение УЭС, связанное с накоплением растворённых продуктов биodeградации, увеличением минерализации поровых растворов, развитием восстановительных процессов и ростом концентрации ионов в поровой жидкости.

На схематических геологических и геоэлектрических разрезах для незагрязнённого и загрязнённого участков (рисунок 4.9) показано, что присутствие нефтепродуктового загрязнения сопровождается существенным изменением распределения УЭС в пределах разреза. В правой части схем приведены характерные кривые ВЭЗ, отражающие влияние выделяемых литологических горизонтов на форму полевых зависимостей кажущегося сопротивления.

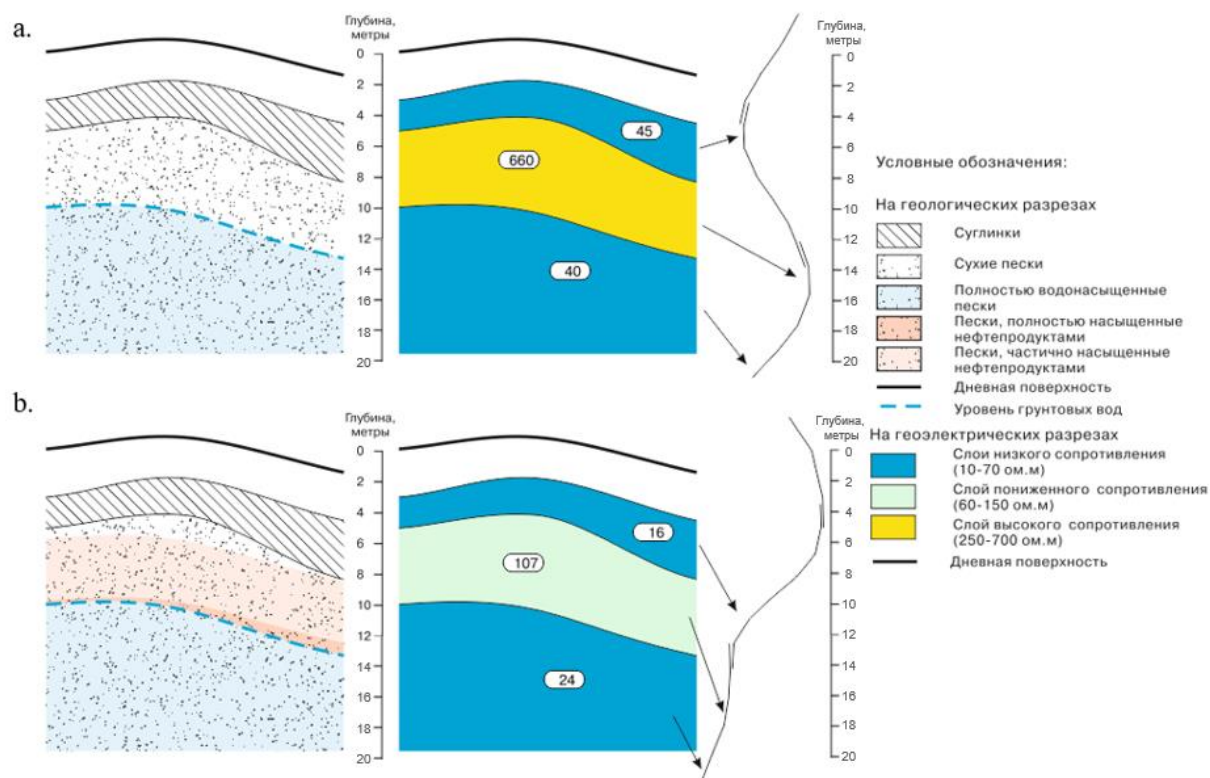


Рисунок 4.9 – Схематические геологические, геоэлектрические разрезы и кривые ВЭЗ незагрязненного нефтепродуктами (а) и загрязненного (б) участков (составлено автором)

По данным ВЭЗ, выполненных в 2016 году на территории нефтебазы Самарской области (рисунок 4.10), установлено, что максимальные значения УЭС (до 1000 Ом·м) характерны для сухих песков верхней части разреза, тогда как минимальные значения (5–15 Ом·м) приурочены к суглинистым горизонтам. Водонасыщенные и глинистые пески характеризуются промежуточными сопротивлениями.

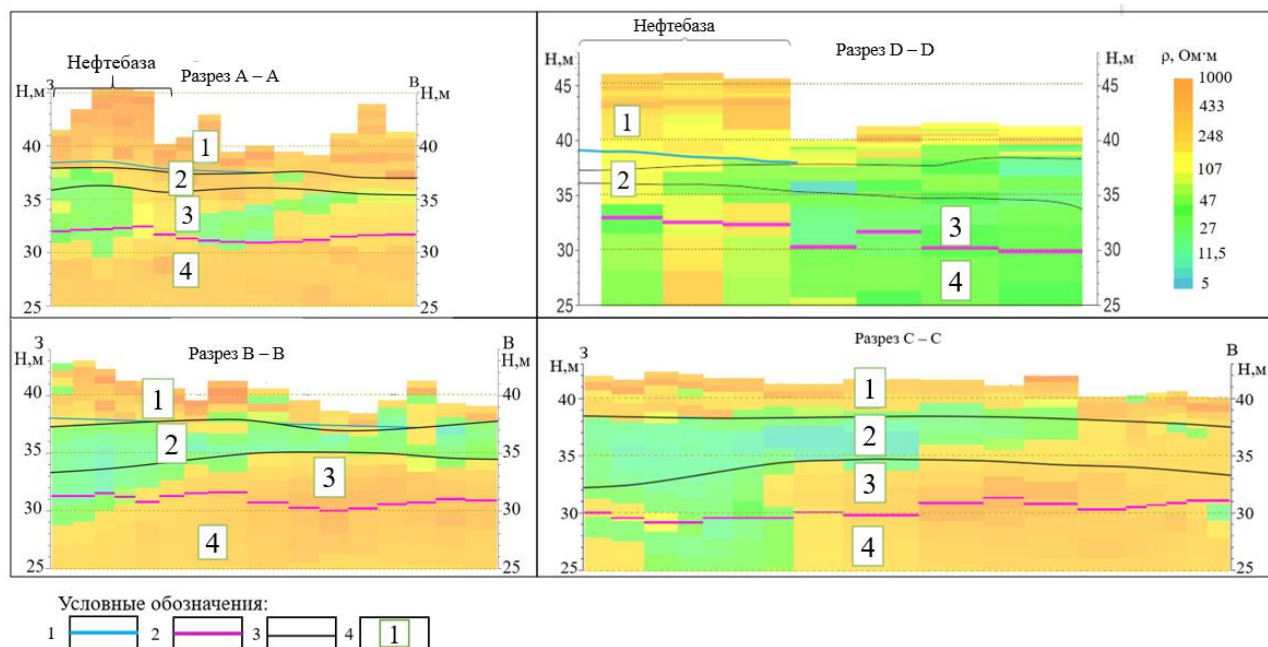


Рисунок 4.10 – Геоэлектрические разрезы по результатам автоматической 1D инверсии данных ВЭЗ: 1 – уровень верховодки (по данным бурения), 2 – уровень грунтовых вод (по данным МПВ), 3 – границы литологических комплексов, 4 – индексы литологических комплексов (1 – насыпные грунты и сухие пески в приповерхностной части разреза, 2 – суглинки, 3 – пески в зоне аэрации, 4 – пески в зоне полного водонасыщения) (составлено автором)

На основании результатов ВЭЗ были построены погоризонтные карты распределения УЭС для различных интервалов разреза: выше кровли суглинков в зоне развития верховодки, в пределах суглинистого горизонта и вдоль уровневой поверхности грунтовых вод (рисунок 4.11). Анализ полученных распределений показал, что в пределах загрязнённых участков фиксируются устойчивые низкоомные аномалии, пространственно приуроченные к зонам миграции нефтепродуктов.

В верхней части разреза низкоомные аномалии с сопротивлениями порядка 10–30 Ом·м выделяются преимущественно южнее и восточнее нефтебазы. Аномалии характеризуются локальным распространением и повышенной контрастностью относительно вмещающего разреза.

В пределах суглинистого горизонта наблюдается тенденция к снижению УЭС в южном направлении, что связано с увеличением мощности суглинков. В пределах суглинистого

горизонта фиксируются локальные области повышенных и пониженных сопротивлений, характеризующиеся сложной пространственной конфигурацией.

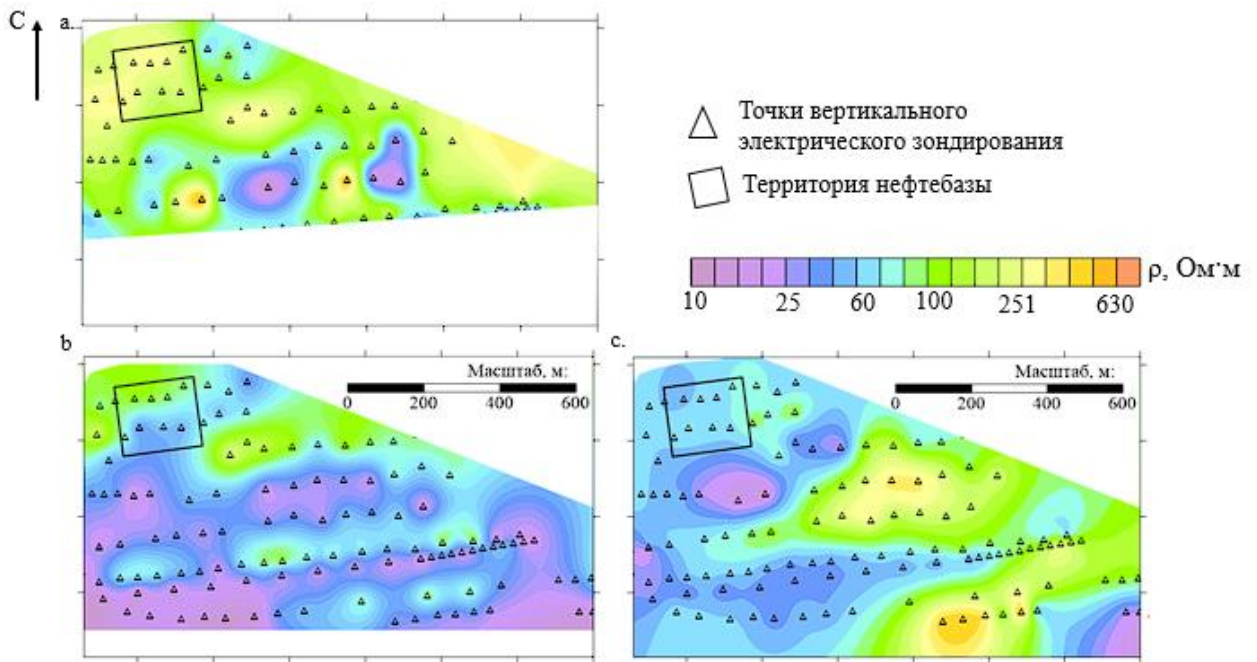


Рисунок 4.11 – Погоризонтные срезы УЭС на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: а – выше кровли суглинков в зоне развития верховодки; б – среднее УЭС слоя суглинков; с – вдоль уровня грунтовых вод (составлено автором)

На глубинных срезах фиксируются протяжённые низкоомные зоны субгоризонтального простирания. Южнее нефтебазы выделяется ряд широких аномалий пониженного сопротивления, ассоциируемых с линзами гравитационно-подвижных нефтепродуктов.

Результаты электротомографии 2022 г. позволили существенно детализировать геоэлектрическое строение загрязнённых участков на момент проведения работ (рисунок 4.12 – 4.13). На геоэлектрических разрезах, рассчитанных с использованием алгоритмов 2.5D инверсии, выделяются локальные низкоомные аномалии, связанные с техногенно изменёнными зонами, а также вертикально ориентированные участки пониженного сопротивления, интерпретируемые как каналы фильтрации и участки развития гидрогеологических окон.

Сопоставление результатов ВЭЗ 2016 года и электротомографии 2022 года показало общую устойчивость основных геоэлектрических аномалий (рисунок 4.14). Низкоомные зоны вблизи уровневой поверхности грунтовых вод сохраняют пространственное положение в разные периоды наблюдений, что свидетельствует о стабильности основных направлений миграции загрязнения. В то же время локальные изменения распределения УЭС, особенно северо-западнее нефтебазы, могут быть связаны как с динамикой загрязнения, так и с более высокой разрешающей способностью электротомографии.

Аналогичные исследования были выполнены на территории нефтебазы в Ярославской области методом электротомографии. На геоэлектрических разрезах профилей, расположенных

вне зон интенсивного загрязнения (рисунок 4.15), разрез характеризуется спокойными вариациями удельного электрического сопротивления, обусловленными преимущественно литологическим строением и степенью водонасыщенности пород. Повышенные значения УЭС ($>100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) приурочены к песчаным отложениям, тогда как суглинки и супеси характеризуются сопротивлениями порядка $10\text{--}100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Химический анализ грунтов показал низкие концентрации нефтепродуктов (до $135,5 \text{ мг/кг}$), существенно ниже допустимого уровня, вследствие чего влияние загрязнения на геоэлектрические свойства разреза практически не проявляется. В данных условиях вариации УЭС определяются главным образом литологическими факторами.

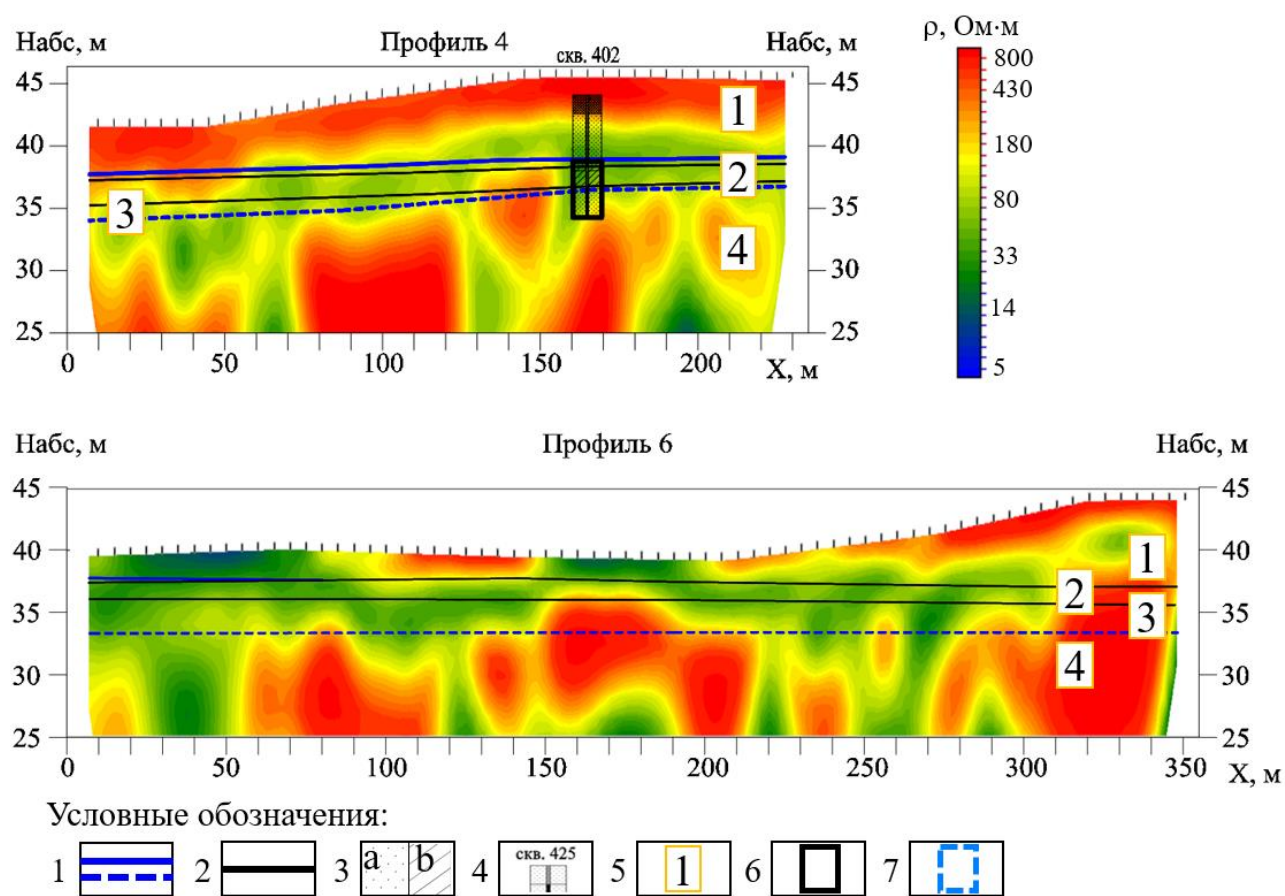


Рисунок 4.12 – Геоэлектрические разрезы по данным автоматической 2.5D-инверсии электротомографии по профилям 4 и 6, выполненных в Самарской области: 1 – уровень верховодки и грунтовых вод; 2 – границы литологических комплексов; 3 – литология по данным скважин (а – пески, b – суглинки/супеси); 4 – инженерно-геологические скважины (выставлены согласно абсолютным отметкам); 5 – индексы литологических комплексов; 6 – области загрязнения по данным лабораторного анализа; 7 – области загрязнения по данным органолептического описания керна (составлено автором)

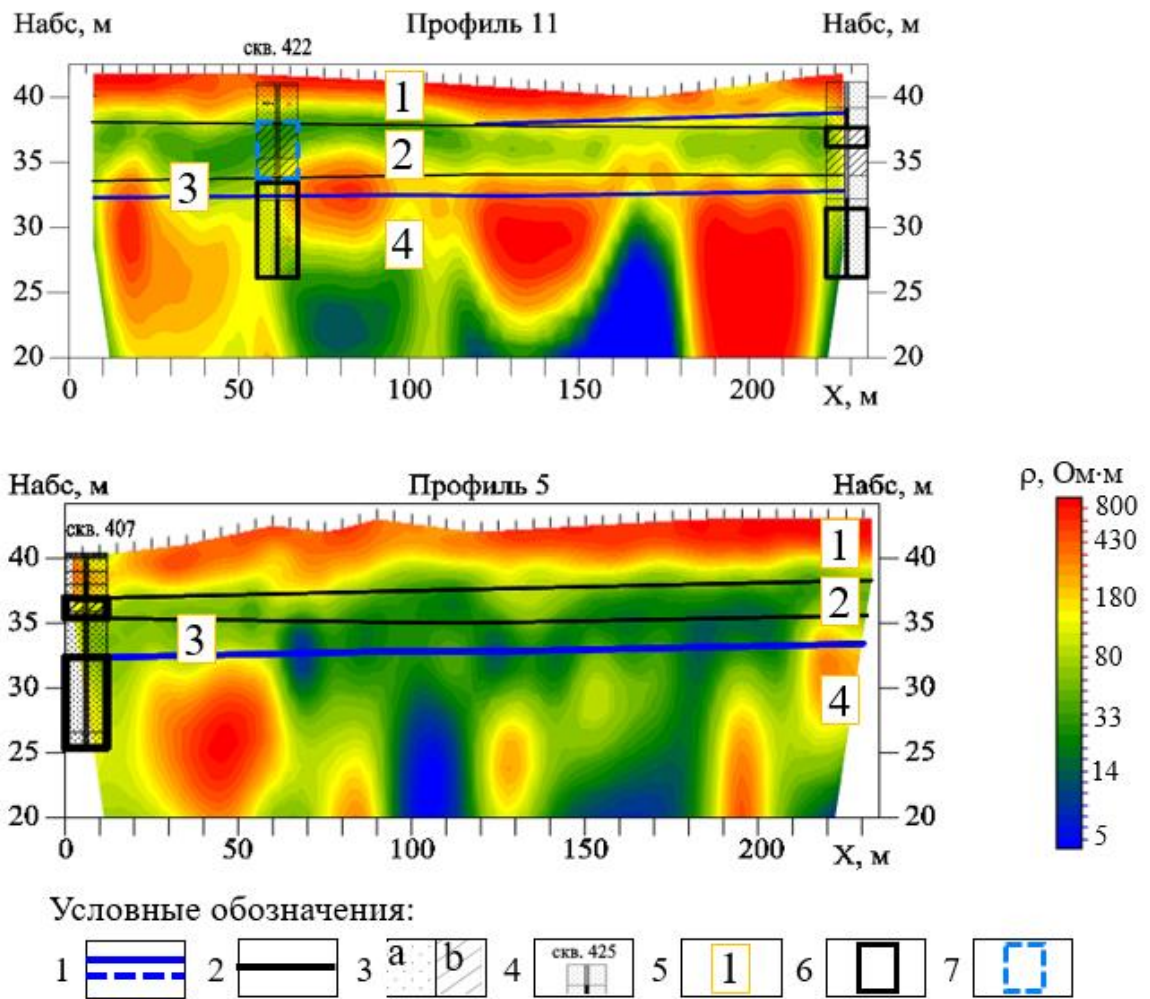


Рисунок 4.13 – Геоэлектрические разрезы, рассчитанные с использованием алгоритма автоматической 2.5D инверсии данных электротомографии (Каминский А.Е., «Zond Software Ltd») по профилям 11 и 5, выполненным в Самарской области: (условные обозначения см. рисунок 4.12) (составлено автором)

(составлено автором)

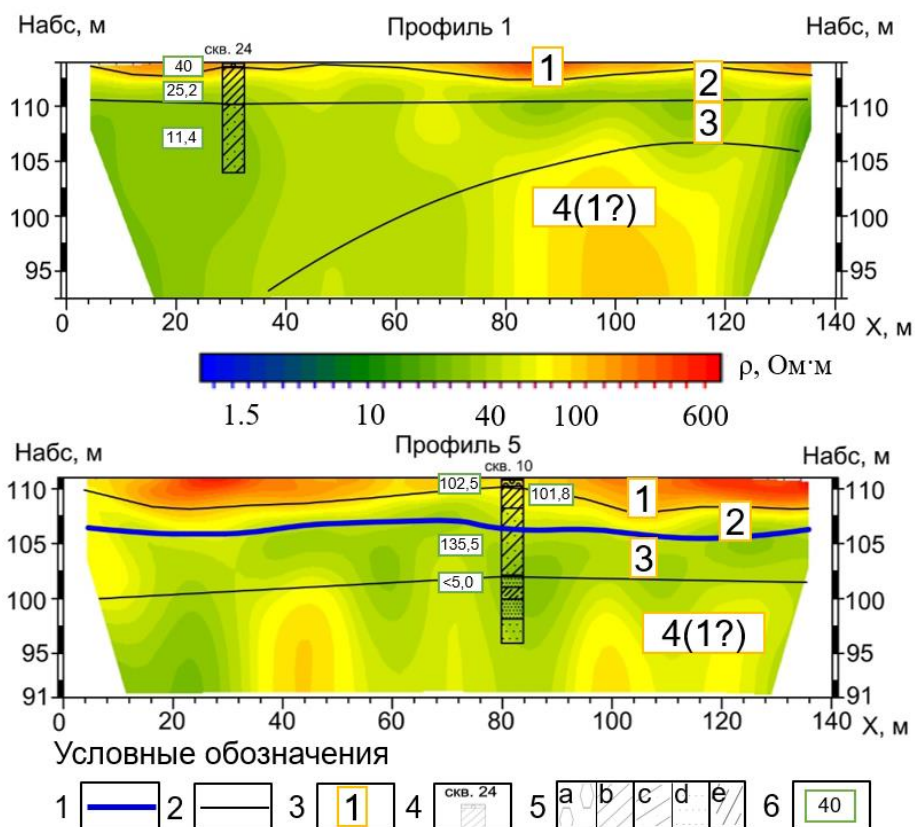


Рисунок 4.15 – Геоэлектрические разрезы по данным электротомографии для условно «чистых» грунтов нефтебазы в Ярославской области. Условные обозначения: 1 – уровень грунтовых вод; 2 – границы литологических комплексов; 3 – индексы литологических комплексов; 4 – инженерно-геологические скважины; 5 – литология по данным скважин; 6 – усреднённое содержание нефтепродуктов, мг/кг (составлено автором)

На участках, загрязнённых нефтепродуктами (рисунок 4.16) установлена устойчивая корреляция между зонами пониженного удельного электрического сопротивления ($\rho \approx 20\text{--}50$ Ом·м) и повышенными концентрациями нефтепродуктов, выявленными по данным бурения. Максимальные содержания загрязняющих веществ фиксируются как в водонасыщенных песках, так и в суглинках и супесях, что свидетельствует о сложном характере распределения загрязнения в пределах многослойного песчано-глинистого разреза. Установлено, что пространственная локализация аномалий пониженного сопротивления определяется не только литологией, но и интенсивностью процессов загрязнения и последующей трансформации нефтепродуктов. При этом глинистые разности играют роль аккумуляторов загрязняющих веществ, тогда как песчаные водонасыщенные горизонты выступают в качестве основных путей миграции загрязнения. Выявленная неоднородность распределения нефтепродуктов и соответствующих геоэлектрических аномалий подтверждает сложный характер миграционных процессов в пределах нефтезагрязнённых речных террас.

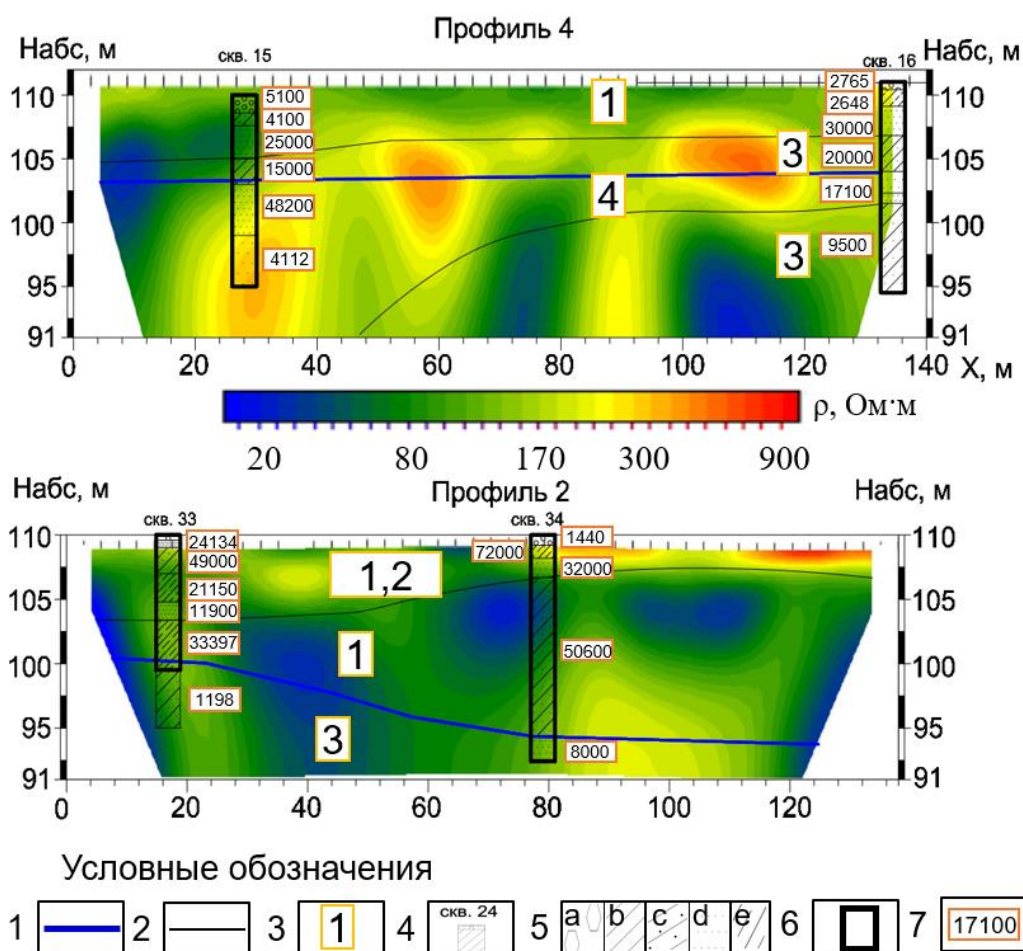


Рисунок 4.16 – Геоэлектрические разрезы загрязнённых нефтепродуктами грунтов по данным электротомографии (Ярославская область). Условные обозначения: 1 – уровень грунтовых вод; 2 – границы литологических комплексов; 3 – индексы литологических комплексов; 4 – инженерно-геологические скважины; 5 – литология по данным скважин; 6 – области нефтепродуктового загрязнения; 7 – усреднённое содержание нефтепродуктов (составлено автором)

4.2.3 Геоэлектрические проявления различных типов загрязнения

Анализ результатов ВЭЗ, электротомографии и погоризонтных карт распределения удельного электрического сопротивления показывает, что нефтепродуктовое загрязнение в пределах исследуемых нефтебаз проявляется в виде системы взаимосвязанных геоэлектрических аномалий, приуроченных к различным уровням разреза.

Наиболее характерными признаками являются:

- локальные и протяжённые низкоомные аномалии;
- вертикально ориентированные зоны пониженного сопротивления;
- участки контрастного изменения УЭС;
- пространственная связь аномалий с уровнями верховодки и грунтовых вод.

Формирование указанных геоэлектрических аномалий связано с длительным техногенным преобразованием поровой среды. Наиболее выраженное снижение УЭС наблюдается в увлажнённых песчаных и песчано-глинистых грунтах, где активно протекают процессы биохимической трансформации нефтепродуктов. В суглинистых горизонтах изменение сопротивления определяется не только степенью загрязнения, но и содержанием глинистой фракции, сорбционной способностью пород и неоднородностью распределения поровой влаги.

В верхней части разреза низкоомные аномалии связаны с зонами развития верховодки и приурочены к участкам поступления нефтепродуктов. Для данных участков характерна повышенная неоднородность распределения УЭС и развитие локальных контрастных аномалий.

Вблизи уровня грунтовых вод формируются более устойчивые и протяжённые низкоомные зоны, ориентированные по направлению подземного стока. Такие аномалии отражают области распространения загрязнения в водонасыщенной части разреза.

На отдельных участках фиксируются вертикально ориентированные зоны пониженного сопротивления, связывающие верхние и нижние части разреза. Подобные аномалии интерпретируются как области локального вертикального перетока загрязнённых вод.

Сопоставление результатов электротомографии с данными бурения и лабораторного анализа показывает, что участки пониженного удельного электрического сопротивления пространственно согласуются с зонами повышенных концентраций нефтепродуктов. При этом на условно фоновых участках распределение УЭС характеризуется более спокойным и выдержанным строением без выраженных контрастных аномалий.

Результаты сопоставления геоэлектрических разрезов, полученных в разные годы наблюдений, показывают, что часть аномалий сохраняет устойчивое пространственное положение, что свидетельствует о длительном существовании зон техногенного преобразования среды. Одновременно на отдельных участках наблюдается изменение конфигурации низкоомных зон, отражающее перераспределение загрязнения в пределах разреза.

Таким образом, электроразведочные данные позволяют выделять:

- участки приповерхностного загрязнения;
- зоны накопления загрязнения в области верховодки;
- ареалы загрязнения у уровня грунтовых вод;
- участки возможного вертикального перетока загрязнённых вод.

Таким образом, электроразведочные данные позволяют выделять не только факт загрязнения, но и его положение в разрезе: верхний ареал, зоны накопления в суглинках, ареалы у уровня грунтовых вод и возможные вертикальные каналы миграции (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Геоэлектрические признаки элементов разреза, загрязненного нефтепродуктами (по данным автора)

Тип загрязнения	Положение в разрезе	Геоэлектрический признак	Интерпретация
Верхний ареал	зона аэрации, верховодка	локальные низкоомные аномалии	накопление загрязнения и минерализованных продуктов трансформации
Ареал в суглинках	слабопроницаемый горизонт	локальные зоны пониженного/контрастного УЭС	аккумуляция загрязнения, возможные гидрогеологические окна
Ареал у УГВ	кровля водонасыщенной зоны	протяжённые низкоомные зоны	миграция свободной и растворённой фаз нефтепродуктов
Вертикальный канал	нарушение водоупора	вертикально ориентированная низкоомная зона	просачивание загрязнения в нижние горизонты
Фоновый участок	вне зоны загрязнения	спокойные вариации УЭС	литологический контроль без существенного влияния нефтепродуктов

Таким образом, геоэлектрические проявления нефтепродуктового загрязнения имеют выраженную многогоризонтную структуру. Верхние низкоомные аномалии отражают загрязнение зоны аэрации и верховодки; субгоризонтальные аномалии вблизи уровня грунтовых вод характеризуют миграцию загрязнения с подземным стоком; локальные аномалии в пределах суглинистого горизонта указывают на возможные зоны просачивания через гидрогеологические окна. Совокупность этих признаков подтверждает, что загрязнение нефтебаз речных террас формирует не единый ареал, а систему взаимосвязанных геоэлектрических аномалий, приуроченных к различным петрофизически контрастным горизонтам. Для старых очагов загрязнения характерно формирование устойчивых низкоомных зон, сохраняющих пространственное положение в течение длительного времени. В подобных условиях геоэлектрические аномалии отражают преимущественно изменение химического состава поровых растворов и развитие вторичных геохимических процессов, а не непосредственное наличие свободной фазы нефтепродуктов. Именно такие аномалии наиболее уверенно выявляются методами ВЭЗ и электротомографии на территориях длительно эксплуатируемых нефтебаз.

4.2.4 Проявление загрязнения в сейсморазведке

Сейсморазведочные методы в составе комплексных исследований использовались для уточнения гидрогеологического строения разреза, картирования уровня грунтовых вод, выделения зон верховодки и оценки изменения физико-механических свойств грунтов в пределах нефтезагрязнённых участков. В отличие от электроразведки, фиксирующей главным образом

изменение электропроводности пород и поровой жидкости, сейсморазведка отражает изменение упругих свойств грунтов, их влажности, плотности, степени разуплотнения и структурной нарушенности. Изменение упругих свойств загрязнённых грунтов связано с нарушением структуры порового пространства, перераспределением влаги и изменением механических характеристик пород. В отличие от геоэлектрических параметров, определяемых главным образом составом поровой жидкости, сейсмические характеристики отражают состояние грунтового скелета и степень сохранности межчастичных связей.

В пределах Самарского участка сейсморазведочные работы были выполнены методами преломлённых волн (МПВ) и многоканального анализа поверхностных волн (MASW). Метод МПВ использовался преимущественно для построения уровневой поверхности первого от поверхности водоносного горизонта и определения направления подземного стока. Метод MASW применялся для восстановления распределения скоростей поперечных волн V_s и оценки состояния грунтов в пределах зоны аэрации, суглинистого горизонта и водонасыщенных песков.

Схема сейсморазведочных исследований

Сейсморазведочные профили были размещены таким образом, чтобы обеспечить площадное покрытие территории, прилегающей к нефтебазе, и пересечь основные участки предполагаемой миграции нефтепродуктов. Схема расположения профилей МПВ приведена на рисунке 4.17.

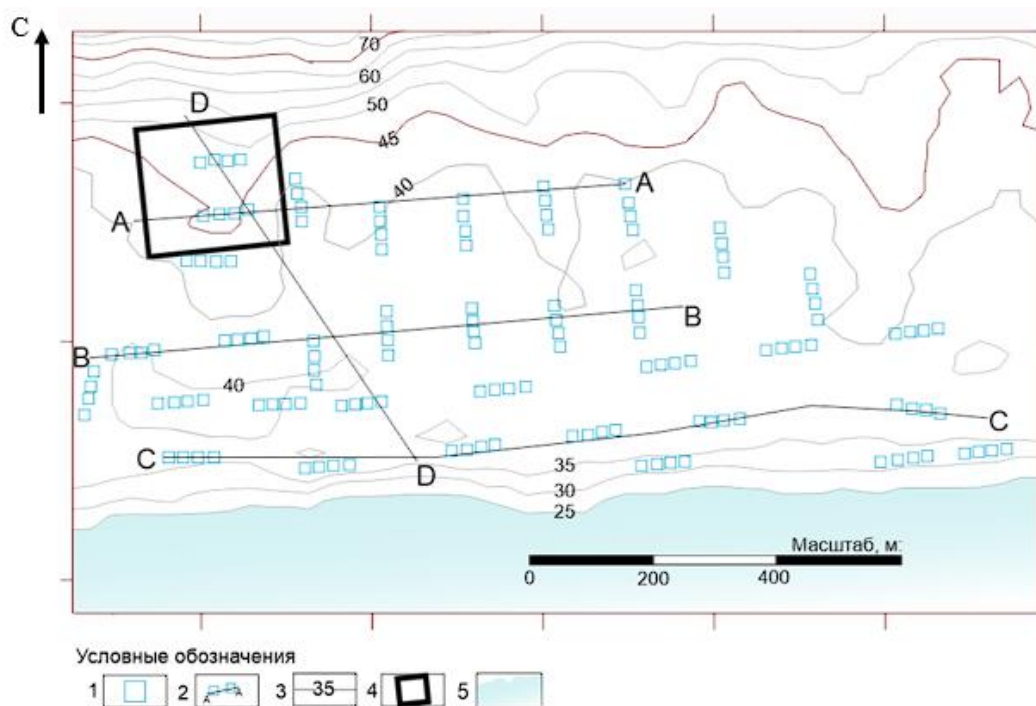


Рисунок 4.17 – Расположение профилей сейсморазведки методом преломленных волн (МПВ) на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: 1 – точки проведения работ методом МПВ (пункт взрыва на 24-канальную расстановку); 2 – линии разрезов; 3 – изолинии рельефа дневной поверхности (м), 4 – контур нефтебазы; 5 – акватория Волги (составлено автором)

Профили МПВ обеспечили возможность проследить изменение положения уровня грунтовых вод по площади и оценить его уклоны. Полученные данные имеют принципиальное значение для физико-геологической модели, поскольку направление подземного стока определяет преимущественные пути переноса как растворённых, так и гравитационно-подвижных нефтепродуктов.

Картирование уровня грунтовых вод по данным МПВ

По результатам сейсморазведки методом преломлённых волн была построена карта гидроизогипс первого от поверхности водоносного горизонта (Глава 3, рисунок 3.5). Она позволила определить общий уклон уровня грунтовых вод и выделить участки локального понижения уровневой поверхности.

Согласно полученной схеме, общий уклон уровня грунтовых вод направлен к югу и юго-востоку, то есть в сторону реки и по направлению её течения. Данная особенность согласуется с гидрогеологическими условиями участка: первый от поверхности водоносный горизонт разгружается в Волгу, а общий уклон уровневой поверхности направлен не строго к реке, а преимущественно к юго-востоку.

Локальные вытянутые депрессии на поверхности уровня грунтовых вод интерпретируются как участки наиболее активной горизонтальной миграции загрязняющих веществ. В пределах таких зон возможно формирование путей переноса растворённых нефтепродуктов, а также перераспределение линз гравитационно-подвижной фазы. Поэтому данные МПВ являются важной основой для интерпретации геоэлектрических аномалий, выявленных по ВЭЗ и электротомографии.

Для обобщённой физико-геологической модели это означает, что сейсморазведка не столько фиксирует само загрязнение, сколько задаёт гидрогеологический каркас его распространения. Положение уровня грунтовых вод, его уклоны и локальные депрессии определяют, где могут формироваться ареалы загрязнения над безнапорным водоносным горизонтом и в пределах водонасыщенных песков.

Выделение зон верховодки

Верховодка является одним из ключевых элементов нефтезагрязнённого разреза. По данным инженерно-геологических наблюдений, она приурочена к кровле суглинистого горизонта и вскрывается на глубинах порядка 3–6 м в ближайшей окрестности нефтебазы. В направлении берега верховодка выклинивается, а её положение существенно зависит от водоупорных свойств суглинков.

Несмотря на то, что кровля верховодки не всегда формирует самостоятельную преломляющую границу, данные МПВ позволяют оконтурить зоны её развития по повышению скоростей продольных волн в пределах зоны аэрации (Глава 3, рисунок 3.6). Это связано с тем,

что увеличение влажности пород оказывает влияние на распространение продольных волн, а значит, может быть использовано как косвенный признак локального водонасыщения. Скорость продольных волн V_p в большей степени определяется степенью водонасыщения и объёмной жёсткостью среды. Поэтому изменения V_p наиболее чувствительны к развитию зон повышенной влажности, локального водонасыщения и формированию верховодки. Вследствие этого данные МПВ используются прежде всего для решения гидрогеологических задач и выделения путей возможной миграции загрязнения.

На схеме скоростей продольных волн в зоне аэрации выделяются участки повышенных значений V_p , которые интерпретируются как зоны повышенной влажности и развития верховодки. Эти участки имеют важное значение для миграции нефтепродуктов, поскольку верховодка может служить промежуточным водоносным уровнем, по которому происходит горизонтальное перемещение загрязнения в верхней части разреза.

По результатам комплексной интерпретации установлено, что вынос нефтепродуктов с территории нефтебазы происходит преимущественно с верховодкой; проникновение загрязнения к уровню грунтовых вод связано с зоной выклинивания верховодки; горизонтальное перемещение нефтепродуктов в зоне аэрации может происходить вдоль зоны выклинивания верховодки и по понижениям кровли суглинков.

Таким образом, МПВ позволяет связать геоэлектрические низкоомные аномалии верхней части разреза с гидрогеологическими условиями их формирования.

Сейсмоскоростные разрезы MASW

Метод MASW был использован для изучения распределения скоростей поперечных волн V_s до глубин порядка 20 м. Наиболее информативным параметром при изучении нефтезагрязнённых грунтов является скорость поперечных волн V_s , чувствительная к жёсткости грунтового скелета и прочности межчастичных связей. Снижение значений V_s обычно связано с разуплотнением грунтов, увеличением влажности, деградацией структурных связей, уменьшением модуля сдвига и общим техногенным ослаблением грунтового массива. В отличие от V_p , скорость поперечных волн в меньшей степени зависит от состава поровой жидкости и в большей степени отражает жёсткость, плотность, степень уплотнения и прочностные свойства грунтов. Поэтому MASW особенно информативен для выявления участков разуплотнения и деградации физико-механических свойств пород. Результаты представлены на рисунке 4.18.

На сейсмоскоростных разрезах MASW выделяются, хотя и не во всех случаях однозначно, основные литологические комплексы, сопоставимые с данными электроразведки и бурения: насыпные грунты и сухие пески верхней части разреза, суглинистые отложения, пески зоны аэрации и водонасыщенные пески. Такое соответствие подтверждает возможность (с опорой на

электроразведочные данные) использования MASW выполнить качественную оценку состояния грунтов и обосновать литологическое расчленение разреза.

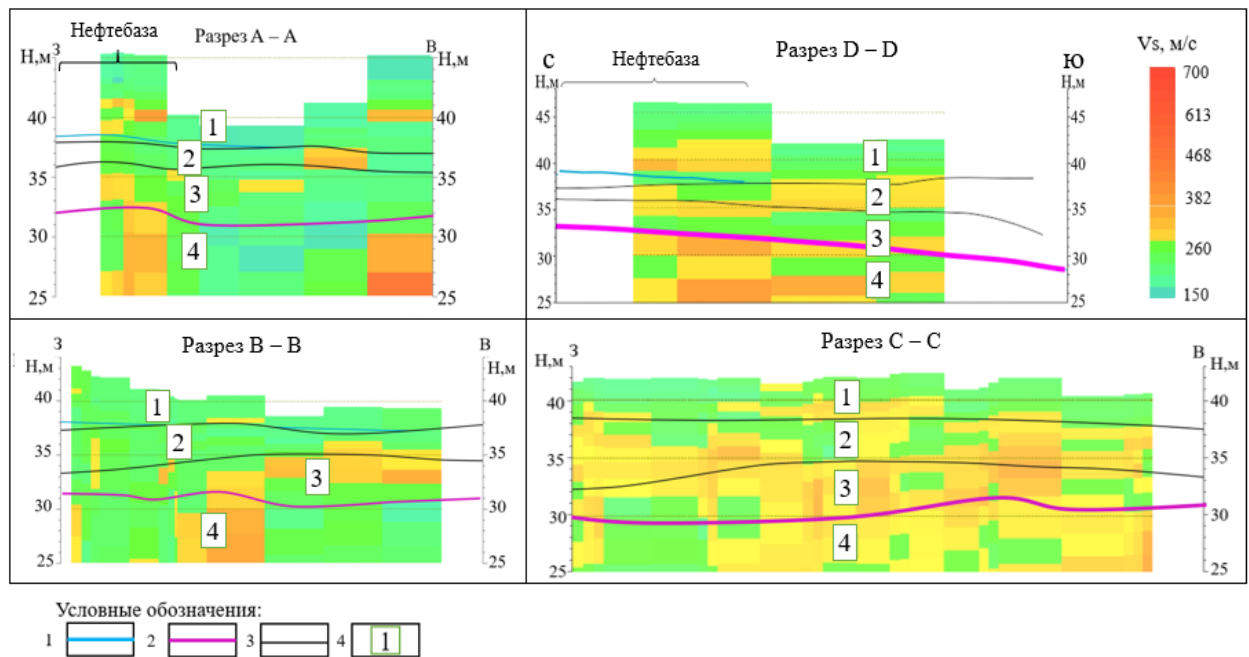


Рисунок 4.18 – Сейсмоскоростные (V_s) разрезы по результатам MASW на участке в Самарской области: 1 – уровень верховодки, 2 – уровень грунтовых вод, 3 – литологическая граница, 4 – индекс литологического комплекса (1 – насыпные грунты и сухие пески в приповерхностной части разреза, 2 – суглинки, 3 – пески в зоне аэрации, 4 – пески в зоне полного водонасыщения) (составлено автором)

Особый интерес представляют зоны пониженных значений V_s в пределах суглинистого горизонта. По результатам MASW оконтуривается область деградации прочностных свойств суглинков, ассоциируемая с углеводородным загрязнением.

Наиболее выраженные изменения скоростей поперечных волн характерны для суглинистых и песчано-глинистых грунтов, где длительное воздействие нефтепродуктов и накопление продуктов их биodeградации приводят к изменению структуры порового пространства и снижению жёсткости грунтового массива. В песчаных отложениях изменения V_s обычно менее контрастны и в большей степени зависят от степени водонасыщения и плотности сложения пород.

Для сопоставления с результатами электроразведки по данным MASW были построены карты-срезы скоростей поперечных волн для трёх ключевых уровней: в зоне верховодки, в пределах суглинистого горизонта и вблизи уровня грунтовых вод (рисунок 4.19).

Наиболее информативной является карта распределения V_s в пределах суглинистого горизонта. Именно в этом интервале проявляются устойчивые низкоскоростные аномалии, пространственно приуроченные к зонам развития верховодки, её выклинивания и участкам предполагаемой миграции загрязнения.

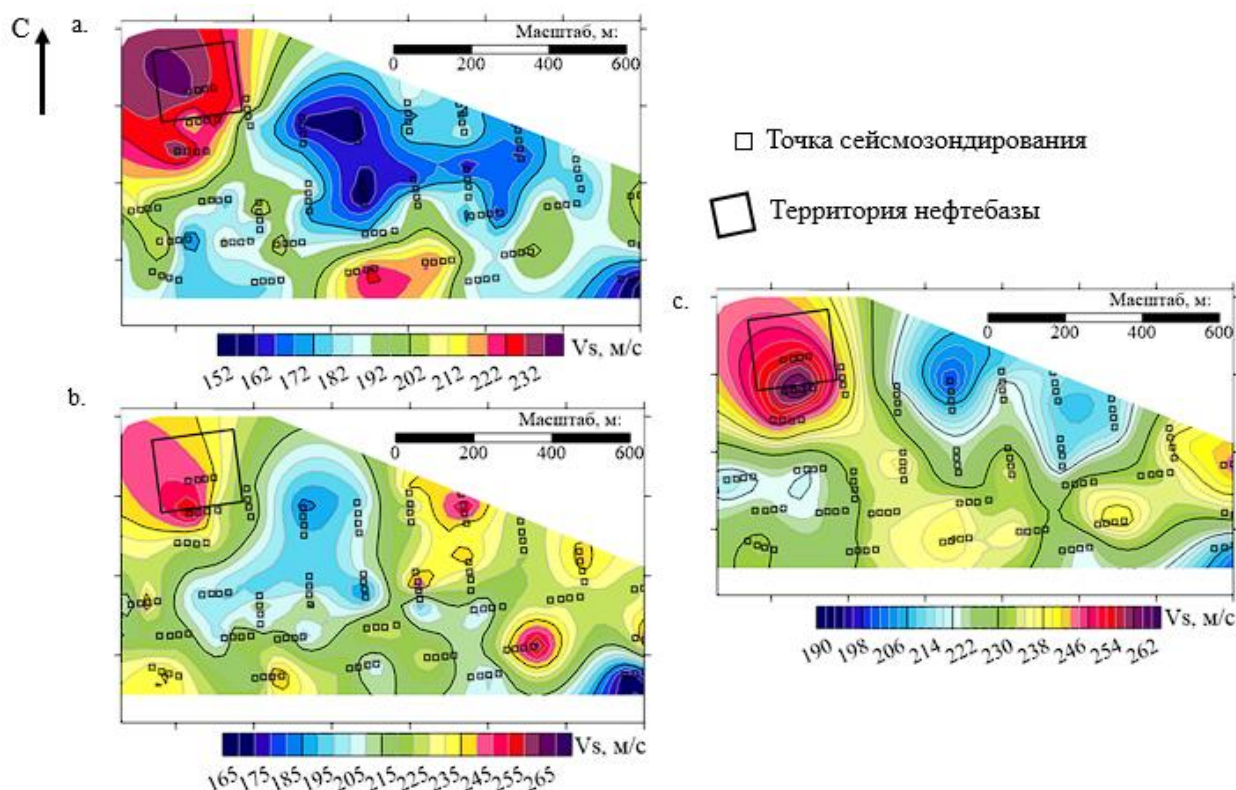


Рисунок 4.19 – Карты-срезы V_s для трех уровней на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: а - уровень верховодки в зоне аэрации; б - слой суглинков; с- уровень грунтовых вод (составлено автором)

Понижение V_s в суглинках может быть связано с деградацией прочностных и деформационных свойств грунтов под воздействием углеводородов и продуктов их биodeградации. В зонах длительного нефтепродуктового воздействия происходят изменения структуры грунта, снижение жёсткости скелета и ослабление межчастичных связей.

В водонасыщенной части разреза связь между значениями V_s и нефтепродуктовым загрязнением менее однозначна. Здесь повышенные значения V_s могут соответствовать более крупнозернистым и проницаемым пескам, которые выступают в качестве каналов горизонтальной миграции нефтепродуктов. Поэтому в водонасыщенных песках сейсмические данные следует интерпретировать не как прямой индикатор загрязнения, а как показатель литологических и фильтрационных условий, контролирующих миграцию.

Сопоставление с электроразведочными данными

Данные MASW приобретают наибольшую информативность в сочетании с данными электроразведки. Электроразведка выделяет участки пониженного УЭС, связанные с загрязнением и минерализацией поровой жидкости, тогда как MASW фиксирует зоны изменения прочностных свойств пород.

В пределах суглинистого горизонта совпадение низкоомных аномалий и зон пониженных V_s может указывать на участки наиболее интенсивного техногенного преобразования грунтов. Такие зоны следует рассматривать как области, где одновременно проявляются:

- повышенная электропроводность, связанная с продуктами трансформации нефтепродуктов;
- снижение прочностных свойств грунтов;
- локальное повышение фильтрационной активности;
- вероятность формирования гидрогеологических окон.

Такое комплексное совпадение особенно важно для выделения ареалов загрязнения, связанных с просачиванием через водоупорный суглинистый слой.

Скоростные характеристики различных типов ареалов

По результатам МПВ и MASW можно выделить несколько признаков, соответствующих разным элементам физико-геологической модели (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Скоростные характеристики элементов разреза, загрязненного нефтепродуктами (по данным автора)

Элемент модели	Сейсмический признак	Интерпретация
Верхний ареал и верховодка	повышенные V_p в зоне аэрации	локальное увеличение влажности, развитие верховодки
Зона выклинивания верховодки	изменение V_p и локальные неоднородности скоростного поля	область горизонтальной миграции загрязнения
Суглинистый горизонт	пониженные V_s	деградация прочностных свойств, техногенное ослабление
Гидрогеологические окна	локальные скоростные неоднородности	возможные зоны перетока через водоупор
Уровень грунтовых вод	гидроизогипсы и уклоны по МПВ	направление миграции растворённых и свободных нефтепродуктов
Водонасыщенные пески	контрастные значения V_s	литологический контроль каналов фильтрации

Таким образом, по результатам сейсморазведочных исследований установлено следующее.

1. Метод МПВ позволил закартировать уровень грунтовых вод и определить его уклоны. Это дало возможность установить преимущественное направление миграции загрязняющих веществ в сторону реки и по направлению её течения.

2. По данным МПВ окартированы зоны развития верховодки, приуроченной к кровле суглинистого горизонта. Эти зоны являются важным элементом миграционной системы, поскольку по ним происходит вынос нефтепродуктов из области нефтебазы.

3. Метод MASW обеспечил литологическое расчленение разреза и позволил выделить интервалы с пониженными скоростями поперечных волн.

4. Наиболее информативными для оценки техногенного воздействия являются низкоскоростные аномалии V_s в суглинистом горизонте. Они интерпретируются как зоны деградации прочностных свойств грунтов, ассоциируемые с углеводородным загрязнением.

5. Водонасыщенные пески по данным MASW характеризуют не столько само загрязнение, сколько литологические и фильтрационные условия его миграции. Повышенные или контрастные значения V_s в этих горизонтах могут указывать на более проницаемые участки, контролирующие горизонтальный перенос нефтепродуктов.

6. Сейсморазведочные данные дополняют электроразведку: МПВ задаёт гидрогеологический каркас миграции, а MASW позволяет выявить зоны механического ослабления грунтов. В совокупности эти методы подтверждают многогоризонтный характер нефтепродуктового загрязнения и уточняют положение ареалов, связанных с верховодкой, суглинистым водоупором и уровнем грунтовых вод.

4.2.5 Геоэлектрoхимические и газогеохимические проявления загрязнения

Геоэлектрoхимические и газогеохимические исследования являются важной частью комплекса методов, используемых при изучении нефтезагрязнённых грунтов. В отличие от электроразведки и сейсморазведки, отражающих главным образом физические свойства среды, данные методы позволяют оценивать процессы фильтрации, биохимической трансформации нефтепродуктов и миграции газообразных продуктов их разложения.

Геохимические параметры загрязнённых грунтов отражают интенсивность процессов биохимической трансформации нефтепродуктов и степень техногенного преобразования среды. В отличие от геофизических методов, фиксирующих изменение физических свойств пород, геохимические показатели позволяют оценить направленность и стадию процессов деградации углеводородов. Наиболее информативными параметрами являются кислотно-щелочные условия среды (рН), содержание железа, минерализация поровых растворов, концентрации углекислого газа и метана, а также содержание нефтепродуктов.

В пределах исследуемых нефтебаз геоэлектрoхимические и газогеохимические аномалии формируются под воздействием совокупности факторов:

- фильтрационного движения загрязнённых подземных вод;
- электрoхимических процессов на границах окислительно-восстановительных зон;
- биodeградации углеводородов;
- накопления газообразных продуктов распада нефтепродуктов;
- локальных изменений рН и минерализации поровых растворов.

Поэтому данные методы являются особенно информативными при изучении активных зон миграции загрязнения и областей интенсивного биогеохимического преобразования среды.

Исследования методом естественного электрического поля (ЕП) выполнялись с целью выявления участков активной фильтрации загрязнённых вод и оценки пространственного распределения электрохимических аномалий в пределах нефтезагрязнённого массива.

Формирование естественного электрического поля в пределах нефтезагрязнённых грунтов обусловлено несколькими механизмами. Наиболее важную роль играют:

- фильтрационные потенциалы, возникающие при движении подземных вод через поровое пространство пород;
- электрохимические потенциалы, связанные с развитием окислительно-восстановительных процессов;
- локальные изменения минерализации и кислотности поровых растворов.

В песчано-глинистых разрезах исследуемых участков движение загрязнённых подземных вод сопровождается переносом растворённых соединений и изменением химического состава поровой жидкости. В результате в пределах зон активной миграции нефтепродуктов формируются аномалии естественного электрического поля, отражающие направление и интенсивность фильтрационных процессов.

Измерения методом естественного электрического поля выполнялись вдоль профилей, ориентированных преимущественно вдоль и поперёк предполагаемого направления миграции загрязнения (см. рисунок 4.8).

Профили ЕП были размещены таким образом, чтобы пересечь области предполагаемого распространения верховодки, зоны развития гидрогеологических окон и участки миграции загрязнения в направлении Волги. Комплексирование данных ЕП с электроразведкой и бурением позволило сопоставить аномалии естественного поля с литологическими границами, уровнями грунтовых вод и геоэлектрическими неоднородностями.

На профилях ЕП фиксируется неоднородное распределение разности потенциалов, обусловленное преимущественно фильтрационными процессами в водонасыщенных грунтах (рисунок 4.20).

Наиболее интенсивные аномалии наблюдаются в пределах зон предполагаемой миграции загрязнённых подземных вод. В ряде случаев положительные аномалии ЕП пространственно совпадают с низкоомными зонами, выделенными по данным электроразведки.

Особенно показательны локальные положительные аномалии, фиксируемые в пределах отдельных интервалов профилей. Они интерпретируются как результат совместного влияния:

- фильтрации загрязнённых подземных вод;
- активных электрохимических процессов;
- развития зон биохимической трансформации нефтепродуктов.

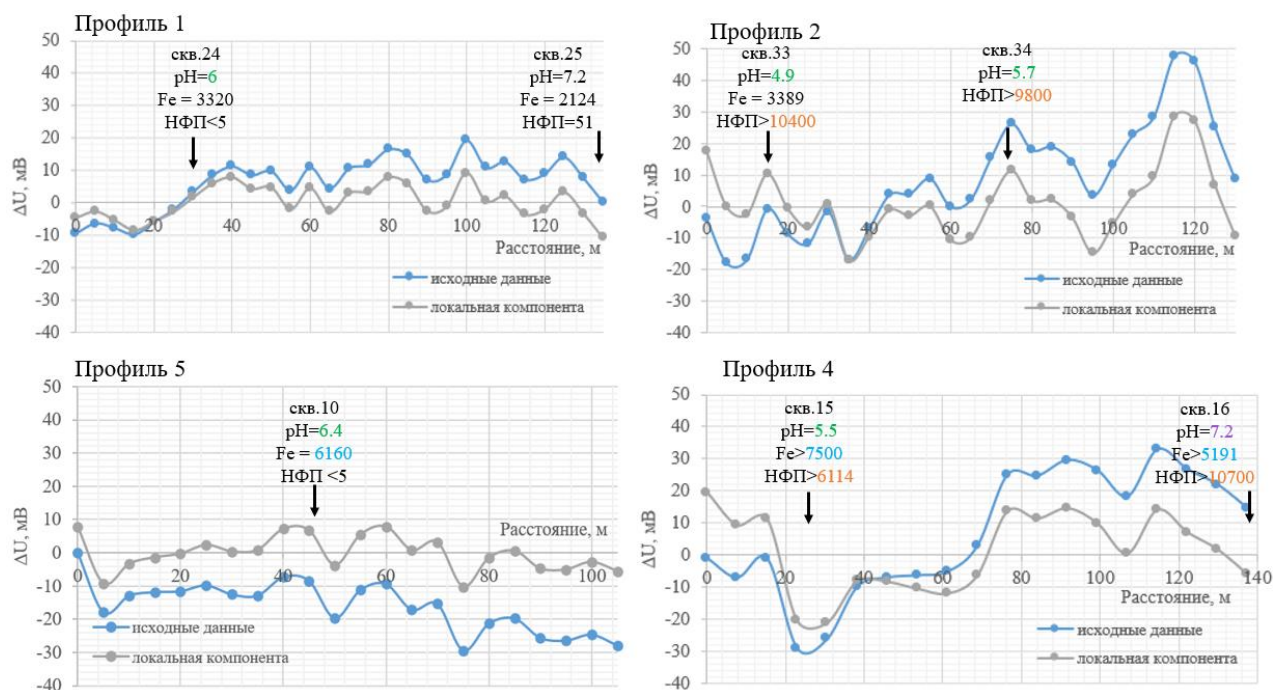


Рисунок 4.20 – Графики распределения разности потенциалов по данным метода естественного поля на территории нефтебазы в Ярославской области (профили 1 и 5 – условно фоновые; профили 2 и 4 – загрязнённые нефтепродуктами): pH – кислотнo-щелочные свойства среды; Fe – содержание железа, мг/кг; НФП – содержание нефтепродуктов, мг/кг (составлено автором)

Формирование подобных аномалий связано с изменением pH среды, перераспределением ионов железа и возникновением выраженных окислительно-восстановительных градиентов. В пределах наиболее интенсивных аномалий фиксируются кислые значения pH и повышенные концентрации железа, что свидетельствует об активном протекании процессов трансформации нефтепродуктов.

Пространственное совпадение аномалий ЕП с низкоомными зонами и участками развития верховодки позволяет рассматривать данные участки как области наиболее интенсивной миграции загрязнения.

Газогеохимические исследования выполнялись для выявления зон накопления газообразных продуктов трансформации нефтепродуктов и оценки характера миграции загрязняющих веществ в верхней части разреза.

Основное внимание уделялось распределению диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4), аммиака (NH_3).

Формирование газогеохимических аномалий связано с микробиологическим разложением углеводов в условиях различной степени аэрации среды. В аэробных условиях процессы биodeградации сопровождаются повышенным образованием CO_2 , тогда как в условиях дефицита кислорода развиваются анаэробные процессы, приводящие к накоплению метана.

Газогеохимические измерения выполнялись вдоль профилей, расположенных в пределах предполагаемых зон миграции нефтепродуктов.

Газогеохимические параметры характеризуют стадию и интенсивность трансформации нефтепродуктового загрязнения. Повышенные концентрации углекислого газа обычно связаны с аэробной биodeградацией углеводородов, тогда как накопление метана отражает развитие восстановительных анаэробных условий. Совместный анализ распределения CO_2 и CH_4 позволяет оценивать особенности протекания микробиологических процессов в загрязнённой среде.

Пункты наблюдений располагались с шагом, обеспечивающим детальное изучение пространственного распределения газовых аномалий. Отбор проб производился в приповерхностной части разреза, где наиболее активно проявляются процессы газовой миграции и биохимической трансформации нефтепродуктов.

По результатам газогеохимических исследований установлено, что распределение CO_2 характеризуется выраженной пространственной неоднородностью (рисунок 4.21а).

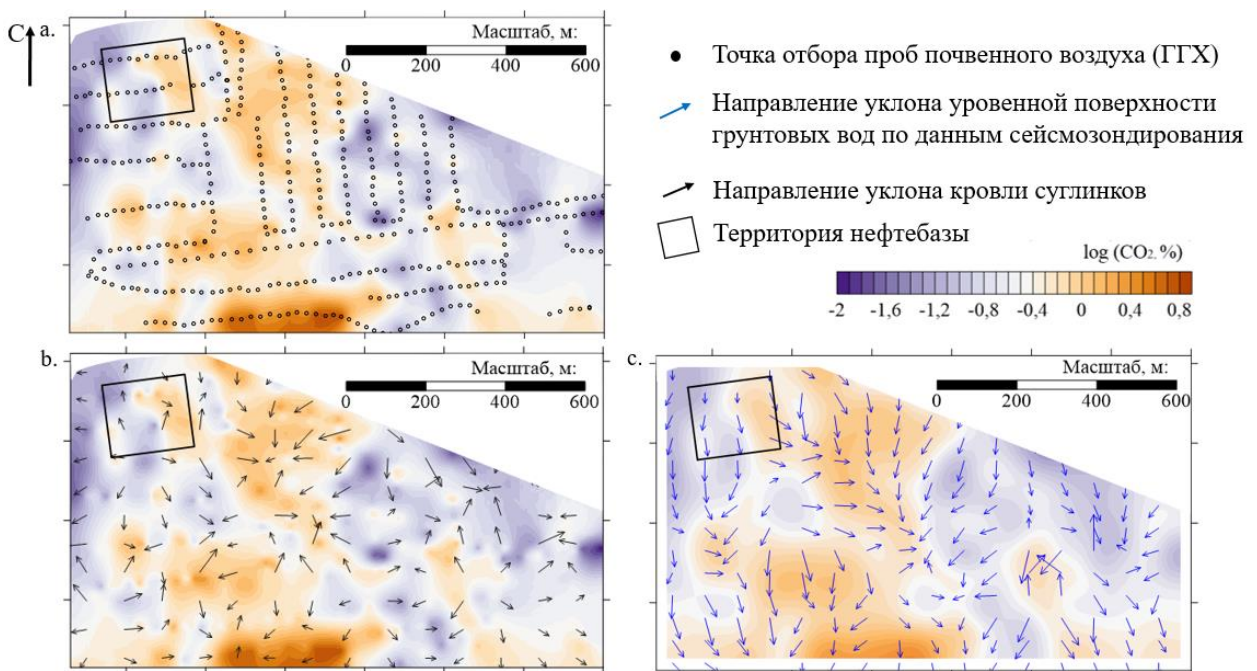


Рисунок 4.21 – Результаты газогеохимических исследований на площади, прилегающей к нефтебазе в Самарской области: а – схема расположения точек отбора почвенного воздуха; б – карта содержания в почвенном воздухе углекислого газа (полевые данные); с – карта содержания в почвенном воздухе углекислого газа (сглаженные данные) (составлено автором)

На фактической карте выделяются локальные области повышенных концентраций углекислого газа, совпадающие с участками развития низкоомных геоэлектрических аномалий и зонами предполагаемой миграции загрязнения (рисунок 4.21б).

Для анализа региональных тенденций миграции была построена сглаженная карта распределения CO_2 (рисунок 4.21с). Сглаженные распределения позволяют выделить устойчивые

вытянутые зоны повышенных концентраций, ориентированные преимущественно в северо-западном – юго-восточном направлении. Пространственная ориентировка данных аномалий соответствует предполагаемым направлениям фильтрации загрязнённых подземных вод.

Различия между фактическими и сглаженными картами отражают сложный и неоднородный характер миграции газообразных продуктов. При этом наиболее устойчивые аномалии рассматриваются как вероятные зоны активной биodeградации нефтепродуктов и повышенной фильтрационной активности.

Сопоставление результатов газогеохимии, электроразведки и ЕП показывает, что наиболее информативными являются зоны, где одновременно наблюдаются:

- пониженные значения УЭС;
- положительные аномалии ЕП;
- повышенные концентрации CO_2 и CH_4 ;
- признаки повышенной влажности и развития верховодки.

Подобное совпадение аномалий отражает области наиболее интенсивного техногенного преобразования среды. В этих интервалах одновременно проявляются:

- активная фильтрация загрязнённых вод;
- биохимическая трансформация нефтепродуктов;
- минерализация поровой жидкости;
- газообразование;
- изменение физико-химических свойств грунтов.

Особенно важным является то, что газогеохимические аномалии часто располагаются вдоль границ литологических горизонтов, зон выклинивания верховодки и предполагаемых гидрогеологических окон. Это подтверждает связь процессов газообразования с путями миграции загрязняющих веществ. Обобщенное представление о геоэлектрохимических и газогеохимических признаках элементов разреза, загрязненного нефтепродуктами представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Геоэлектрохимические и газогеохимические признаки элементов разреза, загрязненного нефтепродуктами (по данным автора)

Тип ареала	Геоэлектрохимический признак	Газогеохимический признак
Верхний ареал	положительные аномалии ЕП, связанные с верховодкой	повышенные концентрации CO_2
Ареал над УГВ	фильтрационные аномалии ЕП	вытянутые зоны повышенного CO_2
Гидрогеологические окна	локальные контрастные аномалии ЕП	локальные газовые аномалии
Анаэробные зоны	выраженные окислительно-восстановительные аномалии	повышенные концентрации CH_4
Зоны биodeградации	понижение pH, рост Fe	устойчивые CO_2 -аномалии

Минерализация поровых растворов возрастает вследствие накопления растворённых продуктов трансформации нефтепродуктов и вторичных метаболитов биохимических процессов. Именно увеличение концентрации растворённых ионов является одной из основных причин формирования устойчивых низкоомных геоэлектрических аномалий, выявляемых методами ВЭЗ и электротомографии. Таким образом, результаты геохимических исследований подтверждают, что геоэлектрические аномалии в пределах старых очагов загрязнения связаны преимущественно с изменением химического состава поровой среды, а не с наличием свободной фазы нефтепродуктов.

1. Метод естественного электрического поля отражает фильтрационные и электрохимические процессы, сопровождающие миграцию нефтепродуктов в песчано-глинистых разрезах.

2. Положительные аномалии ЕП пространственно связаны с зонами повышенной фильтрационной активности, развитием верховодки и участками биохимической трансформации нефтепродуктов.

3. Газогеохимические исследования позволяют выделять области активной биodeградации загрязняющих веществ по повышенным концентрациям CO_2 и CH_4 .

4. Пространственное совпадение аномалий ЕП, низкоомных зон и газогеохимических аномалий подтверждает существование устойчивых путей миграции загрязнения.

5. Наиболее информативными являются зоны совместного проявления:

- пониженного УЭС;
- положительных аномалий ЕП;
- повышенных концентраций CO_2 ;
- локальных изменений рН и содержания железа.

6. Геоэлектрохимические и газогеохимические данные подтверждают, что загрязнение нефтебаз речных террас сопровождается не только перераспределением нефтепродуктов, но и активным техногенным преобразованием физико-химических свойств грунтовой среды.

Таким образом, результаты комплексных геофизических, геоэлектрохимических и газогеохимических исследований показывают, что нефтепродуктовое загрязнение в пределах речных террас формирует сложную многогоризонтную систему аномалий, приуроченных к различным литолого-гидрогеологическим элементам разреза. Пространственное распределение геоэлектрических, сейсмогеологических, геоэлектрохимических и газогеохимических проявлений определяется сочетанием процессов инфильтрации, фильтрационной миграции, биохимической трансформации нефтепродуктов и взаимодействия загрязняющих веществ с литологическими барьерами.

Результаты комплексных геофизических, геоэлектрохимических и газогеохимических исследований показывают, что нефтепродуктовое загрязнение в пределах речных террас не формирует единого тела загрязнения, а представлено системой пространственно связанных ареалов, приуроченных к различным элементам гидрогеологического разреза. Это позволяет перейти к их типизации и построению обобщённой физико-геологической модели. Ранее эффективность применения комплекса малоглубинных геофизических методов для изучения нефтехранилищ была показана на ряде объектов [20; 22].

4.2.6 Обобщённые петрофизические признаки загрязнённых грунтов

Комплексное изменение электрофизических, упругих и геохимических свойств загрязнённых грунтов формирует характерный набор петрофизических признаков, отражающих степень техногенного преобразования среды (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Набор петрофизических признаков, отражающих степень техногенного преобразования среды, загрязненной нефтепродуктами (по данным автора)

Параметр	Основные изменения в загрязнённых грунтах	Причина изменений
УЭС	снижение сопротивления	рост минерализации и изменение состава поровых растворов
V_s	снижение скоростей поперечных волн	ослабление структурных связей и снижение жёсткости грунтов
V_p	локальные изменения скоростей	изменение степени водонасыщения
pH	смещение в кислую сторону	биохимическое окисление углеводов
Fe	повышение концентраций	развитие восстановительных процессов
CO ₂	увеличение содержания	аэробная биodeградация
CH ₄	локальное накопление	анаэробная трансформация загрязнения

Наиболее информативными являются зоны совместного проявления нескольких признаков: снижения УЭС и V_s , повышения концентраций CO₂ и изменения химического состава поровой среды. Такие сочетания отражают участки наиболее интенсивного техногенного преобразования грунтового массива.

Изменение физических свойств загрязнённых грунтов определяется совокупным влиянием литологических, гидрогеологических и биохимических факторов. Наиболее устойчивыми признаками длительного нефтепродуктового загрязнения являются:

- снижение удельного электрического сопротивления;
- изменение скоростей упругих волн;
- рост минерализации поровых растворов;
- изменение кислотно-щелочных условий;
- накопление газообразных продуктов биodeградации.

Наибольшая контрастность петрофизических изменений наблюдается в песчано-глинистых грунтах с повышенной влажностью и активными процессами трансформации

нефтепродуктов. Совокупность рассмотренных признаков определяет характер геофизических аномалий в пределах нефтезагрязнённых речных террас.

4.3 Типизация ареалов загрязнения

Результаты комплексных исследований показывают, что нефтепродуктовое загрязнение речных террас формирует систему пространственно связанных ареалов, приуроченных к различным элементам гидрогеологического разреза. Формирование отдельных типов ареалов определяется сочетанием литологической неоднородности, положения водоупорных горизонтов, наличия верховодки и направлением движения подземных вод.

В пределах исследуемых нефтебаз выделяются четыре основных типа ареалов загрязнения:

- верхний ареал загрязнения в зоне аэрации и верховодки;
- ареал загрязнения над безнапорным водоносным горизонтом;
- ареал просачивания через гидрогеологические окна;
- ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта.

Верхний ареал загрязнения

Верхний ареал загрязнения формируется в результате поступления нефтепродуктов с поверхности и их инфильтрации в верхнюю часть разреза. Его развитие связано с накоплением загрязнения в пределах зоны аэрации и верховодки.

Ареал располагается в приповерхностной части разреза и приурочен к верхним песчаным и песчано-глинистым отложениям, расположенным выше регионального уровня грунтовых вод. Наиболее часто он локализуется вдоль кровли слабопроницаемых горизонтов, где создаются условия для временного накопления влаги и загрязнения.

С гидрогеологической точки зрения верхний ареал связан с верховодкой, формирующейся в пределах локально-водоупорных прослоев и обеспечивающей перераспределение загрязнения в верхней части разреза.

Ареал данного типа проявляется комплексом геофизических признаков, рассмотренных в разделе 4.2.

Ареал загрязнения над водоносными горизонтами

Ареал данного типа формируется в результате поступления нефтепродуктов в область первого от поверхности водоносного горизонта и их дальнейшего распространения в водонасыщенной части разреза. Он располагается вблизи уровня грунтовых вод и приурочен к водонасыщенным песчаным отложениям. Для него характерно более протяжённое распространение по сравнению с верхним ареалом.

Гидрогеологически ареал связан с направлением регионального подземного стока. Его пространственная ориентировка определяется положением уровня грунтовых вод и условиями разгрузки подземных вод в сторону речной долины.

Геофизически данный ареал соответствует комплексу признаков, рассмотренных в разделе 4.2.

Ареал просачивания через гидрогеологические окна

Ареал просачивания формируется в участках локального нарушения сплошности слабопроницаемого горизонта, разделяющего верхнюю и нижнюю части разреза. Он располагается в пределах зон выклинивания суглинистых горизонтов, песчаных линз и локальных участков пониженной мощности водоупора. Для него характерно вертикально ориентированное положение в разрезе.

С гидрогеологической точки зрения ареал связан с зонами повышенной фильтрационной проницаемости, обеспечивающими гидравлическую связь между верховодкой, первым от поверхности водоносным горизонтом и нижележащими частями разреза.

Развитие ареала просачивания особенно характерно для участков:

- выклинивания верховодки;
- локального уменьшения мощности суглинков;
- зон повышенной фильтрационной проницаемости;
- участков техногенного нарушения грунтового массива.

Именно наличие гидрогеологических окон обеспечивает связь между верхними и глубинными ареалами загрязнения и объясняет поступление загрязняющих веществ ниже регионального водоупора.

Геофизически данный ареал соответствует комплексу признаков, рассмотренных в разделе 4.2.

Ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта

Ареал нижнего водоносного горизонта формируется в результате поступления загрязнения в нижележащие водонасыщенные горизонты через участки локальной гидрогеологической связи. Он располагается ниже слабопроницаемого суглинистого горизонта и приурочен к нижним водонасыщенным песчаным отложениям. Для него характерно глубинное положение и значительная пространственная протяжённость.

Гидрогеологически данный ареал связан с региональной системой подземного стока и формируется в условиях устойчивой фильтрационной связи между верхними и нижними частями разреза.

Геофизически данный ареал соответствует комплексу признаков, рассмотренных в разделе 4.2.

Выделенные типы ареалов различаются глубиной залегания, механизмами формирования, характером миграции, степенью связи с водоносными горизонтами, набором геофизических проявлений. При этом все они являются элементами единой системы миграции загрязнения, связанной с инфильтрацией нефтепродуктов, движением верховодки, фильтрацией подземных вод, вертикальным перетоком через гидрогеологические окна, биохимической трансформацией углеводородов.

Полученные результаты подтверждают, что загрязнение нефтебаз речных террас характеризуется наличием нескольких петрофизически контрастных горизонтов, к которым приурочены различные типы ареалов загрязнения.

4.4 Обобщённая физико-геологическая модель нефтезагрязнённых речных террас

Результаты комплексных геофизических, геоэлектрoхимических и газогеохимических исследований показывают, что нефтезагрязнённые участки речных террас представляют собой сложную многогоризонтную систему, пространственная организация которой определяется сочетанием литологических и гидрогеологических факторов.

Обобщённая физико-геологическая модель отражает пространственное строение нефтезагрязнённого разреза и объединяет особенности геологического строения, положение верховодки и уровня грунтовых вод, систему взаимосвязанных ареалов загрязнения и распределение геофизических аномалий. Модель основана на результатах исследований, выполненных на территориях нефтебаз Самарской и Ярославской областей, расположенных в сходных природно-техногенных условиях.

Для исследуемых участков характерно многослойное строение разреза, включающее песчаные и песчано-глинистые отложения зоны аэрации, слабопроницаемые суглинистые горизонты и водонасыщенные песчаные толщи, связанные с первым от поверхности водоносным горизонтом.

Верхняя часть разреза сложена песчаными и песчано-глинистыми грунтами повышенной проницаемости. Ниже располагается суглинистый горизонт, обладающий локально-водоупорными свойствами. В пределах суглинков наблюдаются изменения мощности, локальные выклинивания и песчаные прослои, определяющие неоднородность строения разреза. Ниже суглинистого горизонта залегают песчаные водонасыщенные отложения, связанные с первым от поверхности водоносным горизонтом.

В пределах нефтезагрязнённого разреза формируется система взаимосвязанных ареалов загрязнения, приуроченных к различным петрофизически контрастным горизонтам. Верхняя часть разреза соответствует области развития верхнего ареала загрязнения, связанного с зоной аэрации и верховодкой. В пределах суглинистого горизонта выделяются локальные зоны аккумуляции загрязнения и участки возможного вертикального перетока. Вблизи уровня

грунтовых вод формируются протяжённые ареалы загрязнения, ориентированные по направлению подземного стока. В пределах локальных нарушений сплошности суглинистого горизонта выделяются зоны вертикальной связи между верхней и нижней частями разреза.

Основными путями миграции загрязнения являются зона аэрации, верховодка, первый от поверхности водоносный горизонт и локальные гидрогеологические окна. Пространственное положение ареалов загрязнения определяется строением разреза, положением водоупорных горизонтов, развитием верховодки и направлением подземного стока.

Различные элементы нефтезагрязнённого разреза характеризуются устойчивым сочетанием геоэлектрических, сейсмических, геоэлектрохимических и газогеохимических аномалий. Наиболее информативными являются:

- низкоомные геоэлектрические аномалии;
- зоны пониженных скоростей поперечных волн;
- аномалии естественного электрического поля;
- участки повышенных концентраций CO_2 и CH_4 .

Пространственное положение данных аномалий согласуется с выделенными ареалами загрязнения и отражает неоднородное строение нефтезагрязнённого разреза.

Модель основана на материалах исследований, выполненных на территориях нефтебаз Самарской и Ярославской областей, расположенных в сходных природно-техногенных условиях.

Опорный геологический разрез ориентирован в направлении от территории нефтебазы, являющейся первичным источником загрязнения к речному обрыву, где наблюдаются процессы разгрузки подземных вод. Такое сечение позволяет проследить ключевые геодинамические и гидрогеохимические процессы, определяющие формирование ареалов загрязнения, в том числе движение свободной и растворённой фаз нефтепродуктов, взаимодействие с литологическими барьерами и формирование зон вторичного накопления (рисунок 4.22).

Разработанная модель показывает, что нефтепродуктовое загрязнение речных террас формирует многогоризонтную систему взаимосвязанных ареалов, пространственная организация которых определяется литологической неоднородностью разреза, положением водоупорных горизонтов, развитием верховодки, положением уровня грунтовых вод, наличием гидрогеологических окон и направлением подземного стока.

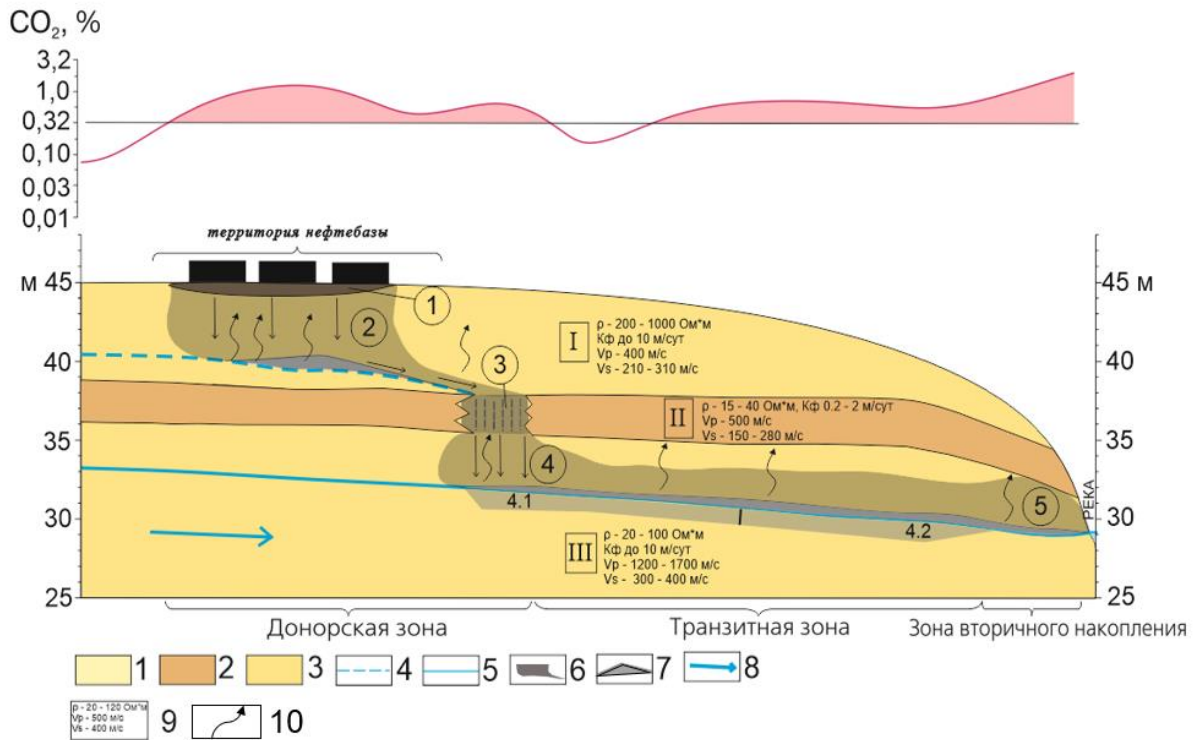


Рисунок 4.22 – Обобщённый разрез распространения ареалов нефтепродуктового загрязнения в пределах речных террас Волжского бассейна. Условные обозначения:

- а – донорская зона (верхней части зоны аэрации); а₂ – нефтепродукты донорской зоны в нижележащем слое (зона аэрации над уровнем грунтовых вод), b – транзитная зона (уровень грунтовых вод); с – зона вторичного накопления (уровень грунтовых вод). Условные обозначения: 1–3 – литология (1 – насыпные грунты и сухие пески; 2 – суглинки; 3 – пески); 4 – уровень верховодки; 5 – уровень грунтовых вод; 6 – ареалы загрязнения; 7 – линзы гравитационно-подвижных нефтепродуктов; 8 – направление движения грунтовых вод; 9 – физические характеристики грунтов (ρ, Кф, Vp, Vs); 10 – направление миграции газообразной фазы. Римские цифры: I – пески зоны аэрации; II – суглинки; III – водонасыщенные пески. Арабские цифры в кружках: 1 – приповерхностный ареал; 2 – ареал зоны аэрации и безнапорного водоносного горизонта; 3 – ареал просачивания в гидрогеологическом окне; 4 – ареал загрязнения над и под водоносным горизонтом; 5 – зона вторичного накопления нефтепродуктов (составлено автором)

Выделенные ареалы образуют единую пространственно связанную систему загрязнения в пределах песчано-глинистого разреза речных террас. Таким образом, нефтезагрязнённые участки представляют собой сложную природно-техногенную систему, в которой распределение загрязнения контролируется строением разреза и гидрогеологическими условиями территории.

1. Нефтезагрязнённые речные террасы характеризуются многослойным песчано-глинистым строением, определяющим пространственную организацию загрязнения.

2. Ключевыми элементами физико-геологической модели являются:

- зона аэрации;
- верховодка;
- слабопроницаемый суглинистый горизонт;
- первый от поверхности водоносный горизонт;
- гидрогеологические окна.

3. В пределах разреза формируется система взаимосвязанных ареалов загрязнения, приуроченных к различным петрофизически контрастным горизонтам.

4. Пространственное положение ареалов загрязнения согласуется с распределением геоэлектрических, сейсмических, геоэлектрохимических и газогеохимических аномалий.

5. Разработанная физико-геологическая модель отражает основные закономерности пространственного строения нефтезагрязнённых речных террас Волжского бассейна и может использоваться при интерпретации комплексных геофизических исследований на аналогичных объектах.

В систематизированном виде петрофизические характеристики ареалов загрязнения представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Физические характеристики ареалов загрязнений по данным геофизических исследований (по данным автора)

№ ареала	Вещественный состав	ρ , Ом·м	V_p , м/с	V_s , м/с
1	Пески зоны аэрации (донорская зона)	60-200	350	150–210
2	Пески зоны аэрации над верховодкой (донорская зона)	60-110	350	150–210
3	Суглинки («гидрогеологическое окно»)	10-50	450	210 – 300
4	Пески зоны аэрации над четвертичным водоносным горизонтом (транзитная зона)	20-80	350	150–210
5	Пески (зона вторичного накопления в береговой зоне)	5-20	350	150 - 210

Для территорий нефтебаз, где в подстилающих грунтах длительное время находятся нефтепродукты, площадное распределение области загрязнения будет выглядеть следующим образом (рисунки 4.23).

На рисунке 4.22 область «а» соответствует верхней части зоны аэрации и расположен в интервале распространения поверхностного очага загрязнения, находящегося в непосредственном контакте с источником поступления нефтепродуктов. На данном уровне преобладает аккумуляция загрязнения и процессы первичной трансформации.

Область «b» приурочен к уровню грунтовых вод и зоне их сезонных колебаний (зоне вторичного перераспределения загрязнения), где нефтепродукты вовлекаются в латеральную миграцию и формируют вытянутые ареалы, ориентированные по направлению фильтрационных потоков.

Область «с» соответствует уровню грунтовых вод и отражает распространение загрязнения в водонасыщенной части разреза, контролируемое направлением движения подземных вод и гидрогеологической обстановкой вблизи русла реки.

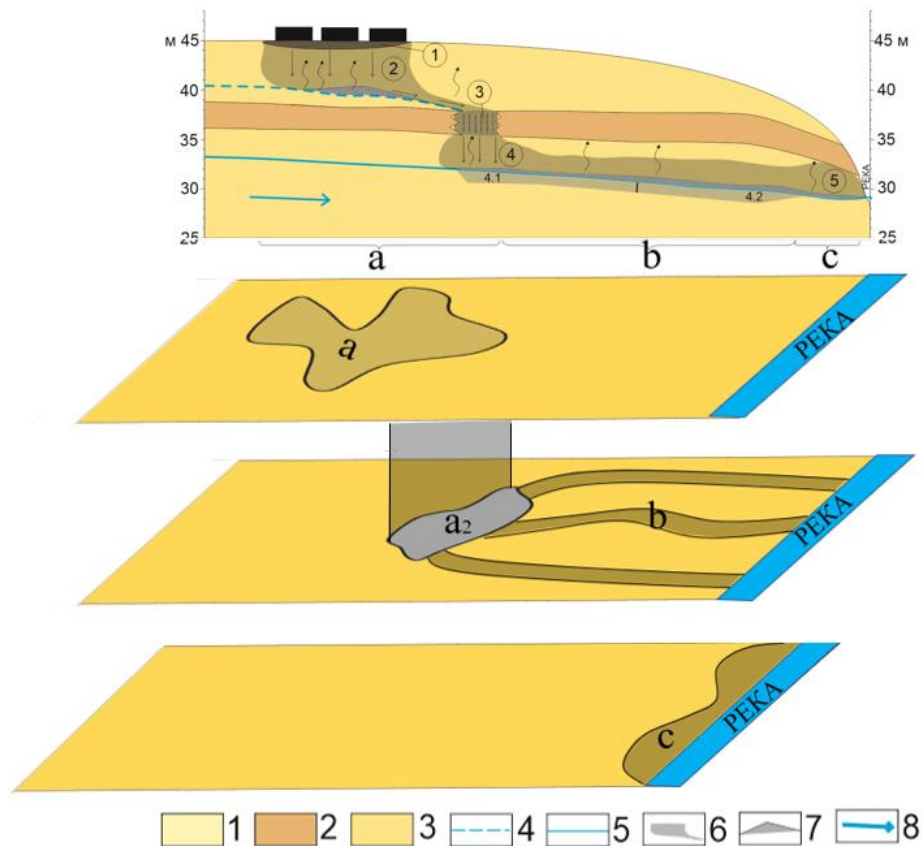


Рисунок 4.23 – Схема загрязнения грунтов нефтебазы нефтепродуктами; в разрезе (вверху) и в послойных сечениях в плане (внизу). Условные обозначения см. рисунок 4.22

(составлено автором)

4.5 Выводы по Главе 4

1. Комплекс электроразведочных, сейсморазведочных, геоэлектрохимических и газогеохимических исследований позволил установить особенности строения нефтезагрязнённых песчано-глинистых разрезов речных террас и выявить закономерности пространственного распределения нефтепродуктового загрязнения.

2. По результатам электротомографии и ВЭЗ установлено, что нефтепродуктовое загрязнение проявляется в виде системы взаимосвязанных геоэлектрических аномалий, включающих локальные и протяжённые низкоомные зоны, приуроченные к различным уровням разреза. Наиболее контрастные аномалии связаны с зонами верховодки, уровнем грунтовых вод и участками локального вертикального перетока загрязнённых вод.

3. Сопоставление результатов электротомографии с данными бурения и лабораторного анализа показало пространственную связь низкоомных аномалий с участками повышенных концентраций нефтепродуктов. При этом на условно фоновых участках геоэлектрические

неоднородности определяются преимущественно естественными литолого-гидрогеологическими факторами.

4. По данным сейсморазведочных исследований установлено, что загрязнённые участки характеризуются изменением упругих свойств грунтов, проявляющимся в снижении скоростей поперечных волн и развитии локальных скоростных неоднородностей. Наиболее выраженные изменения наблюдаются в песчано-глинистых грунтах с признаками длительного техногенного преобразования.

5. Результаты геоэлектрохимических и газогеохимических исследований показали, что зоны нефтепродуктового загрязнения сопровождаются аномалиями естественного электрического поля, изменением кислотно-щелочных условий среды, повышенными концентрациями железа, а также локальным увеличением содержания CO_2 и CH_4 .

6. В пределах исследуемых нефтебаз выделены основные типы ареалов загрязнения:

- верхний ареал загрязнения в зоне аэрации и верховодки;
- ареал загрязнения вблизи уровня грунтовых вод;
- ареал просачивания через гидрогеологические окна;
- глубинный ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта.

7. Установлено, что пространственная организация ареалов загрязнения определяется сочетанием литологической неоднородности разреза, положением слабопроницаемых горизонтов, развитием верховодки, направлением подземного стока и наличием локальных гидрогеологических окон.

8. На основе результатов комплексных исследований разработана обобщённая физико-геологическая модель нефтезагрязнённых речных террас Волжского бассейна, отражающая пространственную связь литологического строения, гидрогеологических условий, ареалов загрязнения и комплекса геофизических аномалий.

9. Полученные результаты подтверждают высокую информативность комплекса электроразведочных, сейсморазведочных, геоэлектрохимических и газогеохимических методов при изучении строения нефтезагрязнённых песчано-глинистых разрезов и типизации различных форм нефтепродуктового загрязнения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации последовательно рассмотрены теоретические, методические и практические аспекты изучения нефтепродуктового загрязнения грунтов. На основе анализа отечественного и зарубежного опыта обоснована информативность геофизических, геохимических и гидрогеологических данных и необходимость их комплексной интерпретации в решении задач моделирования участков загрязнения. На основе изучения опыта геофизических исследований территорий нефтебаз, расположенных в Самарской и Ярославской областях, выполнена оценка информативности методов вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), электротомографии, естественного электрического поля, многоканального анализа поверхностных волн (MASW) и газогеохимических исследований. Выполнение лабораторных исследований, геоэлектрического и гидрогеологического моделирования уточнены механизмы формирования аномалий и обоснован переход от качественного выделения загрязнённых участков к количественной оценке их пространственной структуры.

В ходе исследования установлено, что геофизические признаки загрязнения формируются не только под влиянием миграции нефтепродуктов, но и литологического состава разреза, положения уровня грунтовых вод, водонасыщенности, фильтрационных условий, биodeградации углеводородов и вторичных геохимических преобразований среды. Выполненная характеристика природно-техногенных условий нефтебаз, показала, что пространственная структура загрязнения определяется сочетанием источников поступления нефтепродуктов, неоднородности песчано-глинистого разреза, слабопроницаемых прослоев, положения верховодки и грунтовых вод, а также направлений фильтрационного переноса.

Обоснован комплекс методов малоглубинной геофизики, обеспечивающий изучение нефтезагрязнённых территорий. ВЭЗ эффективно характеризует общее геоэлектрическое строение и положение водоносных горизонтов; электротомография обеспечивает детальное картирование зон техногенного преобразования и участков возможного накопления загрязнения; метод естественного электрического поля отражает изменение фильтрационных и геохимических условий изучаемых грунтов; MASW выявляет ослабленные зоны и гидрогеологические неоднородности, контролирующие миграцию нефтепродуктов; газогеохимические исследования фиксируют участки активной биогеохимической трансформации углеводородов. Совместное применение методов повышает достоверность оценки характера загрязнения геологической среды.

На основе сопоставления геофизических данных с результатами бурения и лабораторных анализов установлены взаимосвязи между удельным электрическим сопротивлением грунтов, содержанием нефтепродуктов, концентрацией железа и значениями pH. Показано, что интерпретация геофизических аномалий должна выполняться с учётом стадии развития

загрязнения, степени биodeградации нефтепродуктов, минерализации поровых растворов и литолого-гидрогеологических условий участка. Лабораторное, геоэлектрическое и гидрогеологическое моделирование позволило уточнить механизмы образования аномалий, оценить влияние строения разреза и режима подземных вод на распределение загрязняющих веществ и подтвердить возможность перехода к количественной оценке параметров загрязнённой среды.

На основании комплекса полевых, лабораторных и математического моделирования разработана обобщённая физико-геологическая модель нефтепродуктового загрязнения аллювиальных песчано-глинистых отложений речных террас Волжского бассейна. В её составе выделены донорские зоны, связанные с поступлением нефтепродуктов, транспортные зоны, определяющие направления миграции загрязняющих веществ в зоне аэрации и водонасыщенных грунтах, и зоны вторичного накопления, формирующиеся на литологических и гидрогеологических барьерах. Показано, что распределение загрязнения контролируется не только положением источника, но и внутренней неоднородностью геологической среды.

Разработанная технологическая схема включает сбор исходной информации, полевые наблюдения, обработку и фильтрацию данных, построение разрезов и карт, качественную и количественную интерпретацию, геоэлектрическое и гидрогеологическое моделирование, интеграцию разнородной информации, построение пространственной модели загрязнения и формирование рекомендаций для мониторинга. Результаты прошли апробацию на объектах Самарской и Ярославской областей, а их достоверность подтверждена согласованностью независимых методов, буровых, лабораторных и модельных данных. Рекомендуется использовать предложенный комплекс на ранних этапах обследования нефтезагрязнённых территорий для снижения неопределённости интерпретации и оптимизации сети бурения.

Перспективы дальнейших исследований связаны с расширением базы полевых наблюдений, уточнением количественных зависимостей, развитием трёхмерного моделирования и применением разработанной схемы для долговременного мониторинга эффективности рекультивационных мероприятий.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ЭТ — электротомография

ВЭЗ — вертикальное электрическое зондирование

ВЭЗ Мастер — программный комплекс интерпретации данных вертикального электрического зондирования

ГИС — геоинформационная система

ГРЛ — георадиолокация

ЕП — метод естественного электрического поля

МПВ — метод преломлённых волн

МЭЗ — метод электрических зондирований

НП — нефтепродукты

УВ — углеводороды

УГВ — уровень грунтовых вод

УЭС — удельное электрическое сопротивление

MASW (Multichannel Analysis of Surface Waves) — многоканальный анализ поверхностных волн

RGB (Red, Green, Blue) — цветовая модель синтеза трёх каналов данных

LNAPL (Light Non-Aqueous Phase Liquid) — лёгкая неводная жидкость, не смешивающаяся с водой

MODFLOW — программный комплекс моделирования фильтрации подземных вод

ZondRes2D — программный комплекс двумерной инверсии данных электротомографии

Res2DInv — программный комплекс двумерной инверсии электроразведочных данных

CO₂ — диоксид углерода

CH₄ — метан

NH₃ — аммиак

Fe — железо

pH — водородный показатель среды

V_s — скорость поперечных волн

V_p — скорость продольных волн

Ом·м — Ом·метр

мВ — милливольт

Условные обозначения

ρ — удельное электрическое сопротивление

ρ_k — кажущееся удельное электрическое сопротивление

V_s — скорость распространения поперечных волн

V_p — скорость распространения продольных волн

C — концентрация нефтепродуктов в грунтах

h — мощность слоя

x — расстояние вдоль профиля

z — глубина

ΔU — разность потенциалов естественного электрического поля

ε — относительная диэлектрическая проницаемость среды

φ — угол внутреннего трения

K_f — коэффициент фильтрации

Q — расход подземных вод

t — время

m — пористость грунта

СПИСОК ТЕРМИНОВ

верховодка: Временный водоносный горизонт, формирующийся над локальными слабопроницаемыми слоями в зоне аэрации.

гидрогеологическое окно: Участок локального уменьшения мощности или нарушения сплошности слабопроницаемого слоя, обеспечивающий гидравлическую связь между водоносными горизонтами.

гравитационно-подвижные нефтепродукты: Свободная фаза лёгких нефтепродуктов, способная перемещаться под действием силы тяжести и гидродинамических процессов.

зона аэрации: Часть геологического разреза между поверхностью земли и уровнем грунтовых вод, в которой поровое пространство заполнено воздухом и водой.

зона вторичного накопления: Участок локальной аккумуляции нефтепродуктов, удалённый от первичного источника загрязнения и сформированный в результате миграции загрязняющих веществ.

зона миграции: Часть геологической среды, в пределах которой происходит перенос нефтепродуктов под действием фильтрационных, гравитационных и капиллярных процессов.

коэффициент удельного электрического сопротивления (КУЭС): Безразмерный параметр, характеризующий отношение удельного электрического сопротивления загрязнённых грунтов к фоновым значениям.

нефтепродуктовое загрязнение: Изменение состояния геологической среды, обусловленное поступлением и распространением нефтепродуктов в грунтах и подземных водах.

ареал загрязнения: Пространственная область распространения нефтепродуктов и связанных с ними вторичных физико-химических изменений геологической среды.

петрофизически контрастные горизонты: Литологические слои, существенно различающиеся по фильтрационным, электрофизическим и физико-механическим свойствам.

физико-геологическая модель: Обобщённое представление о строении геологической среды, отражающее взаимосвязь геологических, гидрогеологических и геофизических характеристик исследуемого объекта.

электрофизические свойства грунтов: Совокупность параметров, определяющих особенности распространения электрического тока в грунтах, прежде всего удельное электрическое сопротивление и диэлектрическую проницаемость.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анциферов, А. В. Комплект программ моделирования процесса распространения сейсмических волн в угленосной толще / А. В. Анциферов, В. Н. Захаров, А. А. Глухов // Каталог программных средств / ГосФАП. – Москва, 1991. – № 50910000379.
2. Бобачев, А. А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред / А. А. Бобачев, И. Н. Модин, Е. В. Перваго, В. А. Шевнин // Разведочная геофизика. Обзор. – Москва : АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. – Вып. 2. – 50 с.
3. Викторов, И. А. Звуковые поверхностные волны в твердых телах / И. А. Викторов. – Москва : Наука, 1981. – 287 с.
4. Галин, Д. Л. Интерпретация данных инженерной геофизики / Д. Л. Галин. – Москва : Недра, 1989.
5. Глухов, А. А. Современные методы математического моделирования при прогнозе геологических нарушений угольных пластов / А. А. Глухов, А. В. Анциферов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 8. – С. 119–132.
6. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны : гигиенические нормативы : утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 13 февраля 2018 г. № 25 : введены в действие с 4 мая 2018 г. – Москва, 2018. – Текст : непосредственный.
7. Гольдберг, В. М. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения / В. М. Гольдберг, С. Газда. – Москва : Недра, 1984. – 262 с.
8. Горелик, Г. С. Колебания и волны / Г. С. Горелик. – 2-е изд. – Москва : Физматлит, 1959. – 572 с.
9. ГОСТ Р 51858–2020. Нефть. Общие технические условия : национальный стандарт Российской Федерации. – Москва : Стандартиформ, 2020.
10. Дашко, Р. Э. Инженерно-геологические аспекты негативных последствий контаминации дисперсных грунтов нефтепродуктами / Р. Э. Дашко, И. Ю. Ланге // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 624. – DOI: 10.25515/pti.2017.6.624.
11. Дорохин, К. А. Обоснование и разработка метода оценки геодинамического состояния массива горных пород на основе дисперсионных параметров сейсмических волн : дис. ... канд. техн. наук / К. А. Дорохин. – Москва, 2017. – 181 с.
12. Каминский, А. Е. ZondRes2D. Программа двухмерной интерпретации данных метода сопротивлений и вызванной поляризации / А. Е. Каминский. – Санкт-Петербург : Zond Geophysical Software, 2010. – 139 с.
13. Кейлис-Борок, В. И. Интерференционные поверхностные волны / В. И. Кейлис-Борок. – Москва : Издательство АН СССР, 1960. – 195 с.

14. Ланге, И. Ю. Инженерно-геологический анализ и оценка изменения несущей способности дисперсных грунтов при их контаминации нефтепродуктами : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / И. Ю. Ланге. – Санкт-Петербург, 2016. – Текст : непосредственный.
15. Максимов, В. М. Справочное руководство гидрогеолога : в 2 т. Т. 1 / под ред. В. М. Максимова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Недра, 1979. – 512 с.
16. **Мингалева, Т. А.** Возможности использования RGB-синтеза для решения задач качественной интерпретации геофизических данных / **Т. А. Мингалева**, Н. П. Сенчина // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных и электрических полей : Материалы 49-й сессии Международного семинара имени Д.Г. Успенского–В.Н. Страхова, Екатеринбург, 23-27 января 2023 года. – Екатеринбург : ИГФ УрО РАН, 2023. – С. 241–245.
17. **Мингалева, Т. А.** Изучение влияния факторов, определяющих результаты геофизических исследований на территориях, загрязнённых лёгкими нефтепродуктами / **Т. А. Мингалева**, С. В. Шакуро, А. С. Егоров // Russian Journal of Earth Sciences. – 2023. – Т. 23. – ES1002. – 16 с. DOI: 10.2205/2023ES000831.
18. **Мингалева, Т. А.** Изучение поведения аномалий вызванного потенциала в лабораторных условиях для грунтов, загрязнённых нефтепродуктами / **Т. А. Мингалева**, Н. П. Сенчина, А. А. Миллер // Инженерная и рудная геофизика 2022 : Сборник материалов 18-ой научно-практической конференции и выставки, Геленджик, 05-08 сентября 2022 года. – Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2022. – с. 238-242.
19. **Мингалева, Т. А.** Исследование особенностей загрязнённых нефтепродуктами территорий в районе реки Большая Ижорка для картирования нефтеразливов методами электроразведки / **Т. А. Мингалева**, Н. П. Сенчина, А. А. Миллер // Инженерная и рудная геофизика : Материалы 15-й юбилейной научно-практической конференции и выставки, Геленджик, 22-26 апреля 2019 года. – Геленджик, 2019. – 8 с.
20. **Мингалева, Т. А.** Использование методов малоглубинной геофизики для выявления участков загрязнения грунтов нефтепродуктами на территориях нефтехранилищ / **Т. А. Мингалева**, Н. П. Сенчина, А. С. Егоров // Геология и полезные ископаемые Западного Урала : сборник научных статей. – Пермь, 2023. – Вып. 6 (43). – С. 140–147.
21. **Мингалева, Т. А.** Картирование участка разлива нефти методами ЕП и ИЭМП / **Т. А. Мингалева**, Н. П. Сенчина, А. А. Миллер // Гидрометеорология и экология. – 2018. – № 3 (90). – с. 171-180.
22. **Мингалева, Т.А.** Особенности строения и характера загрязнения верхней части разреза нефтехранилищ в долине реки Волги / **Т.А. Мингалева**, С.В. Шакуро, А.С. Егоров //

Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 7. – С. 137–147. – DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4035.

23. **Мингалева, Т. А.** Применение RGB-синтеза для комплексной интерпретации данных геофизических методов при изучении территорий, загрязненных нефтепродуктами / **Т. А. Мингалева, С. В. Шакуро, Н. П. Сенчина, А. С. Егоров** // Геосистемы переходных зон. – 2023. – Т. 7, № 1. – С. 75–85. – DOI: 10.30730/gtrz.2023.7.1.075-085.

24. **Мингалева, Т. А.** Экспериментальное изучение поведения аномалий потенциала естественного поля для загрязнённых нефтепродуктами грунтов в лабораторных условиях / **Т. А. Мингалева, Н. П. Сенчина** // Международный научно-исследовательский журнал. – 2022. – № 6-5 (120). – С. 14–19. – DOI: 10.23670/IRJ.2022.120.6.096.

25. Нейгауз, М. Г. Метод расчета поверхностных волн Рэлея в вертикально-неоднородном полупространстве / М. Г. Нейгауз, Г. В. Шкадинская // Машинная интерпретация сейсмических волн. – Москва : Наука, 1966. – С. 121–129.

26. ООО «ТехноТерра». Отчетные материалы. – Санкт-Петербург, 2020.

27. ООО «ФРОНТ Геология». Отчетные материалы. – Нижний Новгород, 2016.

28. Путилина, В. С. Трансформация нефти и нефтепродуктов в почвах, горных породах, подземных водах. Загрязнение, инфильтрация, миграция, деградация. Метаболиты / В. С. Путилина, И. В. Галицкая, Т. И. Юганова. – Новосибирск : ГПНТБ СО РАН, 2019. – 111 с. – (Серия «Экология» ; вып. 108).

29. Светов, Б. С. Основы геоэлектрики / Б. С. Светов. – Москва : URSS, 2007.

30. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021616804 Российская Федерация. RGB-синтез для комплексной интерпретации данных несейсмических методов. Заявка № 2021615994: заявл. 23.04.2021: опубл. 27.04.2021; Г.К. Григорьев, Т.А. Мингалева, Н.П. Сенчина ; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 9,57 КБ.

31. Солнцева, Н. П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов / Н. П. Солнцева. – Москва : Издательство МГУ, 1998. – 376 с.

32. Шакуро, С. В. Автоматическая 1D инверсия данных ВЭЗ / С. В. Шакуро // Материалы Пятой всероссийской школы-семинара имени М. Н. Бердичевского и Л. Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли. – Санкт-Петербург, 2011. – Кн. 2. – С. 129–133.

33. Шатковская, Р. М. Методика оценки нефтепродуктового загрязнения геологической среды на отдельных объектах Поволжья / Р. М. Шатковская, Г. В. Устинова // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 10. – С. 70–73.

34. Шевнин, В. А. Исследование нефтезагрязнённых территорий в Мексике методами сопротивлений и электромагнитного профилирования / В. А. Шевнин, О. Дельгадо, А. Моусатов [и др.] // Материалы конференции SAGEEP. – 2004.
35. Шевнин, В. А. Картирование методом сопротивлений нефтяных загрязнений геологической среды / В. А. Шевнин, О. Делгадо, А. А. Рыжов // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 5. – С. 27–32.
36. SeisPro Real Time 2022.4. Руководство пользователя по обработке и интерпретации сейсморазведочных данных / ООО «ГеоСейсПро». – Москва, 2022. – Режим доступа: официальный сайт разработчика.
37. Abbas, M., Jardani, A., Machour, N., & Dupont, J.-P. 2017. Geophysical and geochemical characterisation of a site impacted by hydrocarbon contamination undergoing biodegradation. *Near Surface Geophysics*, 16(2), 176–192... – DOI:10.3997/1873-0604.2017061.
38. Abdel Aal G.Z., Slater L.D., Atekwana E.A. 2006. Induced-polarization measurements on unconsolidated sediments from a site of active hydrocarbon biodegradation. *Geophysics*, 71, H13–H24.
39. Ajo-Franklin J.B., Peterson J.E., Doetsch J., Daley T.M. High-resolution characterization of a hydrocarbon-contaminated aquifer using geophysical methods // *Geophysics*. 2003.
40. Algreen M., Kalisz M., Stalder M., Martac E., Krupanek J., Trapp S., Bartke S. 2015. Using pre-screening methods for an effective and reliable site characterization at megasites. *Environmental Science and Pollution Research*, 22(19), 14673–14686.
41. Andre L., Kedziorek M.A.M., Bourg A.C.M., Haeseler F., Blanchet D. 2009. A novel experimental procedure to investigate the biodegradation of NAPL under saturated conditions. *Journal of Hydrology*, 370, 1–8.
42. Arato A., Wehrer M., Biró B., Godio A. 2013. Integration of geophysical, geochemical and microbiological data for a comprehensive small-scale characterization of an aged LNAPL-contaminated site. *Environmental Science and Pollution Research*, 21... – DOI:10.1007/s11356-013-2171-2.
43. Askarani K.K., Stockwell E.B., Piontek K.R., Sale T.C. Thermal monitoring of natural source zone depletion. *Ground Water Monitoring & Remediation*. 2018. – Vol. 38. – P. 43–52.
44. Atekwana E., Slater L. 2009. Biogeophysics: A new frontier in Earth science research. *Reviews of Geophysics*, 47... – DOI:10.1029/2009RG000285.
45. Atekwana E.A., Atekwana E., Legall F.D., Krishnamurthy R.V. 2004c. Field evidence for geophysical detection of subsurface zones of enhanced microbial activity. *Geophysical Research Letters*, 31, L23603.

46. Atekwana E.A., Atekwana E.A. 2010. Geophysical signatures of microbial activity at hydrocarbon contaminated sites: a review. *Surveys in Geophysics*, 31, 247–283.
47. Atekwana E.A., Atekwana E.A., Rowe R.S., Werkema D.D., Legall F.D. 2004b. The relationship of total dissolved solids measurements to bulk electrical conductivity in an aquifer contaminated with hydrocarbon. *Journal of Applied Geophysics*, 56, 281–294.
48. Atekwana E.A., Atekwana E.A., Werkema D.D., Duris J.W., Rossbach S., Sauck W.A., Cassidy D.P., Means J., Legall F.D. 2004a. In situ apparent conductivity measurements and microbial population distribution at a hydrocarbon-contaminated site. *Geophysics*, 69, 56–63.
49. Atekwana E.A., Sauck W.A., Abdel Aal G.Z., Werkema D.D. 2002. Geophysical investigation of vadose zone conductivity anomalies at a hydrocarbon contaminated site: implications for the assessment of intrinsic bioremediation. *Journal of Environmental & Engineering Geophysics*, 7, 103–110.
50. Atekwana E.A., Sauck W.A., Werkema D.D. 2000. Investigations of geoelectrical signatures at a hydrocarbon contaminated site. *Journal of Applied Geophysics*, 44, 167–180.
51. Atlas R.M. Microbial degradation of petroleum hydrocarbons: An environmental perspective. *Microbiological Reviews*. 1981. – Vol. 45. – P. 180–209.
52. Baedeker M.J., Cozzarelli I.M., Eganhouse R.P., Siegel D.I., Bennett P.C. 1993. Crude oil in a shallow sand and gravel aquifer-III. Biogeochemical reactions and mass balance modeling in anoxic groundwater. *Applied Geochemistry*, 8, 569–586.
53. Baehr A.L., Corapcioglu M.Y. Transport and fate of volatile hydrocarbons in the unsaturated zone // *Water Resources Research*. 1987. – Vol. 23. – No. 10.
54. Brovelli A., Malaguerra F., Barry D.A. 2009. Bioclogging in porous media: Model development and sensitivity to initial conditions. *Environmental Modelling & Software*, 24, 611–626... – DOI:10.1016/j.envsoft.2008.10.001.
55. Caruso A.S., Boano F., Ridolfi L., Chopp D.L., Packman A.I. 2017. Biofilm-induced bioclogging produces sharp interfaces in hyporheic flow, redox conditions, and microbial community structure. *Geophysical Research Letters*, 44, 4917–4925.
56. Casas A., Himi M., Evangelista W., Montes L., Tapias J., Lopes de Castro D., Pinheiro F. 2011. Characterization of a suspected hydrocarbon contaminated site near Mamanguape (Paraíba, Brazil) using integrated geophysical and geochemical methods. 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil, August 15–18, 2011.
57. Cassiani G., Binley A., Kemna A., Wehrer M., Flores Orozco A., Deiana R., Boaga J., Rossi M., Dietrich P., Werban U., Zschornack L. 2014. Noninvasive characterization of the Trecate (Italy) crude-oil contaminated site: links between contamination and geophysical signals. *Environmental Science and Pollution Research*, 21(15), 8914–8931.

58. Cassiani G., Kemna A., Villa A., Zimmermann E. 2009. Spectral induced polarization for the characterization of free-phase hydrocarbon contamination of sediments with low clay content. *Near Surface Geophysics*, 7, 547–562.
59. Cassidy D.P., Hudak A.J., Werkema D.D., Atekwana E.A., Rossbach S., Duris J.W., Atekwana E.A., Sauck W.A. 2002. In-situ rhamnolipid production at an abandoned petroleum refinery by *Pseudomonas aeruginosa*. *Journal of Soil and Sediment Contamination*, 11, 769–787... – DOI:10.1080/20025891107087.
60. Cassidy D.P., Werkema D.D., Sauck W.A., Atekwana E.A., Rossbach S., Duris J.W. 2001. The effects of LNAPL biodegradation products on electrical conductivity measurements. *Journal of Environmental & Engineering Geophysics*, 6, 47–53... – DOI:10.4133/JEEG6.1.47.
61. Cassidy N.J. 2007. Evaluating LNAPL contamination using GPR signal attenuation analysis and dielectric property measurements: Practical implications for hydrological studies. *Journal of Contaminant Hydrology*, 94(1–2), 49–75... – DOI:10.1016/j.jconhyd.2007.05.002.
62. Cassidy N.J. 2008. GPR attenuation and scattering in a mature hydrocarbon spill: a modeling study. *Vadose Zone Journal*, 7, 140–159.
63. Cegelsky L., Smith C.L., Hultgren S.J. Microbial Adhesion. *Desk Encyclopedia of Microbiology*. Elsevier, 2010. – P. 20–28.
64. Che-Alota V., Atekwana E.A., Atekwana E.A., Sauck W.A., Werkema D.D. 2009. Temporal geophysical signatures due to contaminant mass reduction. *Geophysics*, 74... – DOI:10.1190/1.3139769.
65. Cunningham A.B., Characklis W.G., Abedeen F., Crawford D. 1991. Influence of biofilm accumulation on porous-media hydrodynamics. *Environmental Science & Technology*, 25(7), 1305–1311... – DOI:10.1021/es00019a013.
66. Davis G., Barber C., Power T., Thierrin J., Patterson B., Rayner J., Wu Q. The variability and intrinsic remediation of a BTEX plume in anaerobic sulphate-rich groundwater. *Journal of Contaminant Hydrology*. 1999. – Vol. 36. – P. 265–290.
67. Davis J.W., Madsen S. 1996. Factors affecting the biodegradation of toluene in soil. *Chemosphere*, 33(1), 107–130.
68. Deceuster J., Kaufmann O. Improving the delineation of hydrocarbon-impacted soils and water through induced polarization (IP) tomographies: A field study at an industrial waste land. *Journal of Contaminant Hydrology*. 2012. – Vol. 136–137. – P. 25–42... – DOI:10.1016/j.jconhyd.2012.05.003.
69. DeRyck S.M., Redman J.D., Annan A.P. 1993. Geophysical monitoring of controlled kerosene spill. In: *Proceedings of the Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems (SAGEEP)*, San Diego. – P. 5–19.

70. Eizenhut E. Gesteinsabhängigkeit bei Auswirkung von Olunfalten // *GesundheitsIngenieur*. 1969. – Vol. 90. – No. 2. – P. 49–51.
71. Fahy A., McGenity T.J., Timmis K.N., Ball A.S. Heterogeneous aerobic benzene-degrading communities in oxygen-depleted groundwaters. *FEMS Microbiology Ecology*. 2006. – Vol. 58. – P. 260–270.
72. Fiori A., Benedetto A., Romanelli M. Application of the effective medium approximation for determining water contents through GPR in coarse-grained soil materials. *Geophysical Research Letters*. 2005. – Vol. 32(9):9404.
73. Flores Orozco A., Ciampi P., Katona T., Censini M., Papini M., Deidda G.P., Cassiani G. 2021. Delineation of hydrocarbon contaminants with multi-frequency complex conductivity imaging. *Science of the Total Environment*, 768, 144997... – DOI:10.1016/j.scitotenv.2021.144997.
74. Flores Orozco A., Kemna A., Oberdörster C., Zschornack L., Leven C., Dietrich P., Weiss H. 2012. Delineation of subsurface hydrocarbon contamination at a former hydrogenation plant using spectral induced polarization imaging. *Journal of Contaminant Hydrology*, 136–137, 131–144... – DOI:10.1016/j.jconhyd.2012.06.001.
75. Flores Orozco A., Micić V., Bucker M., Gallistl J., Hofmann T., Nguyen F. 2019. Complex-conductivity monitoring to delineate aquifer pore clogging during nanoparticles injection. *Geophysical Journal International*, 218(3), 1838–1852.
76. Fried I.I. *Groundwater pollution: theory, methodology, modeling and practical rules*. Oxford – New York, 1975. 330 p.
77. Garg S., Newell C.J., Kulkarni P.R., King D.C., Adamson D.T., Renno M.I., Sale T. Overview of natural source zone depletion: Processes, controlling factors, and composition change. *Ground Water Monitoring & Remediation*. 2017. – Vol. 37. – P. 62–81.
78. Giampaolo V., Rizzo E., Titov K., Konosavsky P., Laletina D., Mainault A., Lapenna V. *Self-potential monitoring of a crude oil-contaminated site (Trecate, Italy)*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
79. Greene E.A., Kay J.G., Jaber K., Stehmeier L.G., Voordouw G. Composition of soil microbial communities enriched on a mixture of aromatic hydrocarbons. *Applied and Environmental Microbiology*. 2000. – Vol. 66. – P. 5282–5289.
80. Griebler C., Lueders T. Microbial biodiversity in groundwater ecosystems. *Freshwater Biology*. 2009. – Vol. 54. – P. 649–677... – DOI:10.1111/j.1365-2427.2008.02013.x.
81. Haagh M.E.J., Schilderink N., Duits M.H.G., Siretanu I., Krawiec P., Collins I.R., Mugele F. Aging brine-dependent deposition of crude oil components onto mica substrates, and its consequences for wettability. *Fuel*. 2020. – Vol. 274. 117856.

82. Haskel N.A. The dispersion of surface waves on multilayered media. *Bulletin of the Seismological Society of America*. 1953. – Vol. 43. – No. 1. – P. 17–34.
83. Heenan J., Porter A., Ntarlagiannis D., Young L.Y., Werkema D.D., Slater L.D. 2013. Sensitivity of the spectral induced polarization method to microbial enhanced oil recovery processes. *Geophysics*, 78(5), E261–E269.
84. Hiebert F.K., Bennett P.C. 1992. Microbial control of silicate weathering in organic-rich ground water. *Science*, 258(5080), 278–281... – DOI:10.1126/science.258.5080.278.
85. Hou X.D. Study on fast determination of water, oil and salt content in soil using GPR[D]. Ocean University of China, 2008. – P. 20–30.
86. Inazaki T. Relationship Between S-Wave Velocities and Geotechnical Properties of Alluvial Sediments. *SAGEEP2006: 19th Annual Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems*, 2006.
87. Irianni-Renno M., Akhbari D., Olson M.R., Byrne A.P., Lefèvre E., Zimbron J., Lyverse M., Sale T.C., De Long S.K. Comparison of bacterial and archaeal communities in depth-resolved zones in an LNAPL body. *Applied Microbiology and Biotechnology*. 2015. – Vol. 100. – P. 3347–3360.
88. Johansson S., Fiandaca G., Dahlin T. Influence of non-aqueous phase liquid configuration on induced polarization parameters: Conceptual models applied to a time-domain field case study. *Journal of Applied Geophysics*. 2015. – Vol. 123. – P. 295–309... – DOI:10.1016/j.jappgeo.2015.08.010.
89. Kazmi D., Qasim S., Fahad I., Siddiqui, Azhar S. Exploring the Relationship between Moisture Content and Electrical Resistivity for Sandy and Silty Soils. 2016. – P. 33–35.
90. Kulkarni P.R., Newell C.J., King D.C., Molofsky L.J., Garg S. Application of Four Measurement Techniques to Understand Natural Source Zone Depletion Processes at an LNAPL Site. *Ground Water Monitoring & Remediation*. 2020. – Vol. 40. – P. 75–88.
91. Linde N., Jougnot D., Revil A., Matthai S.K., Renard D., Doussan C. Streaming current generation in two-phase flow conditions. *Geophysical Research Letters*. 2007. – Vol. 34. L03306... – DOI:10.1029/2006GL028878.
92. Malovichko A., Malovichko D., Shylakov D., Butirin P., Anderson N. Estimation of near-surface shear-wave velocities by SASW method in Southeast Missouri. *Proceedings of the 3rd International Conference on Applied Geophysics*, Orlando, FL, December 8–12, 2003. – P. 11–21.
93. Maurya P.K., Balbarini N., Møller I., Rønde V., Christiansen A.V., Bjerg P.L., Auker E., Fiandaca G. Subsurface imaging of water electrical conductivity, hydraulic permeability and lithology at contaminated sites by induced polarization. *Geophysical Journal International*. 2018. – Vol. 213(2). – P. 770–785... – DOI:10.1093/gji/ggy018.
94. McMahon P.B., Chapelle F.H. 1991. Microbial production of organic acids in aquitard sediments and its role in aquifer geochemistry. *Nature*, 349, 233–235... – DOI:10.1038/349233a0.

95. Mellage A., Smeaton Ch., Furman A., Atekwana E., Rezanezhad F., Van Cappellen Ph. 2018. Linking spectral induced polarization (SIP) and subsurface microbial processes: Results from sand column incubation experiments. *Environmental Science & Technology*, 52... – DOI:10.1021/acs.est.7b04420.
96. MODFLOW-2000, The U.S. Geological Survey modular ground-water model – User guide to modularization concepts and the ground-water flow process / A. W. Harbaugh et al. – Reston, Virginia: U.S. Geological Survey, 2000. – 121 p.
97. Nabiallah Ahmadi. A Correlation between the Effect of Homogenous and Non-Homogenous Oil Contamination Dispersions on the Ultimate Load-Bearing Capacity of Pile Foundations Buried in Silty Sand. *Annals of the Romanian Society for Cell Biology*. 2021. – Vol. 25(6). – P. 3571–3584.
98. Naudet V., Gourry J.C., Girard F., Mathieu F., Saada A. 2014. 3D electrical resistivity tomography to locate DNAPL contamination around a housing estate. *Near Surface Geophysics*, 12(3), 351–360.
99. Naudet V., Revil A., Bottero J.-Y., Bégassat P. 2003. Relationship between self-potential (SP) signals and redox conditions in contaminated groundwater. *Geophysical Research Letters*, 30(21), 2091... – DOI:10.1029/2003GL018096.
100. Ntarlagiannis D., Williams K.H., Slater L., Hubbard S. 2005a. The low frequency electrical response to microbially induced sulfide precipitation. *Journal of Geophysical Research*, 110, G02009... – DOI:10.1029/2005JG000024.
101. Ntarlagiannis D., Yee N., Slater L. 2005b. On the low frequency induced polarization of bacterial cells in sands. *Geophysical Research Letters*, 32, L24402... – DOI:10.1029/2005GL024751.
102. Park C.B., Miller R.D., Miura H. Optimum field parameters of an MASW survey. SEG-J, Tokyo, May 22–23, 2002. URL: <http://www.masw.com/files/PAR02-03.pdf>.
103. Park C.B., Xia J., Miller R.D. Imaging dispersion curves of surface waves on multichannel record. 68th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, 1998. – P. 1377–1380.
104. Revil A., Cathles L. Permeability of shaly sands. *Water Resources Research*. 1999. – Vol. 35. – P. 651–662... – DOI:10.1029/98WR02700.
105. Revil A., Glover P.W.J. 1998. Nature of surface electrical conductivity in natural sands, sandstones, and clays. *Geophysical Research Letters*, 25(5), 691–694.
106. Revil A., Jardani A. *The Self-Potential Method: Theory and Applications in Environmental Geosciences*. Cambridge University Press, Cambridge, 2013.

107. Rosenberry D.O., Glaser P.H., Siegel D.I. The hydrology of northern peatlands as affected by biogenic gas: Current developments and research needs. *Hydrological Processes*. 2006. – Vol. 20. – P. 3601–3610.
108. Ryazantsev P.A., Nilova M.V., Belokhvostik D.M. Monitoring migracii nefteprodukta v laboratornyh usloviyah s ispol'zovaniem metodiki elektrotomografii. *Geoecology, Engineering Geology, Hydrogeology, Geocryology*. 2017. – No. 6. – P. 83–94.
109. Sauck W.A. 2000. A model for the resistivity structure of LNAPL plumes and their environs in sandy sediments. *Journal of Applied Geophysics*, 44(2–3), 151–165.
110. Sauck W.A., Atekwana E.A., Nash M.S. 1998. High conductivities associated with an LNAPL plume imaged by integrated geophysical techniques. *Journal of Environmental & Engineering Geophysics*, 2, 203–212.
111. Schmutz M., Revil A., Vaudelet P., Batzle M., Femenía Viñao P., Werkema D. Influence of oil saturation upon spectral induced polarization of oil bearing sands. *Geophysical Journal International*. 2010. – Vol. 183. – P. 211–224.
112. Schmutz M., Revil A., Vaudelet P., Batzle M., Viñao P.F., Werkema. Influence of oil saturation upon spectral induced polarization of oil-bearing sands. *Geophysical Journal International*. 2010. – Vol. 183(1). – P. 211–224.
113. Schwartz N., Huisman J.A., Furman A. The effect of NAPL on the electrical properties of unsaturated porous media. *Geophysical Journal International*. 2012. – Vol. 188(3). – P. 1007–1011.
114. Sentenac P., Montinaro A., Kulesa B. 2009. Diesel transport monitoring in simulated unconfined aquifers using miniature resistivity arrays. *Environmental Earth Sciences*, 61(1), 107–114... – DOI:10.1007/s12665-009-0325-9.
115. Shao S., Gao C., Guo X. et al. Mapping the contaminant plume of an abandoned hydrocarbon disposal site with geophysical and geochemical methods, Jiangsu, China. *Environmental Science and Pollution Research*. 2019. – Vol. 26. – P. 24645–24657... – DOI:10.1007/s11356-019-05780-0.
116. Stokoe K.H. II, Rix G.J., Nazarian S. In situ seismic testing with surface waves. *Proceedings of the 12th International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering*, Rio de Janeiro, 1989. – P. 331–334.
117. Stokoe K.H., Wright G.W., James A.B., Jose M.R. Characterization of geotechnical sites by SASW method. *Geophysical Characterization of Sites ISSMFE Technical Committee #10*. Ed. R.D. Woods. Oxford Publishers, New Delhi, 1999.
118. Tezkan B., Georgescu P., Fauzi U. 2005. A radiomagnetotelluric survey on an oil-contaminated area near the Brazi Refinery, Romania. *Geophysical Prospecting*, 53, 311–323.

119. Thomson W.T. Transmission of elastic waves through a stratified solid. *Journal of Applied Physics*. 1950. – Vol. 21. – P. 89–93.
120. Thornton E., Guza R.T. Transformation of wave height distribution. *Journal of Geophysical Research*. 1983. – Vol. 88. C10. – P. 5925–5938.
121. Titov K., Kemna A., Tarasov A. et al. Induced Polarization of Unsaturated Sands Determined through Time Domain Measurements. *Vadose Zone Journal*. 2004. – Vol. 3(4). – P. 1160–1168... – DOI:10.2136/vzj2004.1160.
122. Totsche K.U., Kogel-Knabner I., Haas B., Scheibke R., Geisen S. 2003. Evidence for preferential flow and ageing of NAPL and NAPL borne contaminants in the unsaturated soil zone of a creosote contaminated site: a field study. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science*, 166, 102–110.
123. Vandevivere P., Baveye P. 1992. Effect of bacterial extracellular polymers on the saturated hydraulic conductivity of sand columns. *Applied and Environmental Microbiology*, 58(5), 1690–1698.
124. Visual MODFLOW 2011.1 User's Manual. – Waterloo Hydrogeologic, 2015. – 713 p.
125. WANG Ying-ying, GUO Xiu-jun, SHAO Shuai, LIU Qian. Abnormal features analysis and status evaluation for oil contaminated site in capillary zone based on ground penetrating radar [J]. *Progress in Geophysics*. 2018. – Vol. 33(5). – P. 2172–2180... – DOI:10.6038/pg2018BB0365.
126. Werkema D.D., Atekwana E.A., Endres A.L., Sauck W.A., Cassidy D.P. 2003. Investigating the geoelectrical response of hydrocarbon contamination undergoing biodegradation. *Geophysical Research Letters*, 30, 1647... – DOI:10.1029/2003GL017346.
127. Williams K.H., Ntarlagiannis D., Slater L.D., Dohnalkova A., Hubbard S.S., Banfield J.F. Geophysical imaging of stimulated microbial biomineralization. *Environmental Science & Technology*. 2005. – Vol. 39(19). – P. 7592–7600... – DOI:10.1021/es0504035.
128. Yadav B.K., Mathur S., Siebel M.A. 2009. Soil moisture flow modeling with water uptake by plants (wheat) under varying soil and moisture conditions. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering*, 135(3), 375–381.
129. Zeman N.R., Renno M.I., Olson M.R., Wilson L.P., Sale T.C., De Long S.K. Temperature impacts on anaerobic biotransformation of LNAPL and concurrent shifts in microbial community structure. *Biogeochemistry*. 2014. – Vol. 25. – P. 569–585.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт о внедрении результатов диссертации в деятельность ООО
«Технотерра»

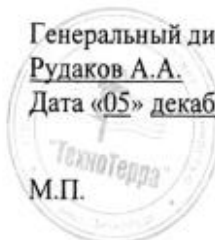
Утверждаю

Генеральный директор ООО «Технотерра»

Рудаков А.А.

Дата «05» декабря 2022 г.

М.П.



АКТ

о внедрении результатов
кандидатской диссертации
МИНГАЛЕВОЙ ТАТЬЯНЫ АНДРЕЕВНЫ
по научной специальности 1.6.9 Геофизика

Рабочая комиссия в составе:

Председатель ген. директор Рудаков А.А.;

Члены комиссии: исполнительный директор Решетов В.В., зам. ген. директора
Лежнин С.А., начальник геологического отдела Жуковская А.С.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему
«Комплексирование методов малоглубинной геофизики для выявления
участков загрязнения грунтов нефтепродуктами на территориях
нефтехранилищ», представленной на соискание ученой степени кандидата
наук, использованы при проведении комплексных инженерных изысканий
компанией ООО «Технотерра» при разработке объектов нефтехранилищ,
загрязненных нефтепродуктами, в виде:

- экспериментальных данных по исследованию;
- методик расчета и моделирования;
- использования RGB-синтеза данных для оконтуривания зон нефтезагрязнения;
- использования физико-геологической модели для предварительной оценки распространения нефтепродуктов;
- рекомендаций.

По результатам совместных разработок получен 1 патент.

Использование указанных результатов позволяет:

- повысить качество предоставляемых услуг;

- сократить затраты на проведение работ;
- повысить производительность труда при проведении комплексных инженерных изысканий на объектах разливов нефтепродуктов.

Результаты внедрялись при выполнении НИР и ОКР по темам:

1. Комплексирование методов малоглубинной геофизики для выявления участков загрязнения грунтов нефтепродуктами на территориях нефтехранилищ.

Председатель комиссии

Ген. директор


Подпись

Рудаков А.А.
ФИО

Члены комиссии:

Исполнительный
директор


Подпись

Решетов В.В.
ФИО

Зам. ген. директора


Подпись

Лежнин С.А.
ФИО

Начальник
геол. отдела


Подпись

Жуковская А.С.
ФИО

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ		RU2021616804
		
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ		
Номер регистрации (свидетельства): 2021616804 Дата регистрации: 27.04.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021615994 23.04.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 27.04.2021 Бюл. № 5 Контактные реквизиты: нет	Автор(ы): Григорьев Георгий Константинович (RU), Мингалева Татьяна Андреевна (RU), Сенчина Наталия Петровна (RU) Правообладатель(и): федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)	
Название программы для ЭВМ: RGB-СИНТЕЗ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ		
Реферат: Программа предназначена для автоматизации процессов комплексной интерпретации несейсмических методов. Программа может использоваться в учебном процессе для профиля подготовки «21.05.03 Технология геологической разведки». Программа позволяет произвести классификацию геофизических данных по трем различным параметрам. Каждому параметру соответствует свой цветовой индикатор (красный, синий и зелёный). На выходе получается изображение, на котором наглядно выделяются области с различными физическими свойствами.		
Язык программирования:	Python	
Объем программы для ЭВМ:	9,57 КБ	