

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»**

На правах рукописи

ПЕТРЕНКО ЕЛЕНА НИКОЛАЕВНА

**Комплексная экологическая система оценки и ликвидации
техногенных залежей углеводородов**

Специальность: 1.5.15 Экология

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Чертес Константин Львович

Самара – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	12
1.1 Причины возникновения и жизненный цикл техногенных залежей	13
1.2 Особенности миграции загрязнений в сопряженные фрагменты природной среды ..	15
1.3 Типизация ТЗУ в зависимости от природных и техногенных факторов.....	18
1.4 ТЗУ как бинарные природно-техногенные системы и анализ критериев их оценки..	19
1.5 Существующие инструменты моделирования поведения залежей. Статическое и динамическое моделирование	23
1.5.1 Методы визуализации.....	24
1.5.2 Численное моделирование	24
1.5.3 Динамическое моделирование	26
1.6 Анализ существующих подходов к обращению с залежами. Пассивные и активные методы защиты окружающей среды от нефтяных загрязнений.	27
ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	31
2.1 Теоретические положения работы	31
2.2 Методическое обеспечение. Объекты и методы исследований	32
2.3 Методическое обеспечение. Исследования техногенной залежи углеводородов в Самарской области	43
2.4 Численное и цифровое моделирование	50
Выводы к Главе 2	53
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	54
3.1 Проведение исследований состояния ТЗУ и компонентов окружающей природной среды.....	54
3.2 Статистическая обработка.....	59
3.3 Моделирование состояния техногенных залежей	62
3.3.1 Результаты моделирования в программном комплексе Surfer	64
3.3.2 Результаты моделирования в программном комплексе Petrel.....	65
3.3.3 Инерционно-колебательная модель ТЗУ	70
3.4 Ресурсно-экологический подход к техногенной залежи углеводородов.....	73
Выводы к Главе 3.	78

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	
.....	80
4.1 Ликвидация ТЗУ и восстановление нарушенной природной среды.....	80
4.1.1 Ресурсный этап ликвидации ТЗУ	80
4.1.2 Восстановительный этап ликвидации залежи.....	81
4.2 Исследования методов очистки загрязнённой геосреды при ликвидации ТЗУ.....	83
4.2.1 Лабораторные исследования реагентной обработки	83
4.2.2 Полупромышленные исследования реагентной обработки.....	84
4.3 Система установления эколого-технического соответствия метода ликвидации выделенному типу техногенной залежи.....	88
4.4 Технологии ликвидации ТЗУ	91
Выводы к Главе 4.	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	113

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ГТС – гидротехнические сооружения

ИКС – инерционно-колебательная система

НП – нефтепродукты

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НСВ – нефтесодержащие сточные воды

НСО – нефтесодержащие отходы

ОНВОС – объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду

ОНЭВ – объекты накопленного вреда окружающей среде

ОС – окружающая среда

ООС – охрана окружающей среды

ПАУ – полициклические ароматические углеводороды

ПО – программное обеспечение

ПТС – природно-техногенная система

СВ – сточные воды

ТЗУ – техногенная залежь углеводородов

УВ – углеводороды

УГВ – уровень грунтовых вод

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Деятельность предприятий нефтяного комплекса сопровождается технологическими потерями нефти и нефтепродуктов. Утечки углеводородов из резервуарных парков, установок, трубопроводных коммуникаций аккумулируются в геологической среде над водоупорным слоем или на поверхности подземных вод. При этом в породах зоны аэрации, образуются техногенные залежи углеводородов (ТЗУ). Залежь, являющаяся объектом негативного воздействия на окружающую среду (ОНВОС), и компоненты среды в зоне её влияния формируют природно-техногенную систему (ПТС).

Область негативного влияния некоторых ТЗУ включает миллионы кубометров грунтов, подземных и поверхностных вод. Под действием биотических и абиотических факторов среды ТЗУ трансформируются и перемещаются по законам движения подземных вод или совместно с ними, в случае залегания на их поверхности. При этом наблюдается трансфер негативного воздействия на все компоненты окружающей среды: почвы, породы зоны аэрации, подземные и поверхностные воды, ландшафты. В зону воздействия ТЗУ также могут входить водозаборы, подземные части сооружений, ряд других объектов гражданской и промышленной инфраструктуры. Отдельные, не имеющие или потерявшие собственника ТЗУ, приобретают статус объектов накопленного вреда окружающей среде (ОНЭВ).

Исследования ОНВОС ограничены возможностями традиционных методов оценки их состояния. К таким методам относят, например, трудоемкие и длительные во времени инженерные изыскания [1-2]. Изыскания способствуют определению состояния ТЗУ в дискретный момент времени и не позволяют спрогнозировать поведение ОНВОС на долгосрочную перспективу.

Как правило, природоохранная деятельность на территориях, нарушенных ТЗУ, ограничивается мониторингом и в случае обнаружения значительного объема токсикантов – откачкой свободно распределенных углеводородов [3–7]. В отдельных случаях производят экскавацию верхних горизонтов нефтезагрязненного грунта с его последующей химической очисткой или биодеструкцией. При формировании ТЗУ на глубинах, превышающих технические возможности землеройной техники, обращение с нефтезагрязненной геосредой ограничено консервативными методами инженерной защиты, такими как горизонтальное экранирование поверхности, создание вертикальных противofiltrационных завес, дренаж или водоотвод [8]. Радикальной ликвидации ОНВОС, при этом, не происходит.

Таким образом, актуальной задачей является разработка комплексной экологической системы оценки ТЗУ, моделирование динамики поведения для последующего создания технологий их ликвидации с восстановлением окружающей среды.

Степень разработанности темы исследования.

Значительный вклад в развитие методов исследования и ликвидации ОНВОС, сформированных утечками токсичных химических соединений, в том числе углеводородной природы, внесли отечественные ученые: Ахмадова Х.Х., Богданович А.М., Бочаров В.Л., Васнев И.И., Велин А.С., Гайрабеков У.Т., Идрисова Э.У., Исмаилов Н.М., Керимов С.В., Куранов П.Н., Подъячев А.А., Расторгуев А.В., Редина М.М., Сафаров А.М., Середин В.В., Синькова Е.А., Такаева М.А., Тупицына О.В., Хаустов А.П., Ягафарова Г.Г., и зарубежные исследователи Aziz A. S., Chen H.H., Meng X.S., Sadhukhan S.K., Tao S.Y., Wu M.M., Yue X. и др.

В большинстве случаев оценку нарушенных ПТС, в том числе сформированных в результате утечек, проводят в соответствии с действующими стандартами на проведение инженерных изысканий. Между тем, фиксированный сводами правил объём исследований является недостаточным для комплексной оценки загрязнённой среды и прогноза её состояния.

После обнаружения техногенной залежи и сбора сведений о её состоянии применяют инструменты моделирования. Конечной целью их применения является оценка ПТС, позволяющая составить прогноз её изменения и разработать мероприятия по обращению с ней.

В настоящее время не существует единого общепринятого метода моделирования, а подходы к прогнозированию условно можно разделить на два типа:

- построение геофильтрационных моделей применительно к месторождениям подземных вод;
- геофизическое моделирование традиционных месторождений нефти и газа [9].

Моделирование, как правило, осуществляется на основе критериальной оценки состояния ТЗУ. В численные выражения критериев включают наборы параметров, формируемых в виде баз данных. При этом, параметры оценки ТЗУ применительно к последующему моделированию их состояния отсутствуют. Кроме того, для моделирования требуется создание нового программного обеспечения или адаптация существующего в смежных отраслях путем создания баз данных, основанных на новой критериальной оценке ТЗУ. Новые критерии оценки могут быть обобщены в геометрическую, технологическую, геоэкологическую, ресурсно-экономическую и, учитывая волновой характер поведения ТЗУ - инерционно-колебательную группы.

Большинство методов ликвидации источников негативного воздействия и восстановления природной среды распространяются на приповерхностную часть геологической среды или на поверхностные водные объекты и не предназначены для объектов негативного воздействия, расположенных на значительной глубине. Осложняющим фактором большинства рассматриваемых природно-техногенных систем является наличие действующих производственных площадок на территории, под которой залегает углеводородная залежь. Это делает невозможным применение известных методов восстановления окружающей среды и определяет необходимость разработки технологий с высокой эффективностью и минимально необходимой площадью, занимаемой оборудованием для очистки.

Объект исследования: комплексная экологическая система оценки и ликвидации техногенных залежей углеводородов.

Предмет исследования: комплексная экологическая система оценки техногенных залежей углеводородов, как природно-техногенных систем, включающих территорию с ландшафтными, геологическими, фильтрационными и гидро- и гидрогеологическими особенностями, геосреду-коллектор со свободными и защемленными в порах пород углеводородами, сеть наблюдательных и эксплуатационных скважин и дрен, а также технологии ликвидации ТЗУ с использованием сочетания активных и пассивных методов очистки.

Целью настоящей работы является создание комплексной системы оценки и технологий восстановления ПТС, вмещающих техногенные залежи углеводородов, с использованием пассивных и активных методов воздействия на нарушенные компоненты окружающей среды.

Задачи работы:

1. Анализ существующих методов оценки состояния техногенных залежей углеводородов и мероприятий по восстановлению территорий, подверженных их негативному влиянию.

2. Разработка комплексной системы оценки техногенной залежи углеводородов, элемента ПТС и объекта негативного воздействия на окружающую среду, обладающего ресурсным потенциалом.

3. Численное и графическое моделирование залежей, как сложным динамических систем.

4. Создание технологий восстановления территорий, нарушенных техногенными залежами с использованием пассивных и активных методов защиты окружающей среды.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Разработана комплексная система оценки состояния природно-техногенных систем, вмещающих техногенные залежи углеводородов, на основе предложенных критериев, обобщенных в геометрическую, технологическую, геоэкологическую, ресурсно-экономическую и инерционно-колебательную группы.

2. Впервые с целью оценки техногенных залежей углеводородов и прогнозирования динамики их распространения адаптированы к использованию методы трехмерного цифрового моделирования с интерпретацией техногенной залежи углеводородов как многокомпонентной системы вынужденных гармонических колебаний.

3. Изучены зависимости эффекта очистки компонентов геосреды от углеводородов при помощи высоконапорной подачи рабочих растворов на основе флокулянтов и карбонизированной воды.

4. Научно обоснованы принципы выбора защитных сооружений с определенными конструктивно-технологическими особенностями в зависимости от ландшафтно-геологических свойств фрагментов природной среды, нарушенной залежами.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. При помощи предложенной комплексной системы оценки природно-техногенных систем, вмещающих техногенные залежи углеводородов, установлено состояние крупного техногенного месторождения и выполнен прогноз его движения.

2. Адаптированные методы трехмерного цифрового моделирования позволяют многократно сократить объем мониторинговых исследований, а также определить технологию и последовательность ликвидационных и восстановительных работ.

3. Интерпретация техногенной залежи углеводородов как многокомпонентной системы вынужденных гармонических колебаний, позволила установить соответствие между типом и конструктивными особенностями сооружений активной и пассивной защиты и свойствами фрагментов залежи.

4. Изученные зависимости эффекта очистки окружающей среды от углеводородов с использованием сочетания методов флокуляции и высоконапорной промывки позволили разработать технологии восстановления территорий в зоне влияния залежей углеводородов.

Методология и методы исследований. В настоящей работе применен метод системного анализа данных на основе как существующих параметров оценки залежей углеводородов, так и предлагаемых: эффективный радиус залежи, амплитуда, частота, фаза и период колебаний в системе «залежь – область разгрузки».

В качестве инструментов оценки использованы методы статистической обработки, численного и графического моделирования.

Отбор и анализ проб грунтов, подземных и поверхностных вод, а также углеводородов залежи проводили в соответствии с актуальными и утверждёнными методиками с использованием современного оборудования аккредитованной лаборатории.

Замеры уровней водного и углеводородного слоёв в наблюдательной сети осуществляли межфазной рулеткой Solinist 122 (CSA) Interfase Meter.

Анализ колебаний уровней водоемов проводили с использованием фондовых материалов Территориального фонда геологической информации, Министерства Энергетики и ЖКХ, ПАО «РУСГИДРО» и других открытых источников с последующим сопоставлением их с результатами собственных замеров уровней поверхности залежи в скважинах и дренах.

Исследования по очистке компонентов залежей (грунты, подземные воды) от остаточных углеводородов проводили в лабораторных и полупромышленных условиях с использованием имеющегося в ФГБОУ ВО «СамГТУ» оборудования.

Для разработки цифровых и объемных моделей залежей, а также их выделенных фрагментов использовались программные продукты Petrel (Schlumberger) и Surfer (GoldenSoftware).

Положения, выносимые на защиту.

1. Новые критериально-параметрическая оценка и блок-схема исследования техногенных залежей углеводородов для последующего обращения с ними, как с источниками вторичных материальных ресурсов и объектами негативного воздействия на окружающую среду.

2. Инструмент оценки и моделирования техногенных залежей углеводородов, основанный на инерционно-колебательном подходе и использовании программных комплексов.

3. Результаты исследований очистки различных типов грунтов от углеводородов с применением реагентов и карбонизированной воды.

4. Технологии пассивной и активной защиты и восстановления окружающей среды, испытывающей негативное воздействие техногенных залежей углеводородов.

Личный вклад автора. Все выносимые на защиту результаты работы получены автором лично. Вклад автора состоит в постановке цели и задач диссертации, поиске объектов и обосновании методик исследования, непосредственном участии в проведении в полевых обследованиях, лабораторных экспериментов и полупромышленных испытаний, обобщении и верификации полученных результатов, формулировке основных научных положений, выносимых на защиту, их опубликовании и апробации на действующих производственных объектах. Часть исследований была проведена при выполнении работ

«Мониторинг состояния подземных вод на территории АО «НК НПЗ» и прилегающей территории» в рамках договора №3281818/1098Д от 25.09.2018.

Достоверность полученных результатов. Все исследования выполнены в полном объеме, с использованием современного оборудования по актуальным, утверждённым методикам, которые соответствуют цели и задачам исследования. Представленные в текстовой части научные положения, выводы и результаты основаны на фактических данных полевых, лабораторных исследований, а также фондовых данных профильных министерств. Статистический анализ и интерпретация полученных результатов проведены с использованием современных методов обработки информации и статистического анализа.

Апробация работы. Основные результаты работы доложены и обсуждены на Основные положения и результаты работы доложены и обсуждены на Научном симпозиуме «Урбоэкология. Экологические риски урбанизированных территорий» Самара-Тольятти, 2021 года, 20-й международной выставке «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» НЕФТЕГАЗ-2021, XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» Санкт-Петербург, 2021, Семинаре «Геоэкологические проблемы техногенного этапа истории Земли» 11 октября 2019г, НИУ МГСУ, 21ST International conference «Complex systems: control and modeling problems», CSCMP, 2019, Седьмом международном экологическом конгрессе (девятой международной научно-технической конференции) «Экология и безопасность жизнедеятельности промышленно-транспортных комплексов» ELPIT 2019, Международной научно-технической конференции «Инновационные подходы в решении современных проблем рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды» 2019, Ашировских чтениях, 2019, Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Химия. Экология. Урбанистика.»

Результаты проведенных исследований были внедрены в учебный процесс кафедры «Химическая технология и промышленная экология» ФГБОУ ВО «СамГТУ» в рамках реализации дисциплин «Основы геоэкологии» и «Учебная практика: проектная практика», «Практико-ориентированный проект» для направлений подготовки 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии», 20.04.01 «Техносферная безопасность».

Публикации по результатам исследований. По теме диссертации опубликовано 17 работ, в том числе 7 статей в журналах, рекомендованных ВАК, получен 1 патент на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертационная работа изложена на 122 листах машинописного текста и состоит из введения, 4 глав, заключения, списка сокращений,

библиографического списка из 170 наименований, содержит 26 рисунков, 13 таблиц и 1 приложение.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В обширном перечне видов нарушенных ПТС техногенные залежи занимают отдельное место. Это вызвано широким набором особенностей ТЗУ, к которым можно отнести:

- значительные площадные размеры, глубину проникновения загрязнений в геосреду и радиусы влияния на ненарушенные территории;
- одновременное наличие признаков источника вторичных материальных ресурсов (ВМР) и объекта накопленного экологического вреда (ОНЭВ);
- постоянное изменение геометрии ТЗУ, вызванной колебаниями воды области разгрузки загрязнений в паводок;
- затруднения в ликвидации без нарушения сплошности геосреды.

Иными словами, залежь представляет собой сложную многопараметрическую природно-техногенную систему (ПТС), поведение которой сопровождается колебательными процессами.

Не существует одинаковых залежей. Каждая из них различается структурными и фильтрационными характеристиками грунтов, вмещающих продукт, химическим составом самого продукта, а также ландшафтными и техногенными особенностями территории, влияющими на связь залежи с областью разгрузки. К таким особенностям относят расположение залежей в пойме, на водоразделе, наличием террасно-склоновых проявлений, типом и порядком водотока, наличием водозаборов.

Обоснование выбора направления обращения с залежами требует анализа существующих воззрений на их генезис, структуру, состав, а также анализа известных подходов к оценке состояния и методам обезвреживания. В частности, необходимо рассмотреть следующие положения:

1. Установление причин формирования залежей; Анализ их жизненного цикла от начала утечек до потенциальной ликвидации;
2. Типизация залежей в зависимости от природных и техногенных особенностей среды, их вмещающих;
3. Бинарный подход к обращению с залежами. Существующие воззрения на залежи, как объекты вторичных материальных ресурсов и объекты негативного воздействия на окружающую среду;
4. Анализ особенностей миграции загрязнений в сопряженные компоненты природной среды;

5. Существующие инструменты моделирования поведения залежей. Статическое и динамическое моделирование;

6. Анализ существующих подходов к обращению с залежами. Пассивные и активные методы защиты окружающей среды от нефтяных загрязнений.

1.1 Причины возникновения и жизненный цикл техногенных залежей

Техногенные залежи углеводородов под площадками предприятий нефтяного комплекса встречаются на территории многих регионов Российской Федерации [4, 6-8, 10-13, 15-18]. Места их расположения приурочены к заброшенным, выведенным из эксплуатации, а также действующим предприятиям по добыче, подготовке, переработке, хранению, транспортировке, реализации нефти, и продуктов на её основе.

Потенциал формирования и пути генезиса ТЗУ имеют прямую зависимость от степени технологического развития и типа источников их поступления, объёмов единовременного хранения сырья и продукции, уровня контроля за технологическими сетями и оборудованием, а также соблюдения природоохранных норм.

Автором обнаружены сведения о залежах углеводородов техногенного происхождения под многими нефтеперерабатывающими заводами [6, 8, 11, 16-19], крупными нефтебазами [3-4, 20] предприятиями органического синтеза и нефтехимии [12]. ТЗУ встречаются в странах бывшего СССР [7] и в мире в целом [15, 21]. Кроме того, существуют залежи авиационного топлива под площадками аэродромов [23-24].

Важно отметить, что зачастую обнаружение залежей происходит в результате обнаружения нефтепроявлений на дневной поверхности грунтов, подземных и поверхностных вод. Одним из примеров чрезвычайной ситуации под воздействием объекта исследования является накопление легких газообразных углеводородов в подземных этажах зданий п. Русские Липяги и Чувашские Липяги. По результатам проведенной государственной экологической экспертизы [25] в 1991 г. город Новокуйбышевск был признан зоной чрезвычайной экологической ситуации. Данный факт, делает актуальным рассмотрение не только существующих залежей, но и потенциальных источников продуцирования ТЗУ.

Анализ реестра нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации по состоянию на 29.10.2021 года [26] показал, что официально действующих предприятий 37, причем все они введены в эксплуатацию с 1934 по 2012 годы. По доступным в средствах массовой информации сведениям и реестрам действующих предприятий в России функционирует более 200 крупных нефтебаз [28-32], 2236 разрабатываемых месторождений нефти [33] и объектов подготовки нефти на них. Все указанные объекты имеют значительный потенциал к формированию ТЗУ. Кроме того, источниками

углеводородного загрязнения являются многочисленные перегрузочные пункты [28-32], тысячи километров трубопроводов [34-36] предприятия нефтехимического комплекса и все объекты размещения отходов нефтяного кластера, а также неизбежные проливы на всех указанных выше объектах.

Первичное формирование техногенных залежей углеводородов происходит в результате инфильтрации углеводородов совместно с атмосферными осадками через толщу проницаемых пород зоны аэрации. При нисходящем движении поллютанты накапливаются над поверхностью водоупора и далее распространяются преимущественно в горизонтальном направлении в сторону области разгрузки – поверхностного водоисточника. Наличие поверхностных воды в зоне влияния предприятий нефтяной отрасли является распространённым и зачастую осложняющим прогнозирование фактором [9].

В случае залегания ТЗУ на поверхности подземных вод наблюдается распространение углеводородов в направлении «снизу» за счёт естественных колебаний уровня [3].

В результате одновременного выполнения сценариев образуются два максимума загрязнения по глубине:

- у дневной поверхности на ограниченной площади в местах утечек или проливов в частично деградированной и сорбированной форме;

- над уровнем линзы в результате вторичного обогащения при подъёмах уровней грунтовых вод во время паводка [3].

Таким образом, генезис природно-техногенной системы, включающей техногенную залежь углеводородов, имеет следующие особенности [6]: возможность накопления и растекания по свободной поверхности подземных вод в том числе и при ликвидации источника, а также способность к миграции с потоками водоносного горизонта.

Жизненный цикл природно-техногенных систем достаточно полно рассмотрен для объектов промышленного и гражданского строительства, полигонов размещения различных отходов, карьеров добычи строительных материалов [37–38, 39–45], и почти не рассмотрен для техногенных залежей углеводородного сырья. Ближайшими по своей сути являются работы, посвященные исследованиям состояния почв, грунтов загрязненных токсичными поллютантами [46–49], ПТС на основе нефтезагрязненных грунтов с учетом конверсии углеводородов [47–50] и анализу жизненного цикла геосистем, формируемых в результате технологических утечек сырья и продуктов промышленных предприятий. Сравнение структур жизненного цикла представлено в таблице ниже.

Таблица 1 – Сравнение структур жизненного цикла объектов-аналогов.

Нефтезагрязненные грунты с учетом конверсии углеводородов [47-50]	Новое строительство на территории бывших НПЗ [51]	Техногенная залежь углеводородов
Инсоляция	Первичное строительство	Образование утечек и проливов
Испарение	Хозяйственное использование	Растекание по поверхности (в случае пролива на поверхность) с частичным испарением (в зависимости от климатических условий)
Химическое окисление	Формирование нефтяной линзы	Аккумуляция в почвенном покрове и верхних слоях пород зоны аэрации
Биоокисление	Откачка нефтепродуктов	Деструкция в почвенном покрове, проникновение в нижние слои геологической среды
Трансформация гумусным горизонтом	Подготовка территории к новому строительству	Аккумуляция в глубинных слоях, миграция в горизонтальном направлении в сторону области разгрузки и восходящем направлении до уровня подземных вод/водоупора
	Деструкция нефтепродуктов в грунтах	Обнаружение залежи
	Вторичное строительство	Работы по откачке углеводородов
		Размещение сооружений инженерной защиты
		Очистка почв и толщи пород зоны аэрации от нефтепродуктов
		Очистка подземных вод от углеводородов
		Работы по ликвидации утративших необходимость сооружений

Известно, что все нарушенные ПТС, отличаются по своей геометрии, особенностям геосреды, ландшафта, составу ключевого загрязнителя и вспомогательных источников отрицательного воздействия на среду, а также по характерным условиям обременения.

Между тем, дифференцирование залежей по природным и техногенным отличиям в проанализированной литературе отсутствует. Данное обстоятельство затрудняет выбор обращения с ТЗУ, включая такие направления как санация, рекультивация, ликвидация или использование в качестве источника добычи вторичного материального ресурса.

1.2 Особенности миграции загрязнений в сопряженные фрагменты природной среды

Основными путями трансформации техногенных залежей в окружающей среде являются:

– изменение количественного и качественного состава углеводородной части в ходе процессов деградации под воздействием биотических и абиотических факторов окружающей среды [12, 53-55, 58];

– фильтрационные процессы и капиллярные эффекты и как следствие изменение конфигурации техногенной залежи по вертикальному и по горизонтальному профилю, а также её перемещение [4, 55-60];

– переход углеводородов в свободное и заземленное состояние в результате меняющегося гидро- и гидрогеологического режима [9, 55, 58 61–62];

Все перечисленные пути согласуются с подходом к оценке состояния техногенной залежи как состояния метастабильного равновесия между процессами трансформации и деградации нефтепродуктов во всей толще разреза [3, 53-55].

За установившееся равновесие принимают прекращение поступления нефтепродуктов на поверхность почвенного покрова после вывода предприятия из эксплуатации.

Определим особенности процессов деградации углеводородов в породах зоны аэрации. Наиболее изученными является биodeградация в почвенном и подпочвенном слое, однако, ТЗУ залегает на значительных глубинах, где количество кислорода и температурный режим ограничивают естественные процессы разложения с помощью живых организмов. Фактически процессы деградации происходят на этапе формирования залежи, в случае инфильтрации углеводородов с дневной поверхности.

Несмотря на ограниченную биodeградацию, важной чертой трансформации состава смесей углеводородов является увеличение количества смолисто-асфальтовых веществ в процессе деградации нефти [38]. Следовательно, по отношению н-алканов и циклических полициклических углеводородов в техногенном потоке можно судить о степени его «старения», что является важным фактором при установлении источников загрязнения [16].

Рассмотрим процессы перемещения залежи углеводородов в породах зоны аэрации, являющихся коллектором. Рядом исследований [16, 38, 50, 59, 63-67] доказано, что при просачивании смеси углеводородов сквозь почвенный профиль уменьшается количество лёгких компонентов, за счёт процессов испарения в ненасыщенной зоне пород. В результате нисходящей миграции происходит формирование газовой оболочки в две стадии. Первая представляет собой выход наиболее легких компонентов из жидкой фазы в воздушную оболочку зоны аэрации. На второй стадии происходит распределение газовой углеводородной составляющей за счёт процессов диффузии в горизонтальном и вертикальном направлении с уменьшением концентрации вверх по профилю. Поэтому площадь распространения жидкой фазы на поверхности подземных вод значительно меньше чем газовой составляющей [66].

Вниз по профилю ненасыщенной зоны сначала увеличивается, а затем уменьшается соотношение количества полициклических ароматических углеводородов с низким и

высоким количеством бензольных колец в структуре. Если основной составляющей поллютанта являются УВ, чей удельный вес ниже, чем у воды, то преимущественной зоной распространения будут выступать породы зоны аэрации и верхний слой подземных вод (кровля). Для загрязняющих веществ с удельным весом больше воды, свойственно распределение в подошвенной части горизонта подземных вод. Максимальное снижение содержания углеводородов происходит при переходе техногенного потока из водной среды с ламинарными условиями (подземных вод) в турбулентную среду реки [16, 56, 59, 63, 66–67].

Горизонтальная миграция углеводородов происходит по каналам фильтрации и может интенсифицироваться подземными вода, в случае залегания углеводородов на их поверхности. При наличии сильной взаимосвязи горизонтов подземных вод и поверхностных водоисточников наблюдается устойчивая корреляция динамики уровней с паводковыми и меженными явлениями в области разгрузки, особенно при наличии подпорных сооружений (водохранилищ, плотин) [68–69]. В случае отсутствия подверженности гидрологическим условиям, миграция реализуется преимущественно под воздействием гравитационных сил в зоны наименьшего сопротивления (каналы фильтрации). При подъёме уровня подземных вод наблюдается вытеснение подземного воздуха, обогащённого углеводородными компонентами на поверхность, что может значительно осложнять санитарную обстановку и способствовать формированию новых зон загрязнения. Одновременно с газообразной частью, происходит подъём уровня жидкой части смеси углеводородов и увеличение площади растекания техногенной залежи [62, 70–71, 77].

Все исследователи сходятся во мнении, что гравелистые слои геологического профиля играют роль «проводников» загрязнителя, а линзы песка наоборот способствуют адсорбции углеводородов [15]. Исследования карбонатных пород [58, 72–73] показывают, что процессы миграции в них зависят от степени трещиноватости, соответственно выветрелые породы представленные мукой практически препятствуют фильтрации. Важно, отметить, что тип пород определяет не только проводимость по углеводородам и воде, но и в зависимости от смачиваемости влияет на распределение углеводородной части в порах. Последнее определяет доступные к добыче запасы вторичного сырья и запасы, извлечение которых требует дополнительных мероприятий. Защемлённые углеводороды фактически являются источниками вторичного загрязнения компонентов окружающей среды.

Важно отметить, что на динамику движения техногенной залежи значительное влияние оказывают водозаборные скважины большой мощности за счёт образования депрессионных воронок и «подтягивания» потоков углеводородов залежи. Последствиями

такого воздействия на ТЗУ является загрязнение вод питьевых водозаборов и осложнение задач моделирования и прогнозирования состояния исследуемой ПТС [70].

На основании изучения процессов миграции ТЗУ, можно сделать вывод, что основной задачей ликвидации залежи выступает создание условий, при которых максимальное количество «защемленных» углеводородов можно перевести в свободное состояние для последующей откачки. Данное обстоятельство будет являться ключевым при разработке технологий очистки глубоких горизонтов геосреды от углеводородов или её санации.

1.3 Типизация ТЗУ в зависимости от природных и техногенных факторов

В существующей научной литературе имеется широкий набор классификаций природно-техногенных систем в общем виде [51, 75-78].

Классификациями охвачены объекты обращения с отходами, отработанные карьеры, действующие предприятия в том числе нефтяного комплекса, гидротехнические сооружения и техногенно-нарушенные территории, в целом [51, 75, 78-79].

ПТС дифференцированы по геометрическим размерам [51, 77], степени опасности для компонентов экосистем [1-2, 62, 80], условиям обременения [51, 81], по принадлежности к отрасли [81].

Как правило, отходы, объекты обращения с ними, а также территории, нарушенные этими объектами, воздействуют на верхние слои грунта до глубин в несколько метров [48, 78, 81-82].

ТЗУ отличаются от представленных выше объектов, так как охватывает горизонты геосреды глубиной в десятки, а зачастую и в сотни метров [3-4, 8-9].

В настоящей работе техногенная залежь рассматривается в качестве природно-техногенной системы.

Природными компонентами ТЗУ выступают породы зоны аэрации, подземные воды, поверхностные водоемы и водотоки. Породы в зоне влияния рассматриваемой ПТС являются коллектором, где аккумулируются и мигрируют поллютанты. Подземные воды способствуют транспорту углеводородных загрязнений, а поверхностные водоемы и водотоки выступают областями разгрузки загрязнений [9-10, 83]. Значительное влияние на характер перемещения загрязнений оказывают геоморфологические элементы: пойма, террасы, склоны, водораздельные области рельефа [6, 13, 75, 84-85]. Например, известно, что аллювиальные глины пойменных фрагментов залежи выступают в качестве областей аккумуляции загрязнений. В свою очередь террасно-склоновые фрагменты играют роль «проводников» поллютантов, способствуют миграции с подземными водами в сторону поймы и являются областями транзита. Водоразделы выступают областями

нестационарного течения подземных вод в паводковый или меженный периоды и являются зонами сноса загрязняющих веществ [75].

Техногенным компонентом рассматриваемой ПТС выступают нефтесодержащие флюиды, аккумулированные в породах зоны аэрации. Кроме того, к техногенным элементам ТЗУ относят объекты и сооружения, влияющие на формирование, перемещение залежи, а также обращение с нею в качестве ресурса и источника загрязнений: сеть скважин и дрен, в том числе снабженных насосным оборудованием.

В качестве дополнительных техногенных составляющих ТЗУ выступают водохранилища и водозаборы. Сезонные изменения уровней воды в водохранилищах оказывают влияние на характер поведения залежей, выступая в паводок в качестве элементов подпора разгрузки загрязнений, а в межень, наоборот, способствуют транспорту сквозь толщу пород. Водозаборы, в результате формирования в их зоне влияния депрессионных воронок значительно увеличивает риск «подтягивания» загрязняющих веществ к добывающим воду скважинам [85-87].

Техногенной природой обладают оборудование, установки и узлы приготовления реагентов, подачи растворов в толщу загрязненной геосреды, а также сооружения очистки сточных вод, как объекты предусмотренные для ликвидации залежи [9].

Для разработки технологий ликвидации залежи очевидным, выступает необходимость изучения взаимосвязи между выбираемым методом ликвидации залежи и её типом по геологическим, гидрогеологическим, геоморфологическим признакам, а также по наличию сооружений инженерной инфраструктуры.

Предлагаемая типизация выполнена по набору объектов исследования – техногенных залежей углеводородов Самарской области (см. материалы главы 4 настоящей работы).

1.4 ТЗУ как бинарные природно-техногенные системы и анализ критериев их оценки

До недавнего времени все виды загрязнения окружающей среды жидкими углеводородами сводились к аварийным проливам на поверхности грунтов, почв, поверхностных вод. О техногенных залежах стало известно в результате нефтепроявлений на водных объектах и почвах в зоне их расположения, что свидетельствовало о наличии чрезвычайной ситуации. Поэтому техногенные залежи в первую очередь рассматривались как объекты продуцирующие чрезвычайные ситуации и ввиду количества поллютанта как вторичные месторождения углеводородного сырья и продукта [25].

Однозначная позиция в части отнесения техногенных залежей к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду или объектам недропользования также не сформирована [5-7, 16, 27].

В основу настоящей работы положен бинарный подход к обращению с залежами [51]. ТЗУ, как вид нарушенной территории по набору характеристик можно рассматривать в качестве:

- источника вторичных материальных ресурсов (ВМР);
- объекта негативного воздействия (ОНВ) на компоненты экосистем.

ТЗУ как источник ВМР можно интерпретировать параметрами, используемыми для оценки объектов аналогов, например природных месторождений нефти.

Анализ источников показывает, что ресурсные возможности природных месторождений нефти оценивают с использованием таких параметров как нефтеносная площадь, глубина залегания продуктивного пласта, тип коллектора, величина запасов, дебит, фазовому состоянию, по групповой углеводородный состав [88-90]. Перечисленных параметров, применимых для оценки природных месторождений, явно недостаточно для последующего обоснования методов и создания технологий обращения с ТЗУ. Это вызвано различиями химического состава сырой нефти на глубинах продуктивного пласта (природные месторождения) и вторичных углеводородов (ТЗУ), образующихся из техногенных источников [9, 91-9292]. Кроме того, сама структура и условия пород зоны аэрации, в которой располагается жидкий флюид залежи, имеет отличия от устройства коллектора продуктивного пласта природного месторождения [9, 60, 91-94]. Главными отличиями выступают: приток углеводородов сверху, малая глубина залегания, литология коллектора, отсутствие техногенных инъекционных процессов, и влияние паводково-меженных колебаний области разгрузки, и их связь с подземными водами [87, 93, 95]. Важно отметить, что под инъекционными процессами понимают мероприятий по повышению пластового давления и закачки вод в пласт. Указанные меры могут быть применены на этапе ликвидации залежи в результате использования реагентных методов [13, 27]

Паводково-меженные явления в области разгрузки способствует постоянному перемещению нефтепродуктов с подземными водами и изменению конфигурации, в отличие от природных месторождений. Её изменение в вертикальном профиле подчиняется законам колебаний, инициированных гидротехническими сооружениями и зависящих от поверхностного стока с территорий водосборов этих объектов [70, 96-100]. Указанный характер поведения залежи диктует необходимость создания динамических моделей для оценки её состояния и последующего выбора метода ликвидации

В отличие от природных месторождений нефти, расположенных на глубинах в сотни и тысячи метров, ТЗУ оказывают значительно большее отрицательное влияние на породы зоны аэрации, расположенные на глубинах десятков метров, и другие компоненты ОС [3-4, 56, 87, 158]. Кроме того, в отличие от практически «статичных» месторождений, «тело» залежи подвержено постоянным подвижкам и в вертикальном, и в горизонтальном направлениях [94].

ТЗУ, как объект негативного воздействия на окружающую среду, можно с определенными допущениями сопоставить с объектами размещения нефтесодержащих отходов, участками аварийных проливов нефтепродуктов в почвы и грунты [3,10, 47-52, 59, 101]. В природоохранной литературе имеются параметры и критерии оценки состояния подобных объектов [74, 102–104]. К ним, например, относят класс опасности отходов [66], количество загрязняющих веществ в компонентах ОС [104-105], величину экологического ущерба [149], суммарный показатель загрязненности почв и воды [62]. Применительно к ТЗУ, подобные параметры и критерии нуждаются в актуализации.

В отличие от сырой нефти, содержание компонентов в залежи зависит от источника утечек. Как правило, в уже подготовленной нефти, поступившей на заводы, а также в продуктах на её основе отсутствуют сернистые соединения и подтоварные воды, воды с высокой минерализацией [107-108]. В то же время, в утечках предприятий нефтехимии, формирующих залежь, в отличие от сырой нефти, могут присутствовать продукты или полупродукты синтезов: остатки катализаторов и производных углеводородов.

По форме присутствия углеводородного флюида в коллекторе выделяют физико-химически связанные и свободные соответственно компоненты [72]. Применительно к месторождениям нефти в качестве параметра оценки целевой-предельно извлекаемой части определяются количества свободных углеводородов в динамических поровых объемах. Величина остаточных запасов сырья в природных коллекторах определяются коэффициентом структурно заземленного нефтенасыщения [58].

Кроме параметров оценки геосреды, вмещающей залежь, необходимо определить и основные характеристики поллютанта в разрезе его реологических свойств, вязкости, соотношения фракций. Это необходимо для последующей разработки технологии воздействия на вязкие формы углеводородов при обезвреживании грунта с использованием рабочих растворов на основе высокомолекулярных соединений, подаваемых в пористое горное тело [4, 109].

Известно, что подвижности углеводородного флюида различают нефти от незначительно вязких до сверхвязких со значениями величин вязкости менее 1 мПа*с и до более 30 мПа*с соответственно [110]. В работе [16] в качестве критерия оценки

преобразования углеводородов в компонентах природной среды предложено соотношение н-алканов (C8-C24) и изопренанов, рассчитанное по хроматограммам. путём определения доли i-го УВ в общей массе.

Применительно к ТЗУ требуется предложить критерий, определяющий этап жизненного цикла по степени её деградации с увеличением тяжелых фракций.

С точки зрения коммерческой ценности необходимо оценить соответствие углеводородов, составляющих залежь, нормативным требованиям. Здесь представляется целесообразным проводить оценку состояния залежи после определения источника утечек. Например, для нефтеперерабатывающих заводов полного цикла необходимо определить соответствие утечек различным видам моторных топлив [111], [112] (действующий для бензинов марки А-76 неэтилированных) [113].

Потенциал пополнения залежи за счёт утечек углеводородов в местах расположения резервуарных парков определяют в соответствии с количеством хранящихся одновременно углеводородов [114]. Общая вместимость мест хранения углеводородов определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре в соответствии с установленным номинальным объёмом. В качестве аналога предлагают использовать классификацию резервуарных парков по категории пожароопасности [114].

Технико-экономическое обоснование извлечения и выбора пути обращения с извлечёнными углеводородами предлагают производить по подобию химического состава добытых углеводородов (в том числе, просочившихся в грунт в результате утечек) и потенциальных продуктов предприятия с учётом затрат на доведение качества утерянных углеводородов до соответствующего качества [82].

В целом, ресурсные и экологические критерии, необходимые для оценки ТЗУ, как бинарной системы, идентичны своим аналогам – природным месторождениям нефти. К таким критериям можно отнести объём запасов ВМР, или количество товарных углеводородов [9, 16, 82]; глубина и абсолютные отметки залегания залежи, необходимые для оценки затрат на разработку техногенного месторождения [6, 9, 115]; соотношение свободных и зацементированных углеводородов в породах коллектора [58,88]; вязкость флюида [14, 110], коэффициент фильтрации грунтов [3, 16], периодическое изменение зеркала нефтепродуктов [3-4, 83] и другие особенности перемещения нефтесодержащих эмульсий залежи в толще геосреды.

Численные и граничные значения показателей критериально-параметрической оценки ТЗУ, предлагаемой в настоящей работе, представлены в Главе 2.

Все предприятия нефтяного кластера оказывают негативное воздействие на компоненты окружающей среды. В 2017 г. в природоохранном законодательстве появился

термин – объект накопленного экологического вреда (ОНЭВ) [116]. К ОНЭВ относят территории и акватории, на которых расположены объекты капитального строительства и объекты размещения отходов, являющиеся источником накопленного вреда окружающей среде, возникший в результате прошлой экономической и иной деятельности, обязанности по устранению которого не были выполнены либо были выполнены не в полном объеме [116-117]. В соответствии с государственным реестром объектов накопленного экологического вреда (ГРОНВОС), в качестве ОНЭВ рассматривают заброшенные объекты обращения с отходами, некоторые технологические сооружения, которые были выведены из эксплуатации, а также земли, загрязненные проливами токсичных веществ [117].

Практически все вышеперечисленные объекты располагаются на дневной поверхности или на глубинах в пределах 3-10 м от неё. В отличие от них, ТЗУ расположены в толще фильтруемых пород зоны аэрации, распространяя отрицательное воздействие на глубины до десятков и сотен метров, вплоть до отметок регионального водоупора и, в отдельных случаях, распространяясь и под ним.

Линейные и объемные размеры ТЗУ превышают размеры известных и классифицированных в научной, технической и законодательной литературе объектов в десятки и сотни раз [10, 12]. Соответственно и отрицательное влияние со стороны ТЗУ на компоненты среды распространяется на значительно большие расстояния, чем от объектов-аналогов: объектов размещения и хранения нефтесодержащих отходов. Между тем, ни в одном литературном источнике ТЗУ не рассматривается в качестве ОНЭВ. Это вызвано отсутствием подходов к оценке их состояния и путей ликвидации с разработкой новых, не нарушающих сплошность геосреды методов, пригодных к применению в границах и периферии действующих предприятий и на глубинах, недоступных землеройной технике.

Ликвидация ТЗУ не мыслима без создания критериально-параметрической базы их оценки и моделирования состояния ОНЭВ как в статических, так и в динамических условиях (см. материалы главы 2 настоящей работы). В свою очередь, оценка и моделирование требуют создания описательных характеристик залежей, в разрезе их статики и динамики.

1.5 Существующие инструменты моделирования поведения залежей.

Статическое и динамическое моделирование

Существует широкий спектр методов интерпретации сведений и визуализации природно-техногенных систем. Их можно условно разделить на несколько групп:

- Методы визуализации [1, 118-120].
- плоскостная (вертикальные разрезы, профили, карты и схемы).
- объёмная [120-122].

–Методы моделирования и численной обработки:

- Численное моделирование.
- Статическое моделирование.
- Динамическое моделирование.

1.5.1 Методы визуализации

Результатом применения метода плоскостной визуализации являются топографические планы, вертикальные разрезы и профили геологической среды, схемы и карты фактического и прогнозного состояния компонентов ПТС. Так как исследуемые природные техногенные системы имеют сложную геометрическую форму и структуру указанный метод не позволяет обеспечить целостное представление об объекте [118, 120, 122].

Более сложным и эффективным методом является объёмная визуализация с получением 3D моделей в программных комплексах. Такие модели широко применяются для различных инженерных и технологических задач. Они были использованы для оценки размеров линз углеводородов в подмассивной среде нефтеперерабатывающих заводов. В качестве программного обеспечения использовались Arc View, Arc GIS [11, 19, 123]. Благодаря анализу трехмерной модели был разработан регламент откачки нефтепродуктов техногенной залежи на переработку [11, 19].

Трансформация подходов от линейной визуализации к объёмной шла параллельно с изменением подхода к линзе от ресурсно-сырьевого к ресурсно-экологическому, на которых требуется использовать методы геоинженерной защиты.

1.5.2 Численное моделирование

Переход от графических методов оценки к численным осуществляется с использованием массива данных, описывающих состояние исследуемой природно-техногенной системы. Общий вид алгоритма численного моделирования (цикл Самарского) предусматривает ряд стадий:

- сбор и накопление первичных данных;
- разработка физической модели;
- разработка математической модели;
- алгоритмизация;
- программирование;
- вычисление по программе;
- визуализация и анализ результатов [124, 125]

Численные методы оценки природно-техногенных систем выбирают в зависимости от типа техногенного образования, массивом и типом исходных и целевых данных.

Подставленная для численного анализа информация может содержать значительное количество информации, независимых и наоборот зависимых друг от друга параметров и критериев, характеризующих объект исследования.

Методы численного моделирования используются для проектов по защите от подтопления городских и сельских территорий, выбор оптимального варианта дренирования территории, проектирования перехватывающего дренажа для различных природно-техногенных систем.

Применительно к техногенным залежам углеводородов могут быть использованы:

- метод конечных элементов, используемый для подсчета запасов природных месторождений. Обычно его используют совместно с проработкой натуральных методов маркшейдерских изысканий и трехмерной визуализации модели запасов [126, 127]. Кроме перечисленного данный метод используется для решения задач двухфазной фильтрации (обобщенная постановка в терминах «скорость-давление-насыщенность»). Его разновидностью является смешанный метод конечных элементов для переменных скоростей [128, 129];

- метод геологических блоков. Применяется для оценки состояния почв, загрязненных аварийными проливами нефтепродуктов и позволяет спрогнозировать жизненный цикл нарушенной агросистемы и предложить пути её рекультивации; [127]

- метод главных компонент (МГК-метод). [130,131] Позволяет совместно учитывать результаты разных типов исследований с использованием матриц, а также с высокой эффективностью анализировать структуру данных и находить скрытые зависимости объектов и переменных. Существует опыт применения данного метода для оценки и принятия решений о дальнейшей эксплуатации, консервации или ликвидации нефтегазовых месторождений и накопителей нефтесодержащих отходов. Результатом данного метода являются хеометрические профили [130, 131];

- блочно-центрированный балансовый метод конечных разностей (МКР) реализуемый в программном обеспечении MODFLOW. Применяется для расчетов плановой и трехмерной фильтрации [5] и учитывает миграционные показатели. На основании модельных расчетов могут быть построены прогнозные карты миграции загрязнения при потенциальных утечках закачиваемых вод в водоносные горизонты зоны активного водообмена и рассчитаны максимальные значения допустимых давлений в эксплуатируемых пластах, которые не приведут к нарушению слабопроницаемых изолирующих покрышек.

1.5.3 Динамическое моделирование

Классические методы визуализации не позволяют оценивать подвижные и постоянно изменяющиеся природно-техногенные системы, а также создавать прогнозы их поведения на будущие периоды. На помощь им приходят и численное и динамическое моделирование. Их можно считать следующим этапом после применения численных методов.

В качестве примеров можно привести следующие виды моделирования: гидрогеологическое и динамическое моделирование.

Первый вид применяется для оценки запасов месторождений и создания прогнозов гидрогеологической обстановки в системах, включающих в себя различные гидротехнические сооружения, сооружения инженерной защиты, добывающие скважины и другие объекты, влияющие на режимы поверхностных и подземных вод. Ограничениями наиболее часто используемых программных комплексов являются:

- учет в одной модели только поверхностных или только подземных водотоков, в то время как ПТС, включающая залежь углеводородов, может быть подвержена влиянию и тех и других одновременно;

- не учитывает характеристику и количество вещества, составляющего залежь (углеводороды);

- не учитывают изменяющиеся условия геологической среды (изменение фильтрации в процессе смачивания пород углеводородами, разные параметры нефтепроницаемости для грунтов разного типа и сложения).

В отношении расчетов водозаборов используют комплексный подход по методу используемого геофильтрационного расчета в сопряжении с численным гидравлическим расчетом:

- а) аналитические геофильтрационные зависимости;

- б) наиболее универсальная модель, соединяющая численные (сеточные) модели геофильтрации и гидравлики;

- в) упрощенная геофильтрационная модель, в которой скважины моделируются лишь статическими уровнями воды и удельными дебитами.

Динамическое моделирование в нефтегазовой отрасли. Направлено на создание моделей природных месторождений нефти с разными видами коллекторов и прогнозы режимов добычи с учётом применения способов интенсификации добычи нефти. Одним из видов такого программного обеспечения является Petrel (Schlumberger) и ECLIPSE((Schlumberger).

Существует опыт применения термодинамического моделирования в программе «GIBBS» и основан на алгоритме поиска минимума свободной энергии Гиббса системы [63]

Методы моделирования уже прошли апробацию на источниках продуцирования углеводных линз:

- АО ««Газпромнефть - Московский НПЗ» ТЕЕД (ЗАО «Геолинк Консалтинг»); [6]
- АО «НК НПЗ», техногенная залежь на Самотлорском месторождении – MOODFLOW (Waterloo Hydrogeologic). [98]

Создание цифровой модели техногенной углеводородной залежи позволяет решить следующие задачи:

- визуализация: создание актуального представления о состоянии техногенной залежи;
- представление оценочных запасов углеводородов;
- мониторинг миграции поллютанта;
- создание концептуальной модели для разработки мероприятий по извлечению углеводородов.

Для рассмотрения техногенных залежей углеводородов как сложных динамических природно-техногенных систем

Выходом из сложившейся ситуации служит адаптация численных методов к многокомпонентной системе вынужденных колебаний. Рабочей гипотезой и основной концепцией работы является изыскание и адаптированных сооружений как к системе вынужденных и гармонических колебаний. Только комплексное рассмотрение позволит проводить ликвидацию залежей с минимальными экологическими и экономическими издержками.

1.6 Анализ существующих подходов к обращению с залежами. Пассивные и активные методы защиты окружающей среды от нефтяных загрязнений.

Пути обращения с природно-техногенными системами, образованные загрязненными компонентами окружающей среды, можно разделить на два направления: локализация поллютанта и ликвидация сформированной залежи совместно с доведением качества нарушенных почв, грунтов, подземных и поверхностных вод до установленных нормативов.

Локализация подразумевает под собой предотвращение распространения нефтепродуктов в горизонтальной и вертикальной плоскости без изменения качественных, количественных характеристик, фазового состояния вещества, что позволяет отнести её к пассивным методам. Применительно к загрязненным углеводородами грунтам выделяют физический, физико-химические и химические методы [7, 90, 132-133].

Группа физических методов представлена преимущественно сооружениями инженерной защиты: вертикальными и горизонтальными барьерами, механическими экранами, дренажами, стенами в грунте, которые препятствуют распространению загрязняющих веществ [133-137]. Достоинствами перечисленных методов является их простота реализации и эксплуатации, предотвращение загрязнения ненарушенных компонентов окружающей среды. Среди недостатков наиболее значимыми выступают: высокие капитальные затраты в случае большой длины фронта движения залежи, нецелесообразность при глубине залегания более 8 метров, количество поллютантов остаётся неизменным или их превращения происходят медленно только за счёт интенсификации процессов биологической деградации [133, 136-137]. Ремедиацию грунтов и грунтовых вод в некоторых случаях проводят в условиях самоочищения природной среды методом самоочистки [138], однако, это требует прекращения производственной деятельности предприятия-источника на данной территории и ее вывода на длительное время (20–30 лет) из народнохозяйственного оборота.

Между тем, физико-химические методы в виде ионообменных экранов и химические методы, такие как сорбционные экраны и химическая иммобилизация, не нашли широкого распространения в условиях значительных глубины и длины контура распространения техногенных залежей, высокой стоимости [133].

На основании сказанного выше можно сделать вывод, что использование только пассивных методов применительно к техногенным залежам углеводородов весьма ограничено. Рассматриваемый вид ПТС относится к сложным динамическим системам, а значит необходимо учитывать изменение конфигурации, глубины расположения и возможности пополнения залежи и её миграции [9, 59, 85, 90].

Продолжающееся пополнение залежи углеводородами сверху определяет необходимость применения сочетания пассивных и активных методов. Активными методами называют те, которые оказывают непосредственное влияние на техногенную залежь и меняют её качественные, количественные параметры, а также фазовое распределение веществ.

В отношении загрязненных нефтепродуктами грунтов выделяю группы физических, физико-химических, химических и биологических методов. В настоящее время наиболее распространенной является первая группа [6, 67, 71, 133, 136-137].

Наиболее распространенной является экскавация загрязненных грунтов и почв. Главными достоинствами является простота выполнения и извлечение загрязненных компонентов окружающей среды. Однако в случае экскавации нарушается сплошность геологической среды, что ограничивает применение для действующих предприятий. Кроме

того, в случае использования землеройной техникой, требуется обезвреживание или утилизация извлечённых пород, глубина производства работ ограничена длиной стрелы экскаваторов, а в случае значительной площади и глубины экономически не целесообразно [133, 136-137]. Таким образом, для техногенных залежей углеводородов с глубиной залегания более 8 метров и площадью более 1 га в зоне размещения действующих промышленных объектов экскавация нерациональна.

На подавляющем большинстве ПТС, имеющих в своём составе участки, загрязненные углеводородами, применяют гидродинамические методы, относящиеся к группе физических. Их используют в качестве защиты, которая заключается в стягивании нефтяной линзы с поверхности грунтовых вод, извлечением нефтепродуктов с поверхности земли с частью подземного потока. Также к гидродинамическим способам защиты относится оборудованная система вертикального дренажа, способная стягивать нефтепродукт, который откачивается погруженными насосами на поверхность. Техническое исполнение представлено следующими вариантами: добыча только углеводородной части, двухнасосное извлечение углеводородов и воды, откачка свободных нефтепродуктов в виде водоземлюльсионной смеси с последующей очисткой [3-4, 8, 10, 90, 101, 139]. Эффективность указанных методов достаточно велика и в зависимости от исполнения позволяет реализовать ресурсный потенциал техногенной залежи. В качестве достоинств можно выделить возможность регулярной добычи содержимого залежи в том числе со значительных глубин, использование углеводородов в качестве вторичного материального ресурса (при двух насосной добыче). Недостатками являются: необходимость организации постояннодействующей сети скважин, снижение дебита по углеводородам в паводковые периоды, изменение гидродинамического режима территории, требуется очистка извлекаемых загрязненных подземных вод и/или водоземлюльсионного слоя. Ограничениями выступают фильтрационные особенности пород участка производства работ, гидрологический режим области разгрузки, влияющий на дебит эксплуатационных скважин. Главным недостатком гидродинамических методов является отсутствие возможности извлечения зацементированных в порах пород углеводородов [3-4, 8, 10, 101, 133, 136-137, 140].

Применение развивающихся в настоящее время биологических методов для залежей на значительной глубине также ограничено. Существуют разработки [4, 27], где осуществляется искусственная аэрация пород зоны аэрации и использование микроорганизмов. Недостатками всей группы биологических методов является зависимость живых организмов от условий окружающей среды, значительные временные затраты, селективность по типам углеводородов. В случае применения для залежей

большой площади так же как и для гидродинамических методов требуется организация и поддержание сети скважин.

Задачи по ликвидации залежей на значительных глубинах с присутствующими в защемлённом состоянии углеводородами в условиях сети эксплуатационных скважин могут быть решены с использованием реагентных методов [9, 109]. Достоинствами является: возможность перевода защемлённых углеводородов в свободное состояние, улучшение фильтрационных особенностей поллютанта. Недостатками выступает возможное вторичное загрязнение, необходимость эксплуатации сети скважин для закачки рабочих растворов и извлечения отработанных, установление режимов подачи и добычи водоземulsionного слоя. Возможное вторичное загрязнение нивелируется использованием малотоксичных или биоразлагаемых реагентов, а также их откачкой.

На основании вышеуказанного можно сделать вывод о том, что несмотря на наличие исследований, проектной документации и разработанных технологий [5-7, 16, 27] на сегодняшний день отсутствует единый подход к исследованию, ликвидации и обращению с природно-техногенными системами, включающими техногенные залежи. Для комплексного обращения с указанными объектами требуется использование сочетания методов пассивной и активной защиты, а также учёт ограничений каждого из них. В настоящей работе рассматривается комплексный подход, включающий создание инженерной защиты в виде дренажных сетей, гидродинамический, представленный двухнасосной добычей воды и свободных углеводородов с их последующей реализацией как ВМР, доочистка пород от защемленных нефтепродуктов с использованием высоконапорной закачки реагентов коллектор и откачкой загрязненного отработанного раствора для регенерации.

ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

2.1 Теоретические положения работы

В теоретическую основу работы положено представление о техногенных залежах углеводородов как сложных, многокомпонентных, динамических природно-техногенных системах (ПТС), подчиняющихся законам вынужденных колебаний.

В общем случае, природными элементами техногенной залежи выступают нефте- и водопроницаемые породы зоны аэрации, расположенные над первым (региональным) водоупором, а также подземные и поверхностные воды, являющиеся областями разгрузки загрязнений. Кроме того, к естественным фрагментам относят сопряженные с перечисленными выше элементы рельефа: зоны водораздела, пойменные, склоновые и террасные участки, формирующие ландшафт.

Техногенными компонентами природно-техногенной системы выступает емкостное, трубопроводное сооружения, а также установки сбора, транспорта, переработки и хранения углеводородного сырья и продуктов на его основе. Так же к техногенным компонентам залежи относят сети наблюдательных и эксплуатационных скважин, сборных дрен, промежуточных установок хранения углеводородов, извлеченных на дневную поверхность, насосное и очистное оборудование, в границах залежи, пригодное для обращения с нею. К техногенным элементам можно отнести создаваемые объекты, ускоряющие или, наоборот, замедляющие вертикальные и горизонтальные перемещения залежи: поверхностные и подземные водозаборы, дренажи, стены в грунте и иные сооружения геотехнической защиты.

Граничными условиями в настоящей работе выступили наиболее типичные виды залежей углеводородов, с позиций их генезиса, особенностей территорий, на которых они расположены, а также наличия сооружений инженерной инфраструктуры.

Так, в работе были рассмотрены следующие типы объектов:

– залежи товарных углеводородов и промежуточных продуктов их производства под площадками резервуарных парков и предприятий нефтяной отрасли;

– залежи, находящиеся в породах зоны аэрации, находятся выше граница региональных водоупоров;

– объекты расположены на территориях, где выражена область разгрузки на пути миграции углеводородов, в виде водохранилищ и водотоков 1-3 порядков;

– наличие на объектах пунктов мониторинга в виде эксплуатационных скважин и/или наблюдательных скважин с проявлениями углеводородов;

– геологическая и гидрогеологическая обстановка достаточно изучены.

Теоретической основой работы выступил набор базовых принципов:

1. Не каждая техногенная залежь может быть подвергнута ликвидации по природным, технико-экологическим и технико-экономическим условиям.

2. Не каждый метод ликвидации из существующих может быть применен для обращения с выделенной техногенной залежью.

3. Для принятия решения о применимости метода необходимо произвести оценку техногенной залежи как многокомпонентной динамической системы. При этом из всего многообразия параметров обозначены определяющие поведение залежи показатели: частота, фаза, амплитуда и фильтрационные особенности коллектора и флюида.

Априори, известно, что не существует одинаковых залежных ПТС. Их поведение и обращение с ними зависит от наборов присущих им специфических характеристик. Далее рассмотрим их подробнее.

2.2 Методическое обеспечение. Объекты и методы исследований

В настоящей работе применен метод системного анализа данных на основе как существующих параметров, так и предлагаемых: эффективные радиус и глубина залежи, емкость залежи, амплитуда, частота, фаза и период колебаний в системе «залежь – область разгрузки». В качестве инструментов оценки использованы методы статистической обработки, численного и графического моделирования.

На первом этапе работ был проведён сбор информации о техногенных залежах углеводородов в России и мире. В качестве источников информации выступили космосъемка, фондовые материалы Территориального фонда геологической информации Приволжского федерального округа, открытые данные профильных министерств, литературные источники, тома «Оценка воздействия на окружающую среду» предприятий в открытом доступе, регламенты АО «Самаранефтегаз», научные и научно-технические источники.

Объектами исследования выступили природно-техногенные системы (далее ПТС), наиболее типичными залежами углеводородов. Компонентами данных ПТС являются:

- предприятия - источники утечек углеводородов в геосреду;
- углеводородный флюид, аккумулированный в геосреде;
- геологическая среда – коллектор углеводородов;
- загрязненные нефтепродуктами подземные воды;

– сети скважин и дрен для добычи вторичных нефтепродуктов и мониторинга состояния геосреды;

– поверхностные водоисточники в качестве областей разгрузки загрязнений техногенной залежи.

Были выбраны ТЗУ возрастом от 15 до 80 лет, различающиеся по региональной принадлежности, ландшафтным особенностям расположения источнику поступления токсикантов, запасам нефтепродуктов в геосреде-коллекторе, в пределах от 0,05 до 2,0 млн т. по товарным углеводородам, глубинами расположения водоупора в диапазоне 5,0 – 100,0 м, радиусом горизонтального распространения загрязнений от 0,5 до 15,0 км.

Наиболее значимые характеристики для последующей оценки залежей, как нарушенных природно-техногенных систем, представлены в таблице 2.

При анализе таблицы можно убедиться в том, что объекты разнятся по типу и, соответственно, фильтрационным характеристикам вмещающих пород зоны аэрации, дифференцированных на песчано-; глиноподобные и карбонатные. Так же различается состав ключевого токсиканта в нефтесодержащем флюиде: от легких до тяжелых фракций, включая и содержание компонентов, участвовавших в процессах этилирования, катализа, иных технологиях химического преобразования углеводородного сырья в продукты.

Таблица 2 – Характеристики наиболее изученных техногенных залежей

Территориальная принадлежность	Ландшафтный тип	Ориентировочная емкость, тыс.т	Нэфф, м	Рэфф, км	Источник утечек	Возраст, лет	Преобладающий тип пород коллектора и Кф (см/с)	Ключевые компоненты загрязнителя	Область разгрузки
Среднее Поволжье	Пойменно-склоновый	1500±200	≤80	15,0±1,0	Рез.парк, коммуникации	70±5	Карбонатные (≤10 ⁻⁵)	Этил. бензин	Два водотока, далее вдхр.
Среднее Поволжье	Пойменно-террасный	150±30	≤50	~3,0±0,5	Рез.парк, коммуникации	80±5	Карбонатные (≤10 ⁻⁵)	Дизтопливо	Водоток, далее старица
Среднее Поволжье	Водораздельный	400±20	≤25	~5,0±1,0	Рез.парк, коммуникации, оборудование	75±5	Глинистые (≤10 ⁻⁶)	Дизтопливо, мазут	Водоток, далее вдхр.
Среднее Поволжье	Пойменно-склоновый	50±10	≤25	~0,5±0,5	Рез.парк	60±5	Суглинистые (≤10 ⁻⁷)	Хром, фенол	Вдхр.
Среднее Поволжье	Водораздельный	100±20	≤30	~1,0±0,5	Нефтешламо-накопитель	50±5	Суглинистые (≤10 ⁻⁷)	Сера	Два водотока
Среднее Поволжье	Водораздельный	50±10	≤35	~1,5±0,5	Шламовые амбары	60±5	Глинистые (≤10 ⁻⁶)	Этил.бензин, сера	Два водотока
Краснодарский край	Надпойменно-террасный	100±10	≤10	~5,0±0,5	Рез.парк, оборудование	85±5	галечно-песчаные (≥10 ⁻³)	Нафта, дизтоп.	Водоток, море
Ростовская область	Надпойменно-террасный	2±0,5	≤5	~0,5±0,1	Рез.парк, оборудование	15±5	глинисто-песчаные (≥10 ⁻⁴)	Бензин, дизтоп	Два водотока
Московская область	Надпойменно-террасный	10±2	≤15	~1,0±0,5	Рез.парк	65±5	песчано-глинистые (≥10 ⁻⁴)	Бенз., дизтоп., тяж.мет.	Водоток, далее – малое вдхр.
Московская область	Надпойменно-террасный	15±3	≤35	~1,0±0,5	Рез.парк	80±5	смешанные породы	Авиац.бенз., битум	Водоток
Саратовская область	Надпойменно-террасный	2000±200	≤15	10,0±1,0	Рез.парк, накопители	70±5	карбонатно-глинистые (≤10 ⁻⁵)	Бенз., дизтоп., мазут	Водоток, вдхр.
Республика Коми	Надпойменно-террасный	1000±100	≤50	5,0±1,0	Рез.парк, накопители, коммуникации	80±5	смешанные породы	Бенз., дизтоп.	Ручей в овраге, далее водоток
Иркутская область	Пойменно-террасный	1000±100	≤100	5,0±1,0	Рез.парк, оборудование	60±5	смешанные породы	Дизтоп.,мазут	Один водоток- вдхр.

Представленные выше характеристики легли в основу комплексной системы оценки, предлагаемой в настоящей работе и объединены в следующие группы: геометрическую, технологическую, геоэкологическую, ресурсно-экономическую и инерционно-колебательную (см. таблицу 3) [9, 106, 134-135].

Геометрическая группа определяет конфигурацию залежи и её основные размеры. Сведения о значениях указанных параметров получают путем проведения обследования с использованием методов бурения, геофизической съёмки и наблюдений за уровнем углеводородов и подземных вод в скважинах сети мониторинга.

Технологическая группа параметров позволяет выбрать рациональный тип технологии для каждого из этапов жизненного цикла техногенной залежи углеводородов. Например, тип области разгрузки подземных вод определяет необходимость включения сооружений инженерной защиты в состав работ по ликвидации залежи на этапе её локализации. Соотношение количества свободных и заземленных углеводородов накладывает ограничения на используемые активные методы воздействия на рассматриваемый объект. При наличии значительного количества углеводородов в свободной форме рационально использовать простые в обслуживании и эксплуатации гидродинамические методы - откачка нефтепродуктов. Данные методы позволяют использовать ресурсный потенциал содержащегося в залежи и одновременно снижать нагрузку на сооружения инженерной защиты и на окружающую среду в целом.

Геоэкологическая группа параметров оценивает рассматриваемую природно-техногенную систему как источник имеющегося или перспективного ущерба окружающей среде и способности природных компонентов к самовосстановлению.

Параметры и критерии ресурсно-экономической группы отражают ресурсный потенциал залежи углеводородов, как источника вторичных материальных ресурсов, а также экономическую целесообразность организации добычи нефтепродуктов из неё.

Инерционно-колебательная группа является новизной настоящей работы и позволяет описать природно-техногенную систему как подчиняющуюся законам вынужденных колебаний. Интерпретация залежи позволяет предложить рациональные режимы и места добычи углеводородного сырья.

В составленной системе оценки особое внимание уделено геометрической группе, представленной такими параметрами как эффективные глубина ($H_{эфф}$) и радиус ($R_{эфф}$) залежей, а также инерционно-колебательным параметрам: амплитуда (A), частота (f), период (T), фаза (φ), задержка (Δt) залежи и водного объекта, как элементов ПТС.

Таблица 3 – Группы критериев и параметров для оценки техногенной залежи

Характеристика	Усл. обозн.	Ед.изм	Значения (диапазон)				Примечание	
Геометрическая группа								
Эффективный радиус	R_z	км	<1	>1			Расстояние от источника утечек до наиболее удаленной точки, в которой обнаружено загрязнение	
Эффективная глубина	H_z	м	<10	>10			Определяет способ реабилитации загрязненной геосреды	
Эффективная толщина	Δ	м	<10	>10			Расстояние от зеркала залежи до поверхности регионального водоупора	
Технологическая группа								
Тип области разгрузки подземных вод	-	-	-				Определяет выбор технологии геоинженерной защиты	
Соотношение свободных и заземленных н/п	$N_{св/зщ}$	-	<1	>1			Определяет необходимость применения технологий структурно-фазового перераспределения	
Соотношение концентраций н/п в жидкой и твердой фазах	$N_{ж/тв}$	-	<1	>1				
Геоэкологическая группа								
Степень опасности геосреды	Z	-	10	100	1000	10000	Определяет токсичность жидкого флюида и степень загрязнённости грунтов	
Категория защищенности подземных вод	$U_{зпв}$	-	1-6				Определяет необходимость экранирования фрагментов геосреды от загрязнения «сверху» и «снизу»	
Концентрация нефтепродуктов в компонентах ОС	$C_{н/п}$	ПДК	<ПДК		>ПДК		Определяет соответствие компонентов геосреды региональным нормативам или ПДК	
Коэффициент фильтрации	k_f	см/с	<10 ⁻⁵ ; >10 ⁻⁵				Определяет тип коллектора по фильтруемости загрязнений	
Площадь нарушенной территории	S	км ²	<1; >1				Определяет площадь воздействия на сопряженные компоненты ОС	
Емкость	E_z	тыс. м ³ или т	1	5	30	300	1000	Определяет величину месторождения в соответствии с фактическими расчетными запасами
Ресурсно-экономическая группа								
Количество и категория утверждённых запасов	V_z	млн.т	1	5	30	300	1000	Определяет величину месторождения и его потенциал дальнейшей разработки
Дебит залежи	Q_z	т/сут	1		2			Определяет производительность сооружений по откачке вторичного ресурса и его подготовке
Среднее количество хранящихся одновременно УВ	$V_{хран}$	тыс.м ³	2	10	20	100		Определяет потенциал пополнения залежи сверху за счёт потерь углеводородов в местах хранения
Ресурсный потенциал	$RP=C+U_{пр}+Э_{эл}-Э_{пер}-Э_{трансп}$						Определяет экономическую целесообразность добычи углеводородов и обращения с ним как с ресурсом	
Инерционно-колебательная группа								
Амплитуда	A	м	<2,5		>2,5			Определяется зарегулированностью регионального водохранилища (водотока I рода)
Период	T	год	0,25	0,5		1		Определяется местными паводково-меженными условиями и согласуется с количеством паводков на ближайшем поверхностном водном объекте
Частота	f	1/год	4	2		1		
Задержка	Δt	сут.	15;30;60				Позволяет оценить величину отклика уровней воды на подъём воды в водохранилище	
Фаза	$\varphi=2\pi\Delta t/T$	-	0,26;0,52;1,03;2,06;4,12				Значения предложены на основании анализа картографического и фондового материалов по группам рассмотренных объектов, а также данных инженерных изысканий; определяется местными паводково-меженными условиями	

Под эффективной глубиной залежи Нэфф понимается усредненная по данным многолетних наблюдений разница между отметкой статического уровня подземных вод в паводок $H_{\text{пав}}$ заданной обеспеченности и минимальной отметкой местного регионального водоупора $H_{\text{рв}}$.

Эффективная глубина залежи не только количественно характеризует вертикальный профиль проникновения загрязнений в геосреду, но и выбор метода обращения с залежью с позиций возможности воздействия на неё с извлечением или без извлечения загрязненных пород из горной толщи. На практике, Нэфф составляет десятки метров и лежит в интервале от дневной поверхности до первого водоупора. В отдельных случаях, углеводороды проникают и под водоупор, за счет обмена между перемежающимися и гидравлически связанными водоносными горизонтами [67, 90]. Под эффективным радиусом залежи $R_{\text{эфф}}$ понимается расстояние от источника утечек до наиболее удаленной точки, в которой изысканиями обнаружены нефтепродукты. Определение значений $R_{\text{эфф}}$ необходимо для оценки размеров залежи в плане, установления укрупненных затрат на ликвидацию, включая размещение наиболее удаленных скважин закачки/извлечения и мониторинга, дрен, завес, очистных сооружений.

Геометрические параметры, такие как эффективные радиус, глубина, а также толщина техногенной залежи R_3 , H_3 и Δ , соответственно, а также площадь нарушенной геосреды (S), определялись по результатам анализа фондовых материалов и собственным данным авторов, полученных при проведении работ по мониторингу загрязнений геосреды [141].

Граничные значения показателей геометрической группы предложены с учетом технической возможности извлечения загрязненных образцов геосреды методами экскавации или направленного бурения.

Особое внимание акцентировано на важном элементе ПТС – типе и порядке водоисточников области разгрузки токсикантов (см. столбец «Область разгрузки» таблицы 2). Именно паводково-меженный режим водных объектов, в совокупности с работой водозаборов, служит причиной перемещения поллютантов в сопредельные, незагрязненные фрагменты геосреды и определяет поведение техногенной залежи как динамической системы, подчиняющейся закону вынужденных гармонических колебаний. Тип и характеристики области разгрузки подземных вод (водоем, старица, водохранилище, водотоки соответствующего порядка) назначены на основании материалов маршрутных изысканий, а также соответствующих нормативных документов [142]. Номер порядка водотока определялся по классической схеме начиная от р. Волга [143]. В зависимости от типа водотока и его позиционирования в системе «техногенная залежь – область разгрузки»

определялся метод и конструктивные элементы завесы, шпунта, стены в грунте и аналогичных им сооружений пассивной инженерной защиты геосреды [144].

К набору известных показателей ПТС добавлен предлагаемый в настоящей работе критерий, влияющий на выбор методов обращения с залежью - соотношение между свободными и заземленными углеводородами ($N_{св}/N_{защ}$). Он определяет необходимость применения методов химической обработки геологически реагентов, высоконапорной подачи карбонизированной воды и аналогичных им направлений с изменением фазового состояния флюида [58, 80]:

$$N = N_{св}/N_{защ} \quad (1)$$

$N_{св}$ -количество свободных углеводородов

$N_{защ}$ -количество заземлённых углеводородов

Данные показатели определяли расчетным путем на основании проработки материалов инженерных изысканий, фондовых материалов, сведений профильных министерств и архивов.

Степень опасности геосреды (Z) определяли по методике [139]. Граничные значения данного показателя взаимосвязаны с существующими диапазонами значений классов опасности загрязненных грунтов: 1-10; 10-100; 100-1000; 1000-10000.

Оценка получаемых значений качественного и количественного состава компонентов природной среды проводилась в соответствии с нормативными документами [46, 62, 80, 145] по аккредитованным методикам с использованием современного оборудования.

Категория защищенности подземных вод в геологических фрагментах залежи определялась по методике В.М.Гольдберга [132, 147]. Все фрагменты водонасыщенной геосреды залежи варьируют от «условно защищенных» до «незащищенных». Учитывая, что под основанием исследуемой залежи (горным массивом) на глубинах от 30 до 100 м располагается региональный водоупор плотных глин с K_f менее 10^{-8} см/с. На основании проведённых исследований загрязнение компонентов окружающей среды, включающей залежь, происходит «сверху».

Коэффициент фильтрации геосреды залежи и её выделенных фрагментов (K_f) определялся по методике [72]. Данный показатель назначался в диапазоне значений состояния геосреды $10^{-2} - 10^{-8}$ см/с, в который укладывается большинство инженерно-геологических элементов Среднего Поволжья, располагаемых над региональным водоупором [97-100].

К набору известных показателей ПТС добавлены предлагаемые в настоящей работе критерии, влияющие на выбор методов обращения с залежью – ёмкость (E_s), в качестве показателя способности геосреды к ассимиляции [148], ресурсный потенциал залежи (P).

Перечисленные критерии рассчитываются по формулам (2)-(1).

Емкость залежи рассчитывается исходя из имеющихся сведений о массах всех фаз:

$$E_3 = \sum \frac{V_{\text{нп}} * \rho_{\text{нп}}}{V_{\text{гс}} * \rho_{\text{гс}} + V_{\text{гс}} * \rho_{\text{вф}} + V_{\text{нп}} * \rho_{\text{нп}}} = \frac{M_{\text{нп}}}{M_{\text{гс}} + M_{\text{гс}} + M_{\text{нп}}}, \quad (2)$$

где: $M_{\text{гс}}$, $M_{\text{вф}}$ и $M_{\text{нп}}$ – массы твердой, водной и углеводородной фаз геосреды в обнаруженных изысканиями границах залежи, соответственно [97-100, 141].

Ресурсный потенциал залежи (Р) используется впервые применительно к залежи углеводородов на основании исследований [148] и рассчитывается:

$$P = C + Y_{\text{пр}} + \Delta_{\text{эп}} - Z_{\text{пер}} - Z_{\text{трансп}} \quad (3)$$

где:

C – стоимость извлеченных вторичных ресурсов, руб.

$Y_{\text{пр}}$ – предотвращенный экологический ущерб;

$\Delta_{\text{эп}}$ – экономия на экологических платежах, руб.;

$Z_{\text{пер}}$ – затраты на переработку по оптимальной из существующих технологий, руб.;

$Z_{\text{трансп}}$ – затраты на транспортировку, руб.

Показатель (V_3) утвержденных запасов техногенного сырья (вторичных нефтепродуктов) определялся по методике [83], используемой для оценки запасов природных месторождений нефти.

Оценка запасов техногенных залежей осуществляется на основе данных, полученных при определении пористости, нефте- и водонасыщенности, данных о гранулометрическом составе пород, режимных наблюдений. Общий объем нефтепродуктов на единицу площади может быть определен как:

$$v_0 = \int_{Zl}^{Zu} h S_0 dZ, \quad (4)$$

где:

v_0 – объем нефтепродуктов в единице площади;

h – пористость пород;

S_0 – насыщенность пород нефтепродуктами;

Zl, Zu – нижний и верхний предел интегрируемости соответствующий нижней и верхней отметкам нахождения нефтепродуктов в пласте.

Для подсчета запасов, общая площадь линзы разбивается на участки распространения нефтепродуктов с градацией по мощности, используются построенные профили нефтенасыщенности, проходящие через эти участки и результаты замеров по скважинам. Методика оценки апробирована и в других отчётах по исследуемой территории и имеет положительный эффект [83].

Показатель (Q_3) дебита залежи оценивался на основании результатов опытных откачек воды и углеводородов из мониторинговых и эксплуатационных скважин [97-100]. Использование методик расчета дебита нефтяных скважин природных месторождений, например [149], нецелесообразно ввиду значительных отличий в условиях существования ПТС.

Потенциал пополнения залежи за счёт утечек углеводородов в местах расположения резервуарных парков определяется в соответствии с количеством хранящихся одновременно углеводородов [114]. Общая вместимость мест хранения углеводородов определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре в соответствии с указанным в проектной документации предприятия номинальным объёмом.

В ходе анализа фондовых материалов обнаружено, что отметки поверхности залежи изменяются в зависимости от гидрологического режима водоема разгрузки подземных вод. Так, с относительно синхронной периодичностью, граница раздела фаз «углеводород-вода» в коллекторе залежи - поднимается в весенний паводок и опускается в зимне-осеннюю межень. Отдельный, незначительный подъем зеркала углеводородов был обнаружен и во время осеннего паводка [98-100, 106]. Таким образом, было сделано предположение, что поведение залежи обладает инерционными свойствами колебательной системы. Известно, что поведение подобных систем интерпретируется с использованием уравнений математической физики [150].

Источником энергии колебаний залежи («маятником»), выступает водоток области разгрузки, регулятором колебаний («балансиром») - поверхностный сток, который, в свою очередь зависит от особенностей регионального паводково-меженного режима. Горное давление в коллекторе залежи выступает «пружиной» колебательных процессов. Региональный водоупор можно, с учетом набора граничных условий, обозначить в качестве «анкера». Система горизонтально и вертикально чередующихся геологических элементов горного тела, которая передает залежи энергию упругих колебаний от водоема – «маятника», обозначена в настоящей работе как «ангренаж».

Вышесказанное обусловило подходы к оценке состояния залежи набором показателей, представленных в таблице 3 в качестве инерционно-колебательной группы. Под амплитудой (A) понимается максимальное отклонение уровня углеводородов, определенного по замерам, от среднегодового значения за выбранный период наблюдений (2017 – 2021 гг.). Период (T) представляет собой наименьший промежуток времени, за который техногенная залежь совершает одно полное колебание (то есть поверхность залежи возвращается к отметке среднегодового значения, в котором она находилась в первоначальный момент). Под частотой (f) понимается характеристика,

равная количеству колебаний залежи в единицу времени. Рассчитывается, как отношение количества колебаний поверхности залежи к промежутку времени, продолжительностью в расчетный год. Фаза колебаний измеряемых уровней воды и углеводородов (φ) представляет собой аргумент периодической функции, описывающей колебательный процесс в системе «техногенная залежь – водоток (источник) области разгрузки подземных вод».

Колебания уровней углеводородов и подземных вод в составе рассматриваемой ПТС запаздывают по отношению к колебаниям области разгрузки (водотоку). Данное запаздывание соответствует длительности отклика ПТС в каждой точке наблюдений (в скважинах) и определяется в настоящей работе как «задержка» [150-151].

Параметры инерционно-колебательной группы: амплитуда (A), частота (f), период (T), фаза (φ), задержка (Δt) рассматриваемых объектов, а также областей разгрузки токсикантов залежи, определяли по данным многолетних гидрометеорологических наблюдений [152], а также результатам полевых замеров.

Большинство параметров, представленных в таблицах 1 и 2, а также диапазоны их численных значений определяли стандартными методами, а также путем адаптации существующих методик производства рекогносцировочных и инженерно-экологических изысканий на объектах-аналогах: природных месторождениях углеводородного сырья, объектах обращения с отходами, сооружениях водохозяйственного и гидротехнического строительства [1-2, 63]. Логическая схема полного комплекса работ от обследования и до полного восстановления окружающей среды, нарушенной техногенными залежами углеводородов представлена на Рис. 2.1.

Этапы представленной схемы предопределили методическое обеспечение выполнения исследований и порядок разработки технических решений поставленных задач.

Представленная на Рис. 2.1 схема исследований была апробирована при обследовании одной из техногенных залежей Самарской области.

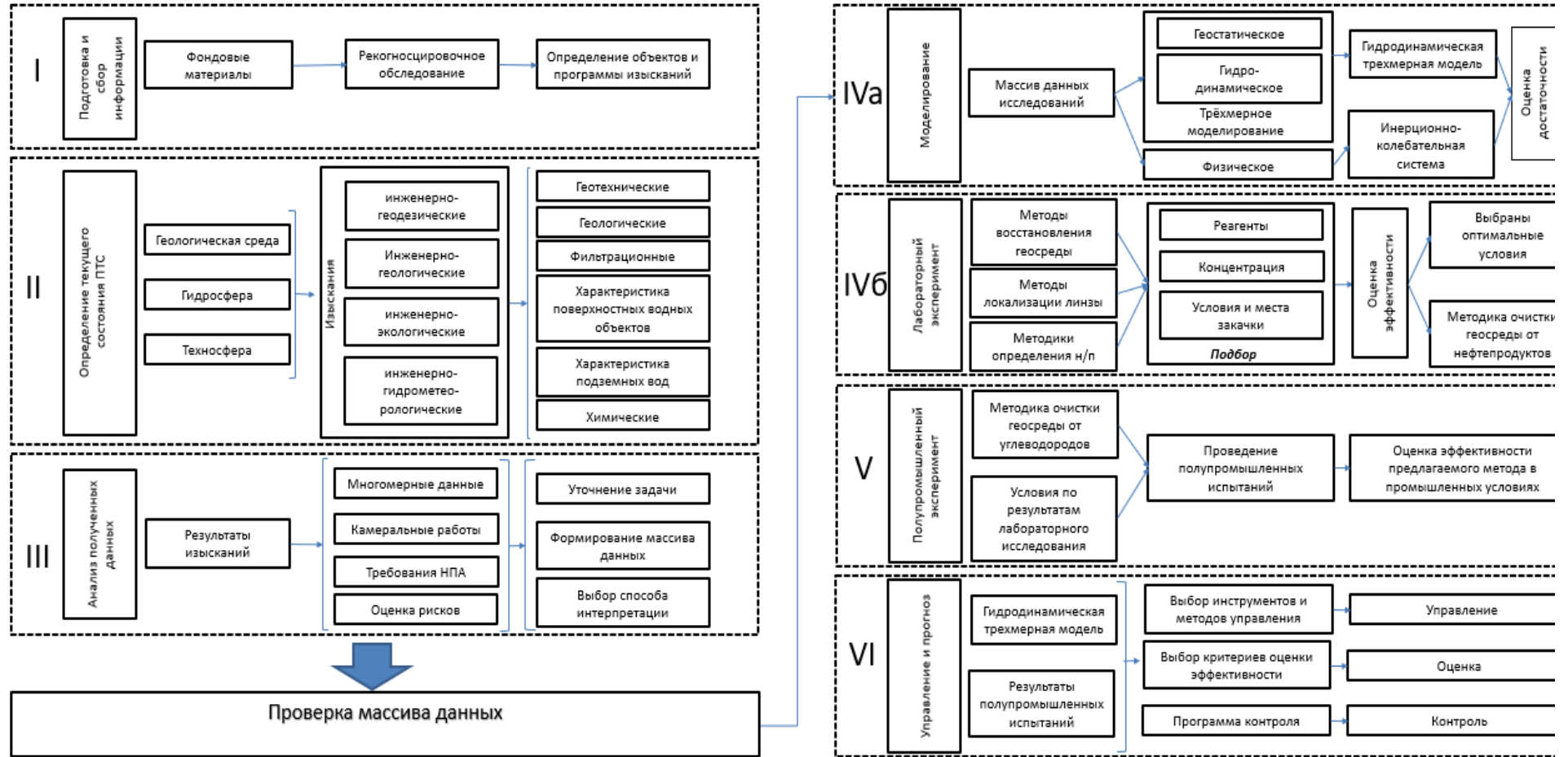


Рис. 2.1 – Логическая схема выполнения исследований.

2.3 Методическое обеспечение. Исследования техногенной залежи углеводородов в Самарской области

Полевые исследования

Апробация схемы исследований на рис. 2.1 производилась на одной из залежей Самарской области. В ходе полевых исследований проводился отбор и анализ проб грунтов и монолитов из залежи, подземных и поверхностных вод, а также углеводородов в соответствии с актуальными и утверждёнными методиками с использованием современного оборудования.

Образцы грунтов извлекали в нарушенной форме и в виде монолитов, в зависимости от структуры геосреды методами бурения [1-2]. В лабораторных условиях изучали извлеченные из геосреды в диапазоне глубин «дневная поверхность – региональный водоупор» образцы пород зоны аэрации и нефтесодержащей эмульсии подземных вод. Оценка получаемых значений качественного и количественного состава компонентов природной среды проводилась в соответствии с нормативными документами [62,80,145-146].

Всего в период 2018 – 2021 гг. из геосреды - коллектора залежи было отобрано 50 ед. образцов грунтов, в том числе: монолитов - 10 ед.; нарушенного состояния - 40 ед.

Отбор образцов жидкой фазы залежи (нефтезагрязненные подземные воды) осуществляли через существующую сеть эксплуатационных скважин в количестве 123 ед. Часть проб жидкой нефтезагрязненной фазы отбирали из дрен, расположенных на побережьях озера Дегтярное и старицы р. Татьянки (пойменный фрагмент залежи) с глубин 3.00 – 5.00 ($\pm 0,5$) м.

Оценка углеводородного флюида, составляющего техногенную залежь, осуществлялась по результатам качественного и количественного химического анализа. Главной задачей выступало определение качественного состава смеси нефтепродуктов с целью определения её ресурсной ценности.

Ежемесячно проводились замеры уровней водного и углеводородного горизонтов в наблюдательной сети осуществляли межфазной рулеткой Solinist 122 (CSA) Interfase Meter. Периодичность замеров выбиралась в зависимости от гидрологического режима на зарегулированном поверхностном водном объекте (Саратовское водохранилище): в последние дни месяца в период с июля по март, в апреле и июне – дважды в месяц, в мае - каждую декаду. Анализ колебаний уровней подземных, поверхностных вод, а также углеводородов проводили с использованием фоновых материалов из открытых источников с последующим сопоставлением их с результатами собственных замеров уровней поверхности изучаемых сред в скважинах и дренах.

Схема расположения мониторинговых и эксплуатационных скважин представлена на рис. 2.2.



Рис. 2.2 – Схема сети и позиционирование скважин

На рисунках ниже представлены вид рулетки, скважины и дрены, а также сам процесс замеров.



а)



б)

Рис. 2.3 – а) Межфазная рулетка Solinst 122 (CSA) Interfase Meter б) наблюдательная скважина с насосной группой



Рис. 2.4 – а) Устройство дрены б) Замеры уровней воды и углеводородов в скважине

Исследования по восстановлению компонентов окружающей среды от длительного воздействия залежи углеводородов проводили в лабораторных на базе Научно-аналитического центра промышленной экологии ФГБОУ ВО «СамГТУ» и полупромышленных условиях на территории Самарской области.

Лабораторные исследования

В лабораторных исследованиях выполняли подбор эффективного реагента, определяли рациональные условия промывки пород зоны аэрации. Всего в лабораторных исследованиях было проведено две серии опытов с трехкратной повторяемостью анализа, обеспечивающей необходимую степень достоверности.

Серия 1 – определение зависимости степени снижения концентраций нефтепродуктов от вида и дозы реагента в рабочем растворе. В таблице ниже представлены основные условия проведения лабораторного эксперимента 1 серии.

Таблица 4 – Условия проведения Серии 1

№	Наименование	Обозначение	Условия эксперимента
1	Температура окружающей среды	T_0	5 – 20 °С
2	Давление окружающей среды	P	760 мм. рт. ст.
3	Объем раствора реагента	$V_{p-ра}$	1000 мл
4	Масса навески грунта	$m_{гр}$	125 г
5	Концентрация нефтепродуктов в грунте	$C_{нп/гр}$	1% ± 0,1%
6	Параметры установки: - Объем растворного бака - Диаметр сменной гильзы для грунта - Длина образца грунта в гильзе	- V - D - L	- 9,5 л - 35 мм - 170 мм

В качестве испытуемых использовали образцы труднофильтруемого глинистого грунта с диапазоном коэффициентов фильтрации 10^{-5} – 10^{-7} см/с, как наиболее распространенного геологического элемента коллектора залежи. Образцы извлекали из глубин зоны аэрации $-5.00 \pm 0,5$ – $-50.00 \pm 0,5$, методом пошагового конвертного бурения, формировали в пробу массой $1,0 \pm 0,2$ кг и отправляли в лабораторию НЦПЭ СамГТУ. Отдельные образцы отправляли в грунтовую лабораторию ООО «ГЕОПАРТ».

Исходные содержания нефтепродуктов в грунтовых образцах варьировали в диапазоне значений – (1,5-2419 мг/кг масс грунта). В связи с большим разбросом исходных концентраций загрязнителей в залежи, возможности сравнения результатов эффекта очистки, а также удобства интерпретации, оценку выполняли по приведенному к общему виду относительному показателю – степени снижения нефтепродуктов ($C_{нп}$), определяемому по формуле:

$$C_{\text{нп}} = \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{кон}}}{C_{\text{исх}}} \times 100\% \quad (5)$$

где $C_{\text{исх}}$ и $C_{\text{кон}}$ – исходные и конечные концентрации нефтепродуктов в навесках грунтов, соответственно.

Определение эффективности реагентов (серия 1) проводили методом промывки загрязненного грунта растворами реагентов различной концентрации с использованием лабораторного шейкера BioSan OS-20. В качестве используемых реагентов были выбраны: О-БИС, Юникилин-200, Nalco 4757, Праестол 853, Флокатор 200.

Выбор реагентов был сделан на основании результатов полевых исследований техногенной залежи, целевых показателей лабораторного эксперимента, а также граничных условий рассматриваемого объекта

Реагент О-БИС является моющим средством и обладает ингибирующей и деэмульгирующей способностью. Механизм действия заключается в реализации расклинивающего эффекта между загрязненной поверхностью (частицей грунта) и углеводородом на его поверхности. Достоинством реагента является простота его регенерации механическим способом или с помощью локальных очистных устройств.

Вторым реагентом для восстановления компонентов геосреды был выбран

Юниклин-200. Реагент представляет собой поверхностно-активное вещество, обладающее высокой деэмульгирующей способностью по отношению к загрязнениям углеводородной природы и окисей железа. Достоинствами является эффективность действия в холодной воде, отсутствие опасных и токсичных компонентов, возможность 4-5 разовой регенерации [153].

Реагенты Nalco 4757 и Флокатор 200 представляют собой катионные флокулянт применяемый при флотационной очистке сточных вод от нефтепродуктов. Эффективность очистки составляет 55-80% при исходной концентрации 6-40 мг/дм³ в условиях очистных сооружений [154].

В качестве ещё одного альтернативного реагента был выбран Праестол 853 (PRAESTOL 853). Он относится к катионным флокулянтам для очистки сточных вод предприятий нефтяной отрасли. Достоинством данного средства является широкий диапазон применения pH, экономичный расход составляет 1 гр. на 1 м³ очищаемой жидкости. Недостатком является высокая динамическая вязкость на 1 % раствора в 10 % раствора NaCl 350-700 мПа*с, реагент способствует образованию флокул, что негативно влияет на процессы фильтрации в поровом пространстве очищаемых пород [155].

Карбонизированная вода в настоящее время применяется в качестве вытесняющего нефть агента на месторождениях. Её способность увеличивать нефтеотдачу связана с

высокой растворимостью в нефти и пластовой воде в сравнении с другими газами. Увеличение нефтеотдачи происходит за счёт снижения межфазного натяжения, увеличения смачиваемости породы, растворения легких фракций углеводородов в диоксиде углерода и последующего его растворения в самой нефти и снижения вязкости последней [14, 156].

Режим проведения первой серии исследований

В плоскодонные колбы объемом 250 мл с растворами реагентов помещались пробы грунта с известной концентрацией нефтепродуктов. Колбы располагали на подвижную часть шейкера и перемешивали в течение 1 минуты. Подобный подход позволял обеспечить равномерное взаимодействие и контакт фаз «раствор реагента-частица загрязненного грунта». Для учета погрешностей, связанных с влиянием температуры на прохождения процесса снижения электрокинетического потенциала на границе раздела фаз «углеводород-частицы грунта», эксперимент проводили при температурах грунта и рабочего раствора, близких к условиям геосреды в диапазоне пород зоны аэрации (5 – 20°C).

После окончания перемешивания в шейкере и отстаивания взвеси проводили отбор проб раствора для определения концентрации нефтепродуктов. Количество нефтепродуктов определяется флуориметрическим методом [157].

По мере прохождения через навеску грунта раствора реагента в объеме 50 мл из приемной колбы отбирали пробу для определения количества нефтепродуктов, перешедших в раствор. Массовую концентрацию нефтепродуктов в растворе вычисляли аналогично данному показателю в грунте.

Применяемые реагенты и их рабочие концентрации представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Схема проведения эксперимента по выбору эффективных реагентов

№ образца	Реагент	Доза реагента, г/кг пробы	Масса пробы, г	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
1.1	О-БИС (деэмульгатор)	1,0	501,0	1193,06
1.2		2,0	509,0	1446,9
1.3		3,0	505,0	1160,69
1.4		4,0	502,0	1055,17
1.5		5,0	510,0	1315,86
1.6		6,0	514,0	1456,6
1.7		7,0	516,0	1376,31
1.8		8,0	511,0	1235,99
1.9		9,0	500,0	1552,67
1.10		10,0	507,0	1335,81
2.1	Юникилин-200 (деэмульгатор)	1,0	508,0	1477,28
2.2		2,0	505,0	1150,1
2.3		3,0	506,0	1311,17
2.4		4,0	502,0	1377,96
2.5		5,0	505,0	1463,2
2.6		6,0	509,0	1462,21
2.7		7,0	501,0	1274,82
2.8		8,0	500,0	1306,71
2.9		9,0	506,0	1006,76
2.10		10,0	508,0	1195,22
3.1	Nalco 4757	1,0	507,0	1383,95

3.2	(флокулянт)	2,0	510,0	1113,98
3.3		3,0	510,0	1422,7
3.4		4,0	509,0	1026,82
3.5		5,0	502,0	1555,1
3.6		6,0	203,0	1157,62
3.7		7,0	506,0	1607,24
3.8		8,0	509,0	1165,48
3.9		9,0	504,0	1047,95
3.10		10,0	505,0	1583,7
4.1		Праестол 853 (флокулянт)	1,0	507,0
4.2	2,0		508,0	1139,14
4.3	3,0		507,0	1313,1
4.4	4,0		500,0	1447,24
4.5	5,0		501,0	1147,85
4.6	6,0		503,0	1076,88
4.7	7,0		506,0	1424,25
4.8	8,0		507,0	1400,74
4.9	9,0		501,0	1160,96
4.10	10,0		502,0	1608,17
5.1	Флокатор 200 (флокулянт)	1,0	500,0	1498,97
5.2		2,0	505,0	1149,69
5.3		3,0	501,0	1326,65
5.4		4,0	509,0	1618,03
5.5		5,0	508,0	1131,48
5.6		6,0	500,0	1400,22
5.7		7,0	507,0	1438,69
5.8		8,0	508,0	1618,61
5.9		9,0	511,0	1445,99
5.10		10,0	509,0	1039,61

Эффективность промывки грунта от нефтепродуктов (эффективность реагента) определяется по формуле (6):

$$\mathcal{E} = \frac{V_{p-ра} \times C_{нп/р-р}}{m_{гр} \times C_{нп/гр}} \times 100\%, \quad (6)$$

где $V_{p-ра}$ - объем раствора реагента, л;

$m_{гр}$ - масса навески грунта, г;

$C_{нп/гр}$ - концентрация нефтепродуктов в грунте, г/г_{нав};

$C_{нп/р-р}$ - концентрация нефтепродуктов в растворе после промывки, г/л.

Лабораторные исследования рациональных условий промывки проводили для установления наиболее эффективной кратности промывки, а также определения линейной скорости фильтрации раствора через грунт на лабораторной установке, эскиз и общий вид которой представлены на рисунке 2.5.

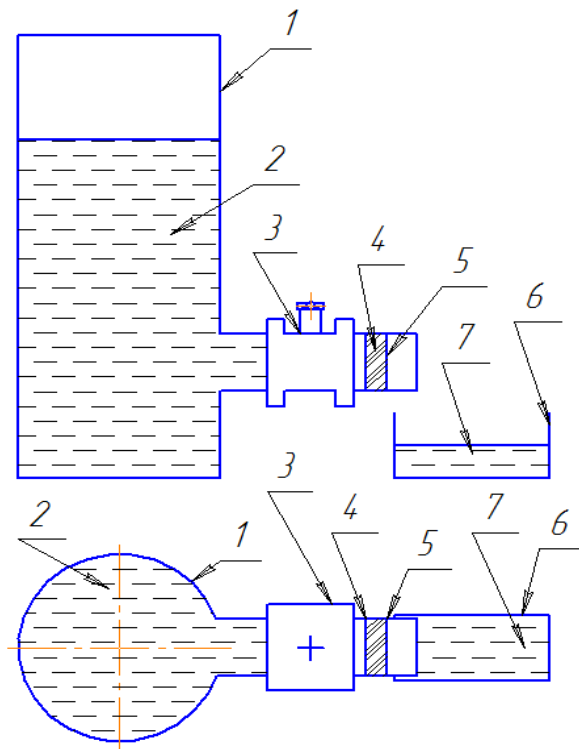


Рис. 2.5– Установка для промывки грунта

1 – емкость с раствором реагента в карбонизированной воде; 2 – раствор;
3 – дроссель; 4 – образец промываемого грунта; 5 – шибер; 6 – приёмная ёмкость;
7 – фильтр.

Скорости, принятые для определения эффективной линейной скорости указаны в таблице 6.

Таблица 6 - Принятые линейные скорости

ω , мм/с	Q , мм/с
0,5	0,48 ($\approx 0,5$)
1	0,96 ($\approx 1,0$)
3	2,88 ($\approx 3,0$)
5	4,80 ($\approx 5,0$)
10	9,60 ($\approx 10,0$)

Объемные скорости определяли поинтервальным контролем.

По мере прохождения через навеску грунта раствора реагента в объеме 50 мл из приемной колбы отбирали пробу для определения количества нефтепродуктов, перешедших в раствор. Количество нефтепродуктов определяется флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02». Массовую концентрацию нефтепродуктов в растворе вычисляют по формуле (1).

Массу нефтепродуктов, оставшихся в грунте, определяют по формуле (7):

$$m_{\text{нп}_{\text{ост}}} = C_{\text{нп}_{\text{изн}}} \times m_{\text{гр}} - C_{\text{нп}_{\text{р-р}}} \times V_{\text{р-ра}}, \quad (7)$$

где $m_{\text{нп}_{\text{ост}}}$ – количество нефтепродуктов, оставшихся в грунте, г; $V_{\text{р-ра}}$ – объем раствора реагента, л;

$m_{\text{гр}}$ – масса навески грунта, г;

$C_{\text{нп}_{\text{изн}}}$ – начальная концентрация нефтепродуктов в грунте, $\Gamma/\Gamma_{\text{нав}}$;

$C_{\text{нп/р-р}}$ – концентрация нефтепродуктов в растворе после промывки, г/л.

Эффективность промывки определяют по формуле (8):

$$\mathcal{E} = \frac{m_{\text{нписх}} - m_{\text{нпкон}}}{m_{\text{нписх}}} \times 100 \% \quad (8)$$

где $m_{\text{нпнач}}$ – количество нефтепродуктов, изначально находившихся в грунте, г;
 $m_{\text{нпост}}$ – количество нефтепродуктов, оставшихся в грунте, г.

Вторая серия предполагала установление эффекта снижения нефтепродуктов от дозы лучшего реагента из серии 1 в объединенных пробах грунтов различного типа.

Условия проведения лабораторного эксперимента в опытах Серии 2 аналогичны Серии 1. В качестве образцов были использованы грунты пород зоны аэрации, отобранных из трех, наиболее типичных фрагментов геологических разностей по фильтруемости, связности и насыщенности нефтепродуктами, а именно:

- глины и их смеси с суглинками с $K_f \leq 10^{-5}$ см/с (далее – глиноподобные);
- пески и их смеси с гравелистыми породами $K_f \geq 10^{-2}$ см/с (далее – песчаноподобные);
- карбонатные породы в диапазоне фильтруемости $10^{-2} \leq K_f \leq 10^{-5}$ см/с.

При постоянстве значений показателей рабочей среды, варьирование проводили по дозировке флокулянта О-БИС (г/кг масс. грунта) в концентрациях и с шагом, аналогичным Серии 1.

Выходным показателем выступили значения Эффекта снижения нефтепродуктов в очищенном грунте ($\mathcal{E}_{\text{нп}}$), определяемые по формуле:

$$C_{\text{нп}} = \left(100 - \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{кон}}}{C_{\text{исх}}} \right) \times 100\% \quad (9)$$

где $C_{\text{исх}}$ и $C_{\text{кон}}$ – исходные и конечные концентрации нефтепродуктов в навесках грунтов, соответственно.

2.4 Численное и цифровое моделирование

Техногенные залежи являются сложными, динамическими системами. Выбор и обоснование методов обращения с ними не мыслимы без прогнозирования поведения углеводородов в породах, отличающихся от коллекторов природных нефтяных месторождений широким набором биотических и абиотических факторов среды. Подобное прогнозирование потребовало привлечения аппарата численного и объемного моделирования, а также программных продуктов, используемых в отраслях – аналогах: нефтяном, водном, ресурсодобывающем комплексах.

В качестве методического обеспечения обработки, систематизации и наглядной интерпретации результатов оценки состояния техногенной залежи предложены современные инструменты обработки многопараметрических данных и, в частности, 3D моделирование, а также инструменты статистической обработки массива данных полевого этапа обследования: MathCAD и пакет «Анализ данных» Excel.

Для разработки цифровых и объемных моделей залежей, а также их выделенных фрагментов использовались программные продукты Petrel (Schlumberger) и Surfer (GoldenSoftware). На основании полученных в результате полевых и лабораторных исследований геометрических, гидрогеологических и фильтрационных параметров, характерных для рассматриваемых объектов созданы базы данных. При этом, с учетом отличий техногенных залежей от природных месторождений нефти, уточнялись граничные условия: эффективная глубина и мощность, режим питания «сверху», наличие регионального водоупора и влияние области разгрузки подземных вод на миграцию залежи.

Основными задачами создания цифровой модели природно-техногенной системы, включающей техногенную залежь углеводородов, являлись:

- визуализация текущей конфигурации и состояния техногенной залежи и компонентов окружающей среды;
- ориентировочная оценка запасов вторичного углеводородного сырья – содержащего залежи;
- составление прогноза миграции углеводородного флюида в породах;
- создание концептуальной модели с последующей разработкой плана извлечения вторичных ресурсов и восстановления компонентов окружающей среды.

В рамках исследования и совместно с авторами [94] проводился анализ особенностей моделирования рассматриваемой ПТС в сравнении с традиционными нефтегазовыми месторождениями.

Процесс моделирования был разбит на несколько этапов в соответствии с применяемым программным обеспечением:

1. Подготовительный и представлял собой построение карт толщин в Surfer;
2. Создание 3D геостатической модели в программном комплексе Petrel.

Главными задачами первого этапа выступали:

- определение границ распространения техногенной залежи;
- определение временного периода максимальной статичности углеводородной части техногенной залежи для дальнейшего геостатического моделирования в Petrel и выбор такого периода (для ежемесячных замеров – месяц);

– выявление сезонных зависимостей распределения углеводородов в компонентах окружающей среды.

В результате применения Surfer (GoldenSoftware) необходимо определить месяцы с измерениями, подходящими для использования в создании геологической модели в Petrel. Выбор «эталонного» месяца сделан на основе анализа следующих критериев:

– залежь остается максимально статичной;
– значения толщины для эталонного месяца должны находиться в пределах граничных значений для текущего года.

Второй этап представлял собой создание цифровой модели техногенных отложений был реализован в программе Petrel (Schlumberger). Одной из основных задач являлось оконтуривание техногенной углеводородной линзы.

Важной составляющей процессов создания 3D модели являются следующие исходные данные:

– карта нефтеносности на основе фондовых материалов;
– координаты устья скважины, включая абсолютные отметки его расположения относительно уровня моря;

– инклинометрия. Для техногенных залежей рассматриваемой ПТС, использовали модели искусственных вертикальных скважин в связи с отсутствием данных об инклинометрии;

– стратиграфические отметки скважин, были рассчитаны геологом с целью создания структурного каркаса;

– результаты геофизических исследований для корреляционных построений, выбора литотипов, оценки характера нефтенасыщения и фильтрационно-емкостных свойств, фациального анализа;

– сведения о водонефтяном контакте жидкостей в скважинах (далее ВНК). С учетом различий исследуемой ПТС и природных месторождений уровень ВНК был принят на уровне ближайшего водосборного участка. В результате данные оказались согласующимися с уровнем водосборной площади, а в модели для дальнейших расчетов использовался показатель, заданный одним значением;

– интервалы перфорации скважины учитывались в соответствии с фондовыми данными;

– сейсмические данные для техногенных залежей углеводородов отсутствуют;

– уравнения петрофизических зависимостей «кern-кern», а также количественные и качественные результаты керновых исследований.

Результатом использования программного комплекса является геостатическая модель природно-техногенной системы, включающей в себя залежь углеводородов, позволяющая оценить запасы вторичных ресурсов, и может быть использована для создания динамической модели в Eclipse.

Выводы к Главе 2

В настоящей главе обозначен объект научного интереса, структура комплексной оценки техногенных залежей углеводородов, являющаяся и представлено методическое обеспечение всех этапов теоретических и практических исследований. Основными этапами выступили: полевые изыскания, лабораторные анализы, статистическая обработка полученных данных, а также создание цифровой и инерционно-колебательной модели. Адаптация подхода к моделированию с помощью специализированных программных комплексов, применяемых для объектов-аналогов, позволила определить принципиальную возможность их использования в целях описания состояния техногенных залежей углеводородов. В дополнение к описанным методам оценки, разработаны предпосылки создания инерционно-колебательной модели ПТС (см. Главу 3), позволившие выделить специфические ландшафтно-геологического фрагменты, а также определить режимы, места и объёмы работ по восстановлению компонентов окружающей среды.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

3.1 Проведение исследований состояния ТЗУ и компонентов окружающей природной среды

Совместно с сотрудниками Научно-аналитического центра промышленной экологии ФГБОУ ВО «СамГТУ» были проведены замеры относительных уровней воды и углеводорода в наблюдательных скважинах ООО «Новитрек», расположенных в границах и на прилегающей территории АО «НК НПЗ». Всего в соответствии с техническим заданием обследовалось порядка 70 скважин ежемесячно в период с ноября 2018 по сентябрь 2021 года. Периодичность замеров учитывала сезонную изменчивость гидрологического режима: в периоды весеннего паводка (апрель-июнь) исследования проводились по учащенной схеме. Совместно с результатами полевых исследований проведён анализ аналогичных замеров за период с января 2014 по октябрь 2018 года. Общий набор данных содержит данные для 117 скважин на 108 временных интервалах.

Важными особенностями исследуемой природно-техногенной системой – техногенной залежи углеводородов выступают:

- в границах залежи располагается действующее предприятие – источник поступления углеводородов в геосреду;
- водоносный горизонт, на котором флотирует слой поллютанта, является питьевым и имеет гидрологическую связь с областью разгрузки (р. Татьяна (2 порядок), р. Кривуша (2 порядок), р. Волга (1 порядок));
- область разгрузки р. Волга (участок Саратовского водохранилища) является зарегулированной и зависит как от сезонных гидрологических явлений, так и от регулирования сброса воды на ГЭС.

С учётом указанных факторов проведён анализ режимных наблюдений уровней вод и углеводородов в сети скважин. Фонд скважин был условно разделён на 2 зоны:

- 1) в границах территории действующего нефтеперерабатывающего завода (далее – завод)
- 2) в районе населённых пунктов г. Новокуйбышевск, с. Чувашские Липяги и Русские Липяги, расположенных между территорией завода и областью разгрузки (далее – город)

В таблицах 7-9 представлены максимальные, средние и минимальные значения уровней воды и углеводородов за каждый годовой интервал измерений в абсолютных отметках по балтийской системе координат, а также прослеживается динамика изменения толщин слоя поллютанта в залежи.

Таблица 7 – Обобщенные результаты измерений абсолютных уровней воды в скважинах

Год исследований	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Мах город, м	31,15	30,55	31,97	31,04	32,24	31,68	32,96	32,60
Мах завод, м	34,92	34,45	34,64	34,50	33,07	36,78	41,55	32,30
Среднее город, м	27,25	26,83	27,65	27,54	27,82	28,05	28,88	28,04
Среднее завод, м	27,30	27,05	27,68	27,45	27,58	28,06	27,81	27,44
Min город, м	2,91	2,86	3,30	2,68	3,34	3,51	3,06	3,01
Min завод, м	14,55	15,48	15,29	13,61	13,19	15,07	14,71	13,83

В соответствии с полученными результатами полевых исследований глубина залегания уровня подземных вод под территорией завода, приуроченной к склону водораздела, изменяется от ~13,1 м в зоне скважины с максимальной мощностью УВ и у восточной границы завода до ~41,5 м, недалеко от зоны водораздела. Среднегодовая амплитуда колебаний уровня составляет от 0,13м (скв. 238) до 3,14 м (скв. 268). За территорией завода кровля подземных вод ниже и лежит в интервале 2,68 м (скв. 143) в пойменной части до 32,96 м (скв. 267) на склоновом фрагменте рельефа. Среднегодовая амплитуда колебаний уровня подземных вод составляет от 0,13м (скв. 238) до 3,14 м (скв. 268). Важно отметить, что максимальные и средние отметки уровней подземных вод имеют максимумы на отрезке времени с марта по июнь, что согласуется с гидрологическим режимом Саратовского водохранилища. В целом за все годы измерений имеется тенденция увеличения максимальных гипсометрических отметок подземных вод.

Таблица 8 – Обобщенные результаты измерений абсолютных уровней углеводородов в скважинах

Год исследований	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Мах город, м	31,31	30,92	31,98	31,05	32,25	31,72	32,97	32,10
Мах завод, м	33,99	34,21	34,69	35,26	33,95	36,79	34,70	33,01
Среднее город, м	27,17	26,87	27,49	27,63	27,90	28,18	28,88	27,71
Среднее завод, м	28,81	28,40	29,17	28,75	28,87	29,25	29,64	29,18
Min город, м	3,41	3,46	3,68	2,87	3,50	3,57	3,31	3,30
Min завод, м	22,21	22,04	22,26	21,72	22,05	21,82	22,59	22,42

Абсолютные отметки раздела фаз углеводород-воздух в черте города лежат в интервале от 2,9 м в пойменной части (скв. 143) и до ~32,9 м (скв. 267) на склоновом фрагменте рельефа. Среднегодовая амплитуда колебаний уровня составляет от 0,54м (скв. 115) в склоновой центральной части и до 3,07 м (скв. 276) в центральной части завода. Значительная разница амплитуд для рядом расположенных скважин, говорит об отличиях геологического строения, а значит влияния гидрологического режима.

Кроме перечисленного, средние отметки уровней углеводородов, как и подземных вод, имеют максимумы на отрезке времени с марта по июнь, что согласуется с гидрологическим режимом Саратовского водохранилища. В целом за все годы измерений

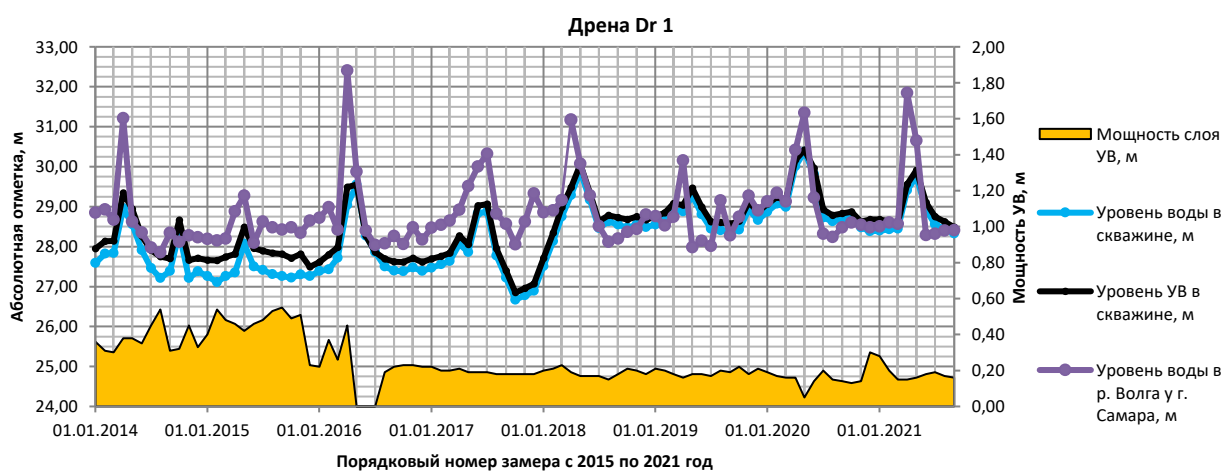
имеется тенденция увеличения максимальных гипсометрических отметок углеводородов, а средние уровни в 2021 году изменили свой тренд на нисходящий.

Таблица 9 – Динамика изменения толщины слоя углеводородов в техногенной залежи.

Год исследований	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Мах город, м	0,73	0,97	1,88	1,54	1,41	2,37	1,10	1,02
Мах завод, м	12,45	11,44	12,48	13,50	13,78	12,78	14,09	13,53
Среднее город, м	0,20	0,27	0,18	0,15	0,12	0,13	0,13	0,12
Среднее завод, м	1,56	1,45	1,54	1,33	1,29	1,18	1,75	1,69
Min город, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Min завод, м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

По данным, полученным при ведении мониторинга в 2014-2021гг. мощность слоя нефтепродуктов в наблюдательных скважинах изменялась в широких пределах от менее 0,1м по контуру залежи до 14,09 м (скв. 290, вторая декада мая 2020 г.). Среднемесячные и максимальные значения толщины слоя углеводородов в целом подчиняются нисходящему тренду. Максимальная отмеченная мощность нефтепродуктов в 1993-1994 годах составляла более 16,0 м, а в 2021 году – 14,09 м. Наиболее вероятным видится, что указанный эффект связан с реализацией мероприятий по откачке нефтепродуктов из техногенной залежи. Об этом же говорит снижение дебитов и общих запасов с момента их утверждения (1998 год) [98].

Для оценки гидро- и гидрогеологической обстановки в границах исследуемой ПТС результаты измерений были объединены в базы данных и представлялись в виде зависимостей уровневых отметок подземных вод, углеводородов и поверхностных вод в р. Волга. На рисунке 2.2 представлены некоторые из них. Значение мощности слоя углеводородов определено по разности уровней подземных вод и поллютанта в скважине в тот же день обследования и отражается по дополнительной (правой) шкале.



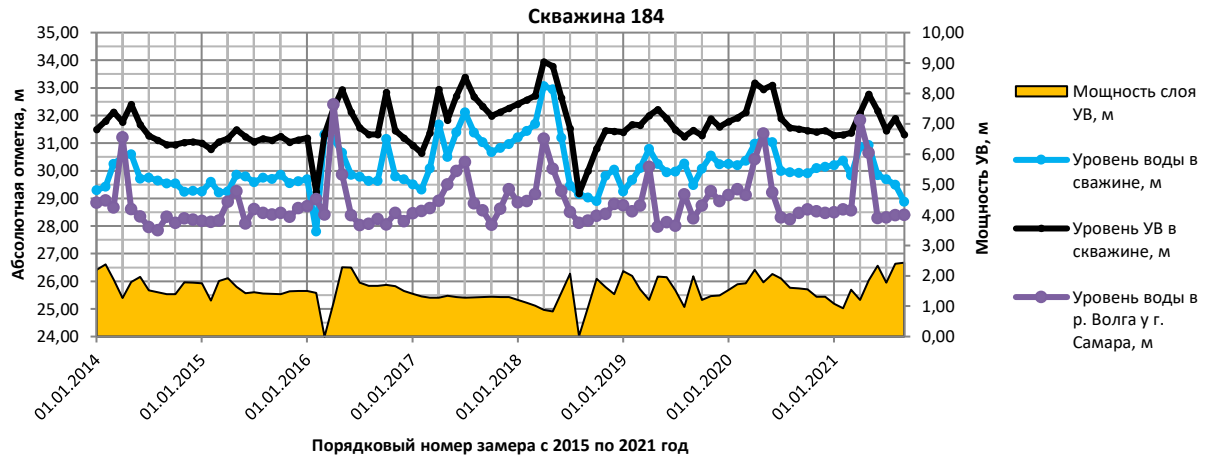


Рис. 3.1 – Результаты наблюдений за 2014-2021 по некоторым скважинам

Анализ полученных зависимостей уровней границ раздела фаз вода-углеводород и углеводород-воздух, а также ход уровней поверхностных вод в р. Волга показывает, что все они обладают сезонной периодичностью и хорошо коррелируют друг с другом. На основании указанных выше выводов была предложена гипотеза, что уровни поверхностных, подземных вод и поллютанта могут быть описаны как система вынужденных колебаний.

По результатам замеров уровней воды и углеводородов в скважинах наблюдательной сети построены карты толщин Surfer (Golden Software 9, метод Kriging) для каждой даты обследования (см. Рис. 3.2). Особенности построения карт толщин описаны в подразделе 3.3.1.

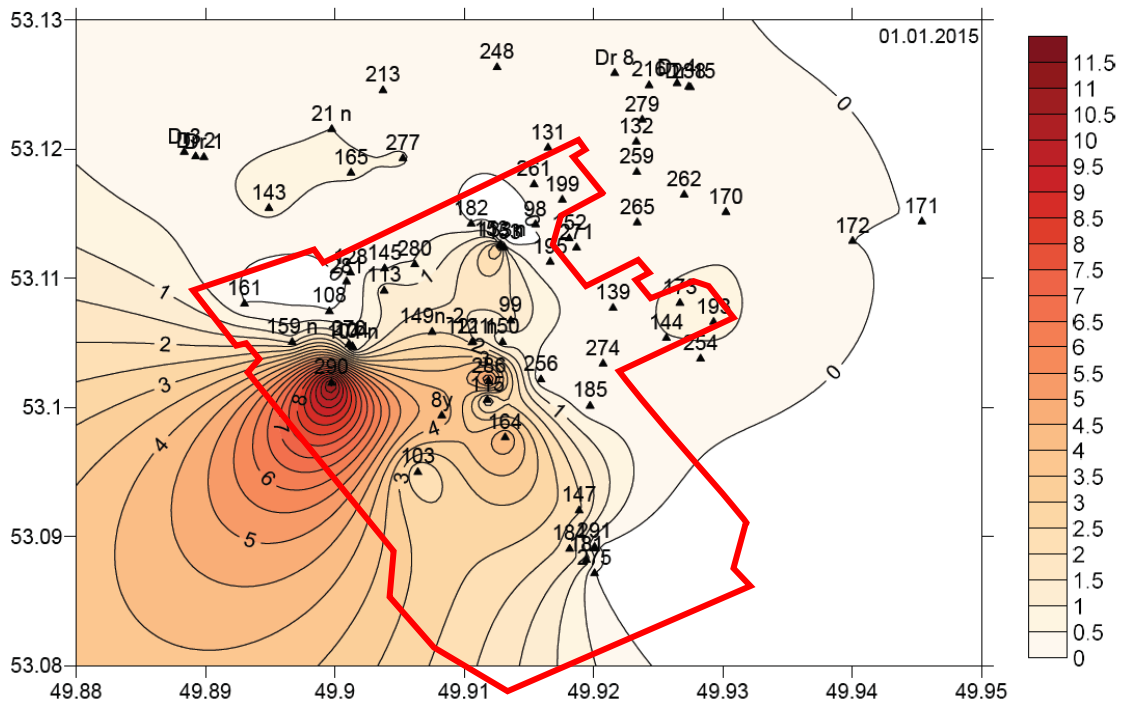


Рис. 3.2 – Карта мощностей углеводородов на 01.01.2015

Вниз по потоку подземных вод (с юга на север) мощность нефтепродукта снижается и в зоне разгрузки (р. Татьяна, залив Дегтярный) не превышает 0,01-0,5 м. К северу, за пределами НПЗ уровень кровли техногенной залежи нефтепродуктов отмечается на глубине ~2,87-32,97 м. На данной территории толщина слоя углеводородов в 2018-2021 годах не превышала 2,37 м. С момента выполнения последних масштабных работ по исследованию техногенной залежи в 1998 году до настоящего времени, значения мощности линзы нефтепродуктов уменьшились на отдельных участках в среднем на 0,5-5,0 м.

В распространении слоя свободных углеводородов прослеживается в основном в горизонтальном направлении. Фильтрация свободных нефтепродуктов происходит при малом перепаде абсолютных отметок, в условиях минимального подпора Саратовского водохранилища в меженный период, а значит преимущественно под действием силы тяжести.

Анализ результатов режимных наблюдений на территории НПЗ и за его пределами свидетельствует, что весенний паводок оказывает значительное влияние на мощность слоя углеводородов. В ходе резкого увеличения уровня воды на р. Волга происходит быстрый подъём границы раздела фаз вода-углеводород, как следствие в большинстве скважин снижается мощность нефтепродуктов вплоть до практически полного их исчезновения, что происходит благодаря быстрому подъему границы раздела вода-нефтепродукт. После окончания весеннего паводка граница раздела фаз опускается. В результате заземленные нефтепродукты переходят в подвижное состояние и мощность линзы восстанавливается. После окончания весеннего паводка граница раздела вода-нефтепродукты опускается. В результате заземленные нефтепродукты переходят в подвижное состояние и мощность линзы восстанавливается.

Естественными границами, ограничивающими миграцию поллютантов в породах зоны аэрации вместе с потоком подземных вод, являются донеогеновые эрозионные врезы, заполненные глинистыми отложениями акчагыльского яруса (N2ak). Данная структура играет роль ловушки и удерживает свободные нефтепродукты при условии, что положение границы раздела вода-нефтепродукты выше подошвы. Данное заключение согласуется с [90, 98]. Таким образом, границей распространения линзы нефтепродуктов, определяемой геологическим строением, является пересечение поверхностью раздела вода-углеводороды с подошвой неоген-четвертичных отложений.

Анализируя гидрогеологические условия, можно сделать вывод, что возможность свободного распространения углеводородов имеется на севере и востоке НПЗ, где подошва слабопроницаемых неоген-четвертичных отложений находится выше границы раздела вода-нефтепродукты. В наблюдательных скважинах, расположенных по контуру

техногенной залежи, вблизи границ донеогеновых пород, наблюдается увеличение мощности линзы свободных углеводородов по двум причинам. Во-первых, при подъеме уровней подземных вод происходит вытеснение нефтепродуктов от границ линзы к ее центральной части. Во-вторых, одновременно с увеличением отметок границы воды и углеводородного флюида, залежь оказывается в верхней части слоя казанских отложений, сложенной выветрелыми, разрушенными породами, пористость которых меньше пористости залегающих ниже отложений.

Дополнительно в лабораторных условиях проведено определение загрязняющих веществ в компонентах окружающей среды, качественный и количественный состав углеводородной части залежи, а также проведён подбор реагентов для доочистки подземных вод и грунтов пород зоны аэрации в зоне влияния техногенной залежи.

Концентрация нефтепродукта в поверхностных и подземных водах оценивалась ежеквартально. Перед началом половодья в р. Татьяна и р. Кривуша она составила $0,21 \text{ мг/дм}^3$. С ростом уровня воды содержание нефтепродукта увеличивалось до $0,3 \text{ мг/дм}^3$. После паводка концентрация нефтепродукта вновь уменьшалась и достигала величины $0,21 \text{ мг/дм}^3$.

Непосредственно под границей раздела нефтепродукт-вода концентрация растворенного нефтепродукта достигает 2 г/дм^3 . С увеличением глубины концентрация снижается до $20\text{-}25 \text{ мг/дм}^3$ и менее в зависимости от наличия или отсутствия флотирующего на поверхности подземных вод слоя углеводородов.

Содержание нефтепродуктов в породах определялось по фоновым данным по 70 образцам из 17 скважин. Содержание нефтепродуктов в породах зоны аэрации не зависит от их номенклатуры и колеблется в пределах $1,5\text{-}3,0 \text{ мг/кг}$ при фоновом их содержании $0,3\text{-}0,7 \text{ мг/кг}$ породы.

Дальнейший анализ полученных сведений о состоянии окружающей среды и уровнях характеристик залежи подвергался статистической обработке.

3.2 Статистическая обработка

На примере наблюдений за поведением 117 скважин на протяжении 7 лет предложена следующая методика статистической обработки экономически важной зависимости объёма откачанной углеводородной эмульсии от наблюдаемых сезонных уровней воды в ближайшем водохранилище и уровней слоя воды ниже углеводородной эмульсии в скважине.

Данные по водохранилищу естественно считать регрессионной переменной U , не зависящей от наблюдателя. Эти данные на момент исследования находятся в открытом

доступе по большинству крупных поверхностных водных объектов государственной сети мониторинга и позволяют применить предлагаемую методику в разных географических регионах.

Уровень V условно чистых подземных вод в наблюдательной скважине доступен для определения, описанными в главе 2 методами, которые довольно затратны и при большом числе наблюдаемых скважин требуют значительных временных затрат при ручном измерении или совершенствовании сети скважин датчиками. Поэтому учитывать величину V как дополнительный регрессор (то есть независимую управляемую переменную задачи) стоит лишь в случае статистически значимого влияния на результат, которым в данном исследовании считаем обнаружение значительной толщины Y слоя углеводородов в скважине.

Откачка водонефтяной эмульсии и её использование как вторичного материального сырья экономически оправдана лишь для скважин с большой величиной Y , что сразу отсекает от исследования некоторые скважины. Тем не менее, динамическое поведение величины Y может оказаться гармоническим по времени t с заметной амплитудой. Так что статистические сезонные наблюдения в этом случае стоит продолжать, хотя бы с большим периодом между замерами.

Регрессором V можно управлять периодической откачкой воды из скважины, однако значительные затраты при этом снизят экономический эффект от утилизации добытого углеводородного флюида. Кроме того, сложное гидрологическое влияние уровня воды U в водохранилище как на регрессор V , так и на насыщенность эмульсии могут вызвать отрицательный эффект изменения величины V на толщину Y слоя эмульсии.

С учётом изложенного на основе регрессионного анализа предложена методика определения кластеров скважин с похожими математико-статистическими характеристиками сезонного поведения. В качестве прогнозируемой характеристики Y была выбрана экономически важная величина - толщины слоя углеводородного флюида в наблюдательных скважинах, а в качестве регрессоров – уровни воды в водохранилище U и в соответствующей скважине V . Регрессор U был взят в силу доступности статистических данных и учитывался во всех моделях, а регрессор V добавлялся лишь при обнаружении значимого влияния на Y .

Имеющая естественную интерпретируемость линейная множественная регрессия $Y=\alpha U+\beta V+\gamma$ заменялась парной линейной регрессией $Y=\alpha U+\gamma$, если между U и V проявлялась мультиколлинеарность. Эту характеристику, катастрофически снижающую значимость параметров искомой линейной регрессии, найденных методом наименьших квадратов (МНК), определяем на основе парной линейной корреляции r_{UV} . Как известно,

модуль $|r_{UV}|$ не должен быть равен 1 (так называемая строгая мультиколлинеарность) или быть близок к 1 (так называемая сильная мультиколлинеарность). Выбор уровня отсечения (0,8–0,9 в практике экономических постановок задач) зависит от требований к адекватности расчётной МНК-модели линейной регрессии по отношению к совокупности наблюдений векторов Y, U, V .

Отбор скважины для исследования связи векторов наблюдений Y, U, V проводится сравнением модуля коэффициентов парной линейной корреляции $|r_{UY}|$ и $|r_{VY}|$ с единицей. Приближение к 1 выбирается произвольно с учётом имеющейся вычислительной техники: чем сильнее требуется коррелированность, тем меньше скважин охватит исследование наличия линейной регрессии. Адекватность найденной регрессии определяется близостью коэффициента детерминации R^2 к единице, а также проверкой критерием Фишера значимости отклонения от нуля регрессионных МНК-коэффициентов α, β .

Все расчёты можно производить известным набором инструментов «Пакет анализа» в Excel. Результатом исследования является разбиение множества наблюдаемых скважин на кластеры с сильной корреляцией результирующих регрессионных векторов Y , выраженных множественными $Y=\alpha U+\beta V+\gamma$ либо парными $Y=\alpha U+\gamma$ линейными регрессиями.

Соразмерность величин Y, U, V показывает, что стандартизация, то есть центрирование и нормировка, числовых значений полученных наблюдений не покажет заметного улучшения адекватности МНК-моделирования как в парной, так и во множественной регрессии. Однако стандартизацию проводить рекомендуется для сравнения силы влияния регрессоров U, V на скважины из разных кластеров. Это позволит выбрать кластер скважин для первоочередного утилитарного использования объёмов добытой углеводородной эмульсии.

Выделение в каждом кластере скважины, наиболее удобной для исследования указанных характеристик, позволяет с высокой надёжностью и наиболее экономично прогнозировать сезонное поведение показателей остальных скважин кластера. Такой отбор скважины–представителя всего кластера скважин выгоден для снижения суммарных экономических затрат на полевые исследования всей группы.

Таким образом, рекомендуется следующий алгоритм проведения исследования:

1. Отбор по матрице парных корреляций наиболее зависимых пар векторов Y, U .
2. Для отобранных векторов U проверка малой коррелированности с векторами V соответствующих скважин. В случае достаточно сильной корреляции переход к идентификации парной линейной регрессии $Y=\alpha U+\gamma$. В случае слабой корреляции переход к идентификации множественной $Y=\alpha U+\beta V+\gamma$ линейной регрессии.

3. Стандартизация векторов наблюдений для соответствующей множественной или парной линейной регрессии.

4. Проверка адекватности идентифицированной МНК-модели линейной регрессии «в целом» с помощью коэффициента детерминации R^2 . Дополнительно для множественной регрессии адекватность уточняется множественным коэффициентом детерминации (в Excel выводится вместе с R^2).

5. Проверка значимости вклада регрессоров с помощью критерия Фишера при заданном уровне значимости (подбирается в Excel специально, либо используется общепринятый уровень 0,95). В случае незначимости коэффициента β модель множественной регрессии заменяется парной с повторением идентификации коэффициента α и переходом к пункту 4.

6. Проверка прогностической ценности полученной модели путём сравнения известных и регрессионных значений вектора Y по известным показателям регрессоров U , V на последней 1/3 по времени t всего промежутка наблюдений. Регрессионные значения Y определяются по МНК-параметрам, рассчитанным по данным начальных 2/3 по времени t всего промежутка наблюдений. Критерий прогностической ценности модели – минимальность средней разности известных и регрессионных значений Y на последней 1/3 по времени t всего промежутка наблюдений.

7. На основе матрицы парных линейных корреляций выделение кластеров скважин с высокой коррелированностью регрессионных значений Y , показавших на шаге 6 высокую прогностическую ценность.

8. Выбор для каждого кластера скважины–представителя, наиболее удобной для актуальных замеров величин U и V .

3.3 Моделирование состояния техногенных залежей

Для каждой из 117 скважин и дрен, обследованных за 2014-2021 годы определен набор геометрических, технологических, геоэкологических, ресурсно-экономических и инерционно-колебательных параметров. Сгруппированные данные внесены в качестве исходной базы данных для создания моделей исследуемой ПТС.

В качестве инструмента оценки и прогнозирования исследуемой техногенной залежи были использованы специализированные программные комплексы Surfer (GoldenSoftware) и Petrel (Shlmuberger). Их совместное использование позволило выявить особенности и проблемы в случае моделирования техногенных залежей углеводородов.

Работы проводились в два этапа: первичная оценка данных полевых исследований в Surfer и построение геостатической 3D модели залежи в Petrel.

Первичная оценка включала в себя построение карт толщин залежи и анализ изменчивости её конфигурации в зависимости от гидро- и гидрогеологических условий. Программный комплекс Petrel был использован для построения цифровой геофизической модели рассматриваемой ПТС и дальнейшего динамического моделирования.

Основными проблемами на первом этапе являлись:

- отсутствие возможности выполнить достоверную экстраполяцию данных на границе залежи из-за отсутствия пробуренных скважин на юго-западе анализируемой территории;

- несоответствие стандартного перечня исходных данных, результатов обследования техногенной залежи в сравнении с набором сведений для традиционных месторождений.

Кроме перечисленного, выявлены особенности моделирования исследуемой ПТС и объектов-аналогов в сравнении с месторождениями сырой нефти:

- глубина залегания техногенной залежи невелика и, как правило, составляет до 100 м;

- приток нефтепродуктов происходит сверху (с дневной поверхности);

- значительная разница между мощностью слоя углеводородов в центральной части залежи и на её границе: от десятков метров до нескольких сантиметров. В связи с этим возрастают требования к разрешению сетки моделирования. В результате количество ячеек такой сетки может достигать нескольких миллиардов, что приводит к ограничениям в дальнейших расчетах моделей, так как требуется колоссальная вычислительная мощность;

- специфика моделирования литологии. Каналом миграции служат горизонты с легким гранулометрическим составом, т.е. в случае рассматриваемой ПТС, коллектором выступают породы зоны аэрации. Получается, что в модели куб литологии представлен только коллектором, а дальнейшие расчеты и построения будут зависеть от емкостно-фильтрационных свойств;

- постоянная подвижность залежи, приводит к тому, что для создания куба насыщения требуется принять решение о выборе того момента, который будет отображен в статичной геологической модели и будет наиболее репрезентативен. Для этого необходимо провести предварительное построение карт распространения техногенных отложений для мониторинга и анализа;

- область образования и залегания линзы также определяется особенностями давления. Так, в случае моделирования техногенных залежей диапазон давлений составляет от 1,05 до 2,03 МПа, что значительно отличается от пластовых давлений традиционных месторождений.

Между тем, не обнаружены алгоритмы и подходы использования специализированного программного обеспечения применительно к техногенным залежам, поэтому допустимо считать, что работы проводятся впервые.

3.3.1 Результаты моделирования в программном комплексе Surfer

Процесс создания 2D концептуальных моделей в программном комплексе Surfer представлял решение следующих локальных задач:

- определение контура и основных направлений фронта движения залежи углеводородов;
- выявления периода статичности слоя загрязнителя;
- анализ зависимости распространения и мощности залежи от сезонных изменений гидрологических режимов.

Основной проблемой являлось отсутствие возможности выполнить достоверную экстраполяцию данных на границе залежи из-за отсутствия фонда наблюдательных скважин на юго-западе анализируемой территории.

В связи с тем, что наборы фоновых данных с 2014 по ноябрь 2018 отличались от сведений мониторинга за период ноябрь 2018 -сентябрь 2021 года по перечню обследуемых скважин и частоте замеров требовалось проведение компенсации дискретных данных с учётом их веса. В качестве метода был выбран Kriging method, как наиболее точный и гибкий для построения сеток большинства видов данных. Сущность указанного метода заключается в том, что каждое значение узла сетки основано на известных точках данных, соседних с узлом. Каждая точка данных взвешивается по расстоянию от узла. Таким образом, точки, находящиеся дальше от узла, будут иметь меньший вес при оценке узла.

В результате использования программного комплекса Surfer были построены карты толщин для каждого периода наблюдений с 2014 по 2021 год (см. Приложение 1) было выявлено несколько закономерностей:

- характер миграции залежи согласуется с паводково-меженными явлениями на ближайших поверхностных водных объектах: весной при поднятии уровня грунтовых вод линза перемещается и становится значительно больше по площади; в осеннее время линза имеет незначительные колебания, более статична.
- залежь с каждым годом увеличивается в размерах.
- мощность слоя углеводородов не зависит от времени года, а скорее является следствием техногенных факторов, таких как откачка углеводородов, утечки с территории предприятия и др.

Можно сделать следующие выводы:

– на этапе создания концептуальной модели залегания техногенной линзы можно рекомендовать использование программы Surfer, в качестве подготовительного этапа для построения цифровой модели;

– выявлены месяцы, с измерениями подходящими для использования при создании геологической модели в Petrel. Выбор такого «эталонного» месяца должен быть основан на анализе следующих критериев:

- углеводородная составляющая залежи остается максимально статичной;
- значения толщин за репрезентативный месяц должны лежать в пределах модальных значений за текущий год.

В качестве базового был выбран апрель 2014 года, когда было выявлено максимальное растекание линзы по площади. При этом мощность залежи в этот период лежит в пределах граничных значений для анализируемого периода. Указанные данные были загружены в цифровую модель, чтобы визуально отображать пределы возможных «разливов» линзы. В качестве дополнительных данных использовались оцифрованные карты казанского горизонта.

3.3.2 Результаты моделирования в программном комплексе Petrel

На основании результатов критериально-параметрической оценки ПТС, включающей в себя залежь углеводородов и карт толщин, построенных в Surfer, была создана 3D геостатическая модель в программном комплексе Petrel. В результате работы были выявлены особенности моделирования исследуемого объекта и подобных ему, в отличие от традиционных месторождений нефти:

– глубина залегания. Техногенные залежи формируются, как правило, на глубинах до 100 м в породах зон аэрации и насыщения, выше уровня регионального водоупора;

– направление притока углеводородов. В случае техногенных залежей накопление поллютантов происходит с дневной поверхности;

– широкий диапазон значений толщины слоя углеводородов. Между мощностью слоя углеводородов в центральной части залежи (~14 м) и на её границе (~0,0-0,01 м). В связи с необходимостью учёта и значительной и малой толщин слоя поллютанта в прогнозах, требуется увеличение разрешающей способности сетки значений. В результате количество ячеек такой сетки может достигать нескольких миллиардов, что приводит к ограничениям в дальнейших расчетах моделей, так как требуется колоссальная вычислительная мощность;

– сведения о литологии ПТС. Коллектором техногенных углеводородов являются породы зоны аэрации с лёгким гранулометрическим составом, в отличие от природных месторождений. В ходе моделирования был сделан вывод о том, что литологический куб

представлен только коллектором, а дальнейшие расчеты и построения будут зависеть от его емкостно-фильтрационных характеристик;

– постоянная подвижность углеводородного флюида. Учёт направлений и режима миграции техногенной залежи приводит к необходимости принятия решения о выборе репрезентативного месяца для создания основы модели. В рамках настоящего исследования данный выбор осуществлен в ходе построения и анализа карт толщин углеводородной части ПТС за все исследованные временные интервалы.

– особенности давления в пласте, в сравнении с природными месторождениями нефти. Рассматриваемая природно-техногенная система, включающая в себя залежь углеводородов, характеризуется диапазоном давлений от 1,05 до 2,03 МПа, что значительно отличается от пластовых давлений традиционных месторождений (см. Рис. 3.3).

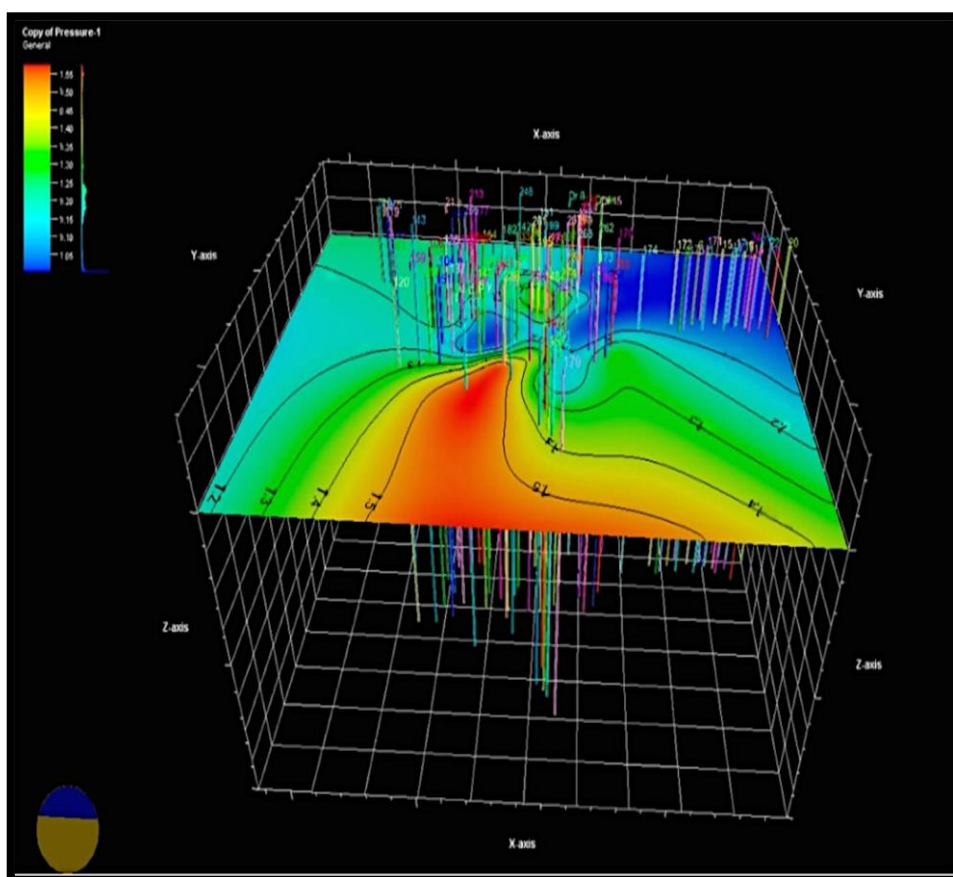


Рис. 3.3 – Карта диапазона пластового давления техногенной залежи

Сравнительная таблица параметров условий залегания природной нефти и техногенных углеводородных флюидов представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Граничные условия залежи и природного месторождения

Параметр	Техногенная залежь углеводородов	Пластовая нефть на примере месторождения Самарской области
Геомеханические параметры		
Глубина залегания, м	2-100	400-3000
Горизонт	преимущественно aQIV	Нижний карбон, средний девон
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0,720-0,750	0,3-3,5
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	720-780	790-863
Пластовое давление, МПа	0,1—1,03	23,6-32,1
Мощность слоя нефтепродуктов, м	0-15	до 100
Дебит, т/сут	2-15	20-30
Фильтрационные параметры		
Проницаемость пород, мкм ²	До 0,348	0,20-0,47
Пористость породы, доли ед.	0,20-0,30	0,18-0,25
Коэффициент фильтрации пород, мм/сут	Вода: 23,0-86,4 УВ: 2,3-73,4	-
Температурные параметры		
Температура в пласте, °С	-5-+10	До +74
Химические параметры		
Компоненты	товарные углеводороды и полупродукты, вода до 15%, механические примеси до 5%	сера - 0,2-2,05%, парафин 3,13 - 9,0%, вода до 90%
Минерализация воды, г/дм ³	0,5-2,3	230 - 270
Исходные данные для моделирования		
Данные по сейсмике	Отсутствие отчетов по сейсмике	Отчеты по сейсмике
Данные для структурных построений	Уровни грунтовых вод	Отбивки пласта

На Рис. 3.4 представлена карта уровней нефтепродуктов в соответствии с выбранным по картам толщин залежи репрезентативным месяцем.

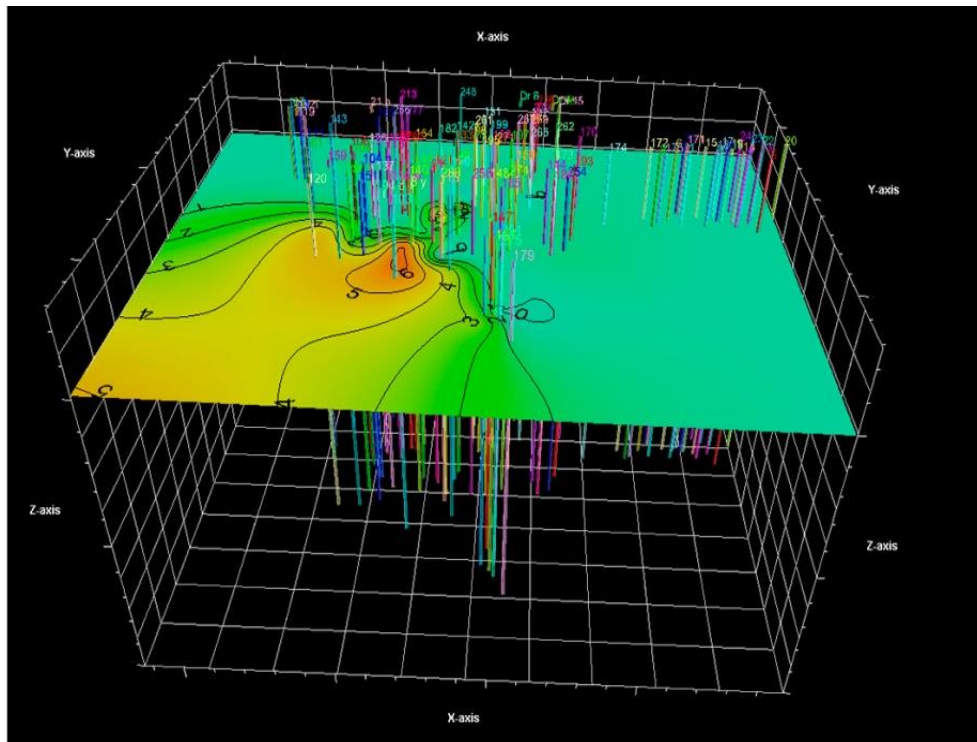


Рис. 3.4 – Карта уровней нефтепродуктов
Для структурных построений в геостатистической модели исследуемой ПТС использовались оцифрованные карты казанского яруса.

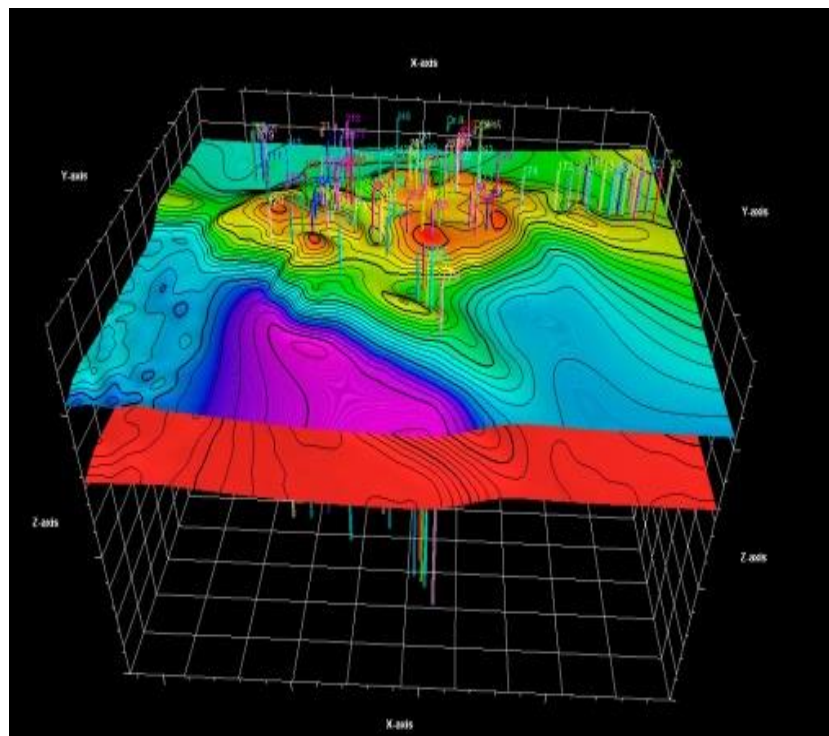


Рис. 3.5 – Структурная карта казанского яруса

Техногенная залежь углеводородов, расположенная на поверхности подземных вод, находится внутри «геологической ловушки» – кровли казанских отложений, имеющих куполообразную форму. В соответствии с фоновыми данными о геологическом строении исследуемой территории и результатами полевых исследований выявлено, что устройство пород, вмещающих углеводородов сложное. Каналами фильтрации являются

преимущественно трещиноватые породы (доломиты). Казанские отложения перекрываются суглинистыми неоген–четвертичными отложениями, которые препятствуют распространению свободных углеводородов в восточном и западном направлениях. Также, миграция залежи замедляется или предотвращается карбонатными породами, разрушенными до состояния муки за счёт их низкой поровой проводимости. Именно изолинии кровли казанских отложений позволяют оценить область распространения свободных углеводородов. Границей зоны геологической среды, вмещающей углеводородный флюид, является пересечение границы раздела фаз вода–нефтепродукты с кровлей казанских отложений. По данным режимных наблюдений она имеет абсолютные отметки в интервале от 19 м до 28 м.

Цифровая трехмерная модель ПТС, вмещающая залежь углеводородов, позволила произвести оценку запасов.

Расчет запасов также проводился расчётным методом на основании следующих исходных данных:

- содержание углеводородов в породах составляет 0,16 тонн УВ/м³ породы [100]
- площадь распространения залежи 12км²
- пористость известняков принята 0,1 [111]

$$Q = \sum f * h * d, \quad (10)$$

Общий объем углеводородов составил 1,2 млн м³. В весовых единицах, принимая среднюю плотность углеводородов за исследуемый период равную 0,746 г/см³ это составит 1,2 * 0,746 = 1,8 млн. тонн.

С целью определения категории запасов, по аналогии с ранее проведёнными исследованиями [97-105] была проанализирована существующая плотность сети наблюдательных и эксплуатационных скважин, а также гидрогеологическая изученность территории. Приведенная детальность изученность территории позволяет утверждать, что запасы исследуемой техногенной залежи продолжают относиться к категории не ниже С1.

На основе результатов цифрового трехмерного моделирования ПТС, вмещающей в себя техногенную залежь углеводородов, можно сделать следующие выводы:

- качественное моделирование техногенных отложений невозможно без предварительного этапа мониторинга ПТС;
- целесообразно создание модели на основе анализа карт толщин углеводородной составляющей залежи с выбором наиболее репрезентативного периода.
- исходя из существенных различий геотопов техногенного и природного происхождения, традиционные методы моделирования нуждаются в адаптации подходов

моделирования и сбора исходных данных с учётом условий существования техногенных залежей углеводородов;

- созданная модель техногенной линзы позволяет проводить первичную оценку запасов углеводородов под площадками НПЗ. Оценённые запасы углеводорода составили 1,2 млн. м³ с категорией не ниже С1;

- создание статических и гидродинамических моделей ПТС, вмещающих залежь углеводородов, позволяет оптимизировать выбор мест расположения новых добывающих скважин с минимальными капитальными затратами;

- цифровое моделирование позволяет выявить области, для которых необходимо усилить мониторинг миграции залежи и предлагать спектр технологических решений для извлечения вторичного сырья и восстановления компонентов окружающей среды.

3.3.3 Инерционно-колебательная модель ТЗУ

Анализ полученных графиков хода уровней подземных вод, углеводородного флюида в скважинах и поверхностных вод водохранилища позволил предложить гипотезу, что уровни поверхностных, подземных вод и поллютанта могут быть описаны как система вынужденных колебаний (см. подраздел 1.2.3).

Рассматриваемыми элементами инерционно колебательной системы техногенной залежи являются:

- Саратовское водохранилище – характеризуется колебанием уровня воды в течение года, м по БСК;

- уровни подземных вод в скважинах наблюдательной сети, измеряемые ежемесячно, м по БСК;

- уровни границы раздела фаз углеводород-воздух в скважинах наблюдательной сети, измеряемые ежемесячно, м по БСК;

- суммарная добыча нефтепродуктов сетью добывающих скважин, в процентах от годовой добычи.

Исследуемая залежь углеводородов в составе ПТС является элементом инерционно-колебательной системы (далее – ИКС) состоящей из природных и техногенных составляющих: жидкий углеводородный флюид, подземные воды, области разгрузки – поверхностный водоисточник, эксплуатационные скважины и водозаборы, геологическая среда (коллектор).

При достижении согласованности колебательных процессов и элементов ПТС, области разгрузки и залежи происходит выход системы в резонанс. Результатом эффекта

резонанса становится возможность направленно воздействовать на линзу и осуществлять санапию.

Выделим два вида направленного воздействия: активное и пассивное. Активное воздействие – назначение методов восстановления окружающей среды связанные с прямым воздействием на компоненты окружающей среды, углеводородный флюид, водные объекты и их режимы, выбор места и режима реализации. Активные методы эффективно используются при антирезонансе амплитуд и направлены на извлечение углеводородной составляющей залежи из недр, а также на восстановление загрязненных нефтепродуктами подземных вод. Под пассивными методами понимают преимущественно сооружения инженерной защиты. Для них осуществляют выбор места и конструктивно-техническое оформление, подбор режима работы не требуется.

Инерционно-колебательный подход предполагал определение характеристик для каждого элемента ПТС, а именно фазы, амплитуды и частоты для. Остановимся на них подробнее.

Амплитуда численно отражает степень выраженности паводково-меженных явлений в местах разгрузки подземных вод, на поверхности которых флотирует углеводородная линза. Амплитуда определяет интенсивность возможного воздействия

Частота (или период) обозначает периодичность наблюдаемых колебаний ПТС и характеризует цикличность. Выявлено, что данная величина напрямую зависит от паводково-меженных явлений.

Фаза определяет скорость «отклика» уровней воды и углеводородов в скважине на изменение гидрологического режима на водохранилище и определяет зависимость дебита в скважине от гидрогеологических условий.

На Рис. 3.6 и Рис. 3.7 представлен пример графической интерпретации поведения залежи, как ПТС, выполненный в результате обработки группы колебательных параметров и их обобщения в одной из наиболее показательных дрен. Обобщение результатов наблюдений на Рис. 3.6 выполнено за период 2014 – 2021 гг, с учетом паводково-меженного режима водохранилища (линия – 1), подземных вод (линия 2), добычи (линия 3).

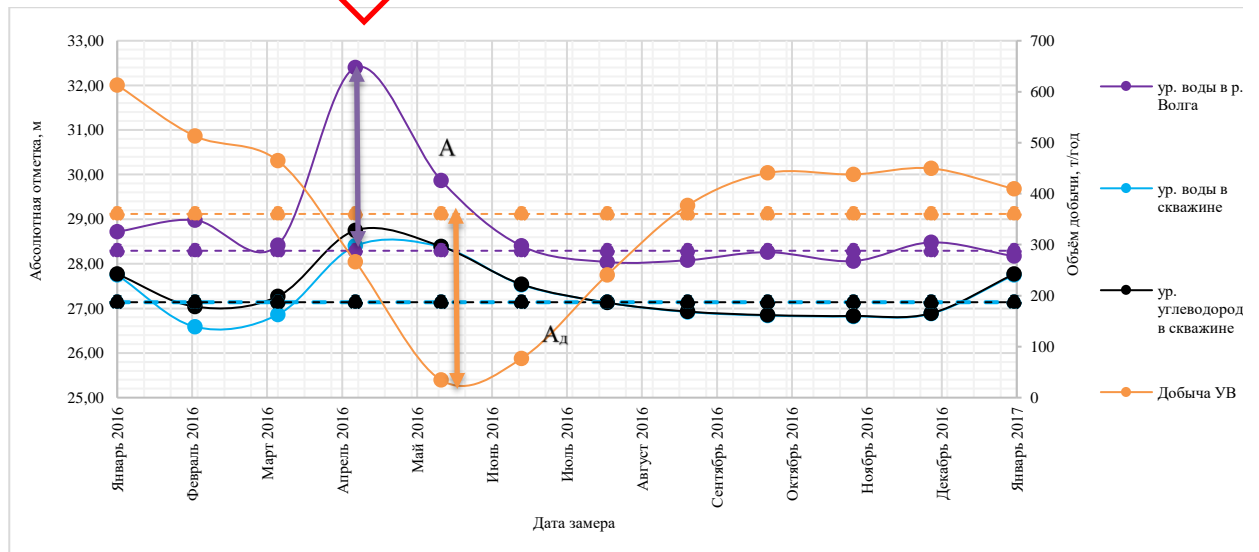
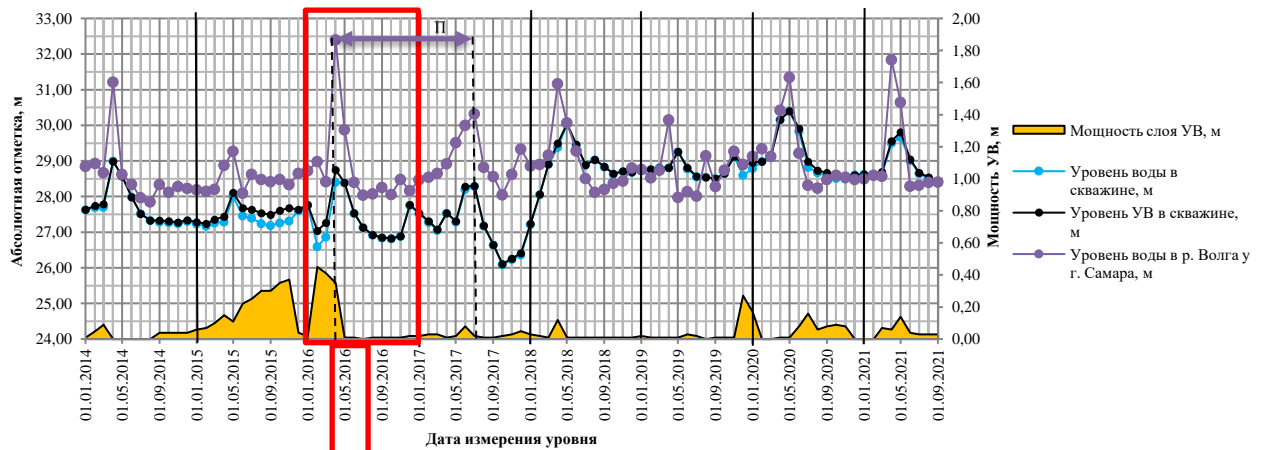


Рис. 3.6 – Результаты наблюдений за 2014-2021 по одной из скважин (верхний)

Рис. 3.7 – Пример инерционно-колебательной модели, выполненной в границах пойменного фрагмента залежи (нижний)

Как видно из рисунка Рис. 3.6, поведение залежи носит волновой характер, с периодом колебаний Π в пределах $(0,6 - 1,0) \pm 0,1$ год. Так же, на рисунке Рис. 3.7 выделен укрупненный фрагмент волновой интерпретации поведения залежи а более короткий период, составляющий до 1,5 месяцев (паводок 2016 года). На данном фрагменте представлены параметры колебательной группы - фаза (Φ) и Амплитуда (A). Фазовые характеристики водохранилища (область разгрузки), подземных вод и поверхности углеводородов составляют, соответственно, 1,5 мес., 1,2 мес. и 1,2 мес. Амплитуды их колебаний составляют 2,51 м, 1,34м и 1,29 м соответственно. При этом, в период паводка (март-май), колебания водохранилища и уровней добычи расположены в противофазе.

Важно отметить, что периодичность колебаний может нарушаться под воздействием следующих факторов:

- свойства пород, в которых залегает линза имеют разную природу (гидрофобны, гидрофильны);

- структура пород различна: хорошо фильтрующие пески или породы трещиноватого типа;
- глубина залегания и условия в горизонте залегания;
- свойства самого флюида, его вязкость, плотность и вид взаимодействия с водой;
- гидрологический режим: наличие объектов водоснабжения, водоотведения, гидротехнических сооружений, а также характер режима их работы;
- наличие связанности с природными водными объектами и климатическими явлениями;
- проведение или наоборот непроведение работ по ликвидации техногенной залежи.

Исследованная группа дрен (см. Рис. 3.6) размещается в пойме, где в аллювиальных глинах сосредоточена область аккумуляции углеводородов, в виде линзообразного очага. Именно на этом фрагменте ПТС, интерпретированном в виде цифровой и колебательной моделей, рекомендуется устройство комбинированной вертикальной завесы, совмещенной с дренажем, в качестве сооружений пассивного обращения с залежью. При этом, дренаж выполняет функции сбора ВМР, а шпунт (стена), сооружения локальной защиты области разгрузки от загрязнения со стороны ОНВОС.

Таким образом, в зависимости от типа залежи и особенностей её как элемента ИКС – назначается технологическая схема ликвидации, и конструктивно-аппаратурное оформление. Обоснование принимаемых технологических решений представлено в Главе 4 настоящей работы.

3.4 Ресурсно-экологический подход к техногенной залежи углеводородов

На основании апробированной схемы проведения обследования и обращения с залежью (см. рис. 2.1 главы 2), а также с материалов главы 1, что техногенная линза является с одной стороны предметом ресурсного использования, а с другой предметом восстановления предложены следующие этапы её ликвидации [4]:

1) Мониторинг:

- отслеживание уровней воды в поверхностных объектах, наблюдательных скважинах, а также мощности слоя нефтепродуктов в течение года;
- анализ качественного и количественного состава флюида;
- контроль качества компонентов окружающей природной среды;
- моделирование техногенной залежи с возможностью последующего прогнозирования её поведения и эффективного принятия решений о расширении сети скважин, проектирования сооружений защиты и способов очистки геосреды.

2) Локализация:

– локализация нефтепродуктов в недрах с помощью сооружений и/или методов экологической защиты;

– контроль эффективности сооружений защиты.

3) Извлечение свободных углеводородов:

– интенсификация извлечения за счёт оптимизации режимов работы насосного оборудования для откачки нефтепродуктов;

– расширение сети добывающих скважин (при необходимости);

– использование экологически безопасных реагентов для увеличения нефтеотдачи.

4) Проведение работ по очистке геологической среды от остаточного содержания углеводородов с использованием реагентов:

– подбор экологически безопасных реагентов;

– выбор оптимальных концентраций, условий и мест закачки реагентов в геосреду, с последующим отслеживанием процесса отмывки.

На рисунке 2.1 представлена схема стратегического подхода к техногенным залежам углеводородов.

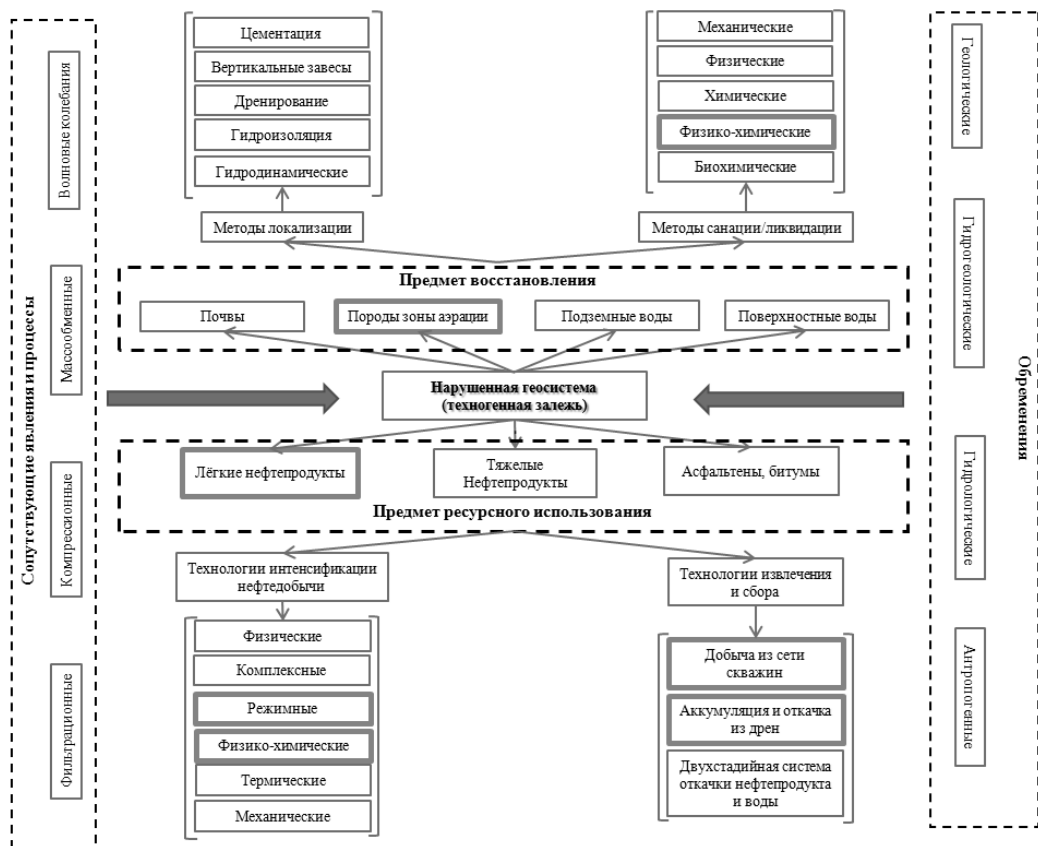


Рис. 3.8 – Схема ресурсно-экологического подхода к системе

Этап мониторинга уже апробирован в настоящей работе и представлен полевыми, лабораторными исследованиями компонентов окружающей среды и углеводородного флюида.

Вторая стадия представляет собой локализацию техногенной залежи. Совокупность инженерных мероприятий позволяет снизить риски дальнейшего распространения нефтепродуктов в геологической среде, а, следовательно, сократить площадь территории исследований и подверженную антропогенной нагрузке.

Извлечение углеводородов на базе результатов мониторинга предполагает ресурсный подход к нефтяной линзе, т.е. извлечение с последующим использованием углеводородного сырья. Данный подход обеспечивает вторичное использование ресурсов, а также повышает экономическую целесообразность ликвидации объекта накопленного экологического ущерба.

Последний этап представляет собой природоохранные мероприятия, направленные на восстановление загрязненной нефтепродуктами геологической среды, а также водных объектов. За счёт использования экологически безопасных реагентов достигается отсутствие вторичного загрязнения окружающей среды и её очистка.

Технологические решения по локализации и ликвидации техногенной залежи углеводородов подробно будут рассмотрены в Главе 4.

Ресурсная оценка

В составе исследований была проведена не только количественная оценка запасов и их категорирование, но и качественная оценка углеводородного флюида, составляющего залежь. Используемые методы для каждого из определяемых показателей описаны в разделе 2.2.

Результаты оценки углеводородной составляющей залежи представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Показатели оценки углеводородного сырья по годам

Показатель / компонент	Плотность, г/см ³	Сера, % масс.	Т нач. кип.	Т пер. 10% УВ	Т пер. 50% УВ	Т пер. 90% УВ	Т кон. кип.	Свинец, мг/кг
2018 год								
Среднее	0,7433	0,126	48,0	73,0	114,0	221,0	306,0	65,0
Max	0,7529	0,190	57,0	80,0	214,0	293,0	326,0	196,0
Min	0,7331	0,069	35,0	57,0	99,0	161,0	270,0	33,0
2019 год								
Среднее	0,7447	0,131	48,0	72,0	113,0	220,0	300,0	53,0
Max	0,7556	0,194	65,0	82,0	131,0	298,0	323,0	161,0
Min	0,7319	0,056	35,0	57,0	101,0	119,0	220,0	5,0
2020 год								
Среднее	0,7462	0,133	53,0	76,0	116,0	229,0	304,0	7,0
Max	0,7729	0,293	66,0	92,0	130,0	311,0	322,0	8,0
Min	0,7264	0,033	38,0	57,0	99,0	156,0	215,0	6,0
2021 год (январь-сентябрь)								
Среднее	0,7480	0,156	50,0	75,0	116,0	239,0	310,0	9,0
Max	0,7575	0,354	58,0	83,0	166,0	289,0	338,0	13,0
Min	0,7365	0,097	38,0	66,0	101,0	191,0	236,0	6,0
2018-2021 годы суммарно								
Среднее	0,7456	0,137	49,8	74,0	114,8	227,3	305,0	33,5

Max	0,7729	0,354	66,0	92,0	214,0	311,0	338,0	196,0
Min	0,7264	0,033	35,0	57,0	99,0	119,0	215,0	5,0

Из таблицы 11 видно, что за 4 почти полных года состояние углеводородного флюида претерпевает изменения. Постепенно увеличиваются плотность, температуры кипения и перегонки углеводородной смеси, что свидетельствует о «старении» углеводородов, уменьшении количества легких и подвижных в геологической среде фракций. Следствием выступают изменения фильтрационных способностей флюида, а значит и необходимость учёта указанных граничных условий для применяемых технологий. Важно отметить и изменения в химическом составе, а именно увеличение содержания серы.

Наиболее близким по характеристикам продуктом является бензин неэтилированный в соответствии с ГОСТ 32513-2013. Для обеспечения возможности реализации углеводородов техногенной залежи требуется корректировка характеристик до следующих значений: концентрация свинца до 5 мг/дм³, массовая доля серы до 500, мг/кг для класса К2.

Важно отметить, что качественный и количественный состав углеводородов, составляющих залежь, зависит от гидрогеологических и гидрологических условий, а значит и от паводково-меженных явлений.

Таблица 12 – Усредненные характеристики углеводородного сырья в зависимости от сезона

Показатель (компонент)	Плотность, г/см ³	Сера, % масс.	Т нач. кип.	Т пер. 10% УВ	Т пер. 50% УВ	Т пер. 90% УВ	Т кон. кип.	Свинец, мг/кг
Месяц								
Январь	0,743	0,133	48,0	73,0	114,0	221,0	306,0	65,0
Февраль	0,744	0,131	57,0	80,0	214,0	293,0	326,0	196,0
Март	0,744	0,125	49,8	72,8	113,3	222,2	304,1	45,0
Апрель	0,743	0,117	48,1	72,1	112,8	244,3	301,2	26,2
Май	0,747	0,156	48,7	74,4	115,8	232,2	307,0	33,5
Июнь	0,744	0,123	50,2	74,6	112,2	226,5	303,4	12,5
Июль	0,744	0,125	46,8	70,8	118,5	233,3	296,5	34,0
Август	0,744	0,129	46,3	71,6	114,1	217,9	307,2	72,0
Сентябрь	0,746	0,138	50,5	73,0	114,825	230,1	300,6	111,8
Октябрь	0,746	0,135	51,2	75,3	113,9	217,0	304,6	85,6
Ноябрь	0,746	0,138	51,3	74,3	114,8	223,7	303,6	66,1
Декабрь	0,747	0,137	50,2	73,8	113,9	220,7	305,4	54,1

Анализ таблицы выше показывает, что в период весеннего паводка с апреля по июнь наблюдается увеличение температуры перегонки 50% смеси углеводородов, а остальные температурные показатели снижаются. Между тем, сохраняется восходящий тренд средней плотности смеси нефтепродуктов. Кроме перечисленного, массовая доля серы также подчиняется сезонным изменениям. В период с апреля по июнь наблюдается рост и затем спад содержания серы в интервале 0,117-0,156-0,123% масс. Важно отметить, что в составе

углеводородного флюида содержится свинец и в начале проведения исследований его содержание было значительным. Можно предположить, что наличие свинца обусловлено утечками автомобильных топлив, содержащих тетраэтилсвинец. Для уточнения природы происхождения, требуется качественное определение тетраэтилсвинца в составе исследуемого флюида.

Из сказанного можно сделать вывод, что запасы углеводородного сырья, исследуемой техногенной залежи углеводородов, можно рассматривать как потенциальный ресурс, только после решения задачи по исключению из состава свинца и серы.

Ориентировочная оценка запасов может быть проведена на основании исходных сведений о хранящемся объёме нефтепродуктов в резервуарном парке в год и норм убыли нефтепродуктов [3]. После получения сведений о теоретическом объёме нефтепродуктов, аккумулированных в зоне аэрации, производится пересчёт коэффициента годовых потерь. Если рассчитанный коэффициент годовых потерь менее коэффициента естественной убыли [158], то вероятнее всего формирование залежи обусловлено именно процессами естественной убыли. Если рассчитанный коэффициент годовых потерь больше коэффициента естественной убыли, то делают вывод о том, что формирование линзы происходило и за счёт естественной убыли, и за счёт аварийных проливов, утечек.

По результатам анализа космосъёмки с помощью Google Earth Pro количество имеющихся на предприятии резервуаров разных типов и объёма на сентябрь 2021 составляет 354 ед. Основными видами хранящихся углеводородов являются продукты переработки нефти: автомобильные бензины, реактивное топливо, дизельное топливо и мазут [26]. Общий объём всех типов углеводородов, хранящихся на исследуемом предприятии без учёта трубопроводов и других коммуникаций, составляет по укрупненной оценке: 1 млн. м³ или 0,76 млн. тонн.

С учётом имеющихся нормативов [158] для осенне-зимнего периода применяется коэффициент 0,1, для весенне-летнего 0,5 для средней зоны.

По формуле (11) рассчитаем потери нефтепродуктов в год:

$$M_{\text{потерь}} = M_{\text{хран.}} \cdot 6 \text{ мес.} \cdot K_1 + M_{\text{хран.}} \cdot 6 \text{ мес.} \cdot K_2 = M_{\text{хран.}} \cdot 6 \text{ мес.} \cdot (K_1 + K_2), \quad (11)$$

где

$M_{\text{хран.}}$ – количество нефтепродуктов, хранимых ежемесячно на объекте, тонн

$K_1 = 0,7$ кг/т хранимых нефтепродуктов группы 2 в металлических резервуарах в средней зоне в осенне-зимний период.

$K_2 = 1,7$ кг/т хранимых нефтепродуктов группы 2 в металлических резервуарах в средней зоне в весенне-летний период.

6 – количество весенне-летних и количество осенне-зимних месяцев.

Получаем:

$$M_{\text{потерь}} = 760\,000 * 6 * (0,7 + 1,7) = 10\,944\,000 \text{ кг} = 10\,944 \text{ тонн/год или } 14400 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таким образом, при допущениях, что заполнение и опорожнение резервуаров ежемесячное и что на протяжении всего периода действия предприятия конструкция резервуаров соответствовала «резервуары металлические наземные», количество потерь составит 1,022 млн. м³ или 777,024 тыс. тонн.

В связи с тем, что утверждённые в 1998 году запасы составляли 1,6 млн. тонн, то предлагаемый авторами расчет [3] применительно к сложным действующим и постоянно реконструируемым предприятиям применим только для ориентировочной оценки в связи со значительным расхождением результатов расчета. Также погрешность увеличивается за счёт размещения предприятия в агломерации других объектов нефтяной отрасли, которые могут являться источниками утечек углеводородов.

Результатом проведения комплекса полевых, лабораторных и камеральных работ стала сравнительная характеристика исследуемой техногенной залежи и природных месторождений Самарской области с целью выявления особенностей создания трехмерных цифровых моделей.

Согласно проведённым исследованиям, состав залежи представляет собой преимущественно бензиновую фракцию с сезонными колебаниями свойств, что создаёт предпосылку к эффективному использованию накопленных нефтепродуктов.

Выводы к Главе 3.

Разработанная схема исследований, представленная на рис. 2.1 Главы 2, успешно апробирована в части этапов III-IV: анализ полученных данных, моделирование и лабораторный эксперимент соответственно. В результате обработки результатов исследований была разработана трехмерная модель для одной из залежей углеводородов, подтвердившая возможность применения программных продуктов, используемых для природных месторождений, а значит и провести оценку запасов.

Отметим, что исходя из существенных различий геотопов техногенного и природного происхождения, традиционные методы моделирования нуждаются в адаптации подходов моделирования и сбора исходных данных с учётом условий существования техногенных залежей углеводородов. Цифровое моделирование позволяет выявить области, для которых необходимо усилить мониторинг миграции залежи и предложить спектр технологических решений для извлечения вторичного сырья и восстановления компонентов окружающей среды.

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

4.1 Ликвидация ТЗУ и восстановление нарушенной природной среды

В настоящей работе обращение с техногенными залежами углеводородов предложено разделить на два этапа:

– ресурсный этап. Основной целью является извлечение свободных углеводородов, представляющих ресурсную ценность;

– восстановительный этап. Задачей выступает доочистка компонентов окружающей среды от поллютантов до санитарных требований и региональных нормативов.

В настоящей главе рассматривается подбор технологических решений для каждого из этапов ликвидации залежей.

4.1.1 Ресурсный этап ликвидации ТЗУ

Основной задачей ресурсного этапа является максимальное использование ресурсного потенциала углеводородного флюида залежи. В случае соответствия качественного и количественного состава нефтепродуктов стандартам на продукты нефтепереработки возможности их использования как сырья достаточно велики.

Ресурсный этап реализуется одновременно по двум направлениям:

- локализация, с целью предотвращения распространения загрязнения;
- извлечение углеводородов, находящихся в свободном состоянии.

Основным документом регламентирующим геоинженерную защиту являются СП 104.13330.2016 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления. Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-85 (с Изменением N 1)» и СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003 (с Изменением N 1)». Согласно принятому определению инженерная защита территорий, зданий и сооружений — это комплекс инженерных сооружений и мероприятий, направленный на предотвращение отрицательного воздействия опасных геологических, экологических и других процессов на территорию, здания и сооружения, а также на защиту от их последствий.

По значениям отбора углеводородного флюида все имеющиеся эксплуатационные скважины на территории завода и на прилегающей территории можно условно разделить на три группы:

- малодобитные с дебитом до 1 тонны/сутки (29 скважины и дрен ~56,8% от общего числа пунктов эксплуатационной сети скважин и дрен);

- со средним дебитом эксплуатационные скважины с дебитом от 1,0 до 2,0 тонны/сутки (4 скважины ~5,8% от общего числа пунктов);

- с высоким дебитом эксплуатационные скважины с дебитом от 2,0 тонны/сутки (4 скважин ~7,8% от числа исследуемых пунктов).

По остальным 14 пунктам дебиты неизвестны.

Усредненная годовая производительность сети скважин за период с 1993 по 2000 и с 2006 по 2016 годы составляет 29,138 тыс. тонн/год. При этом наибольшая производительность приходится на период с сентября по декабрь.

Выявлено, что малodeбитные эксплуатационные пункты часто соседствуют с высокодебитными [19]. Разница в производительности объясняется рядом факторов:

– неоднородность фильтрационных свойств и определяющих их физических свойств (нефтеотдача, трещиноватость, эффективная пористость и т.д.) отложений, вмещающих утерянные углеводороды-загрязнители;

– пространственное положение пункта очистки относительно техногенной залежи и как следствие – различная мощность линзы нефтепродукта;

– индивидуальные конструктивные особенности пункта очистки и их техническое состояние.

Всего за период с 1992 г. по 2016 г. в рамках работ по локализации и ликвидации очага загрязнения геологической среды в районе НПЗ, из скважин и дренажных систем извлечено 524,5 тыс. тонн нефтепродуктов [11, 19, 98-100, 105].

4.1.2 Восстановительный этап ликвидации залежи

Основной задачей ликвидационного этапа выступает доочистка компонентов окружающей среды от поллютантов до санитарных требований и региональных нормативов.

На залежах ряда нефтеперерабатывающих заводов после извлечения максимально возможной и экономически целесообразной части вторичного ресурса, его добыча была признана неэффективной. Как следствие, эксплуатационные скважины подвергаются консервации. Однако, остаточные содержания углеводородов залежей продолжают выноситься подземными водами в поверхностные водоисточники и оказывать негативное влияние на компоненты окружающей среды.

Процесс вытеснения и защемления нефтепродуктов при их вытеснении водой из поровой среды продемонстрирован на Рис. 4.1. Здесь показаны результаты моделирования вытеснения нефтепродуктов водой из образца трещиноватой породы.

Образование защемленных нефтепродуктов при вытеснении нефти водой

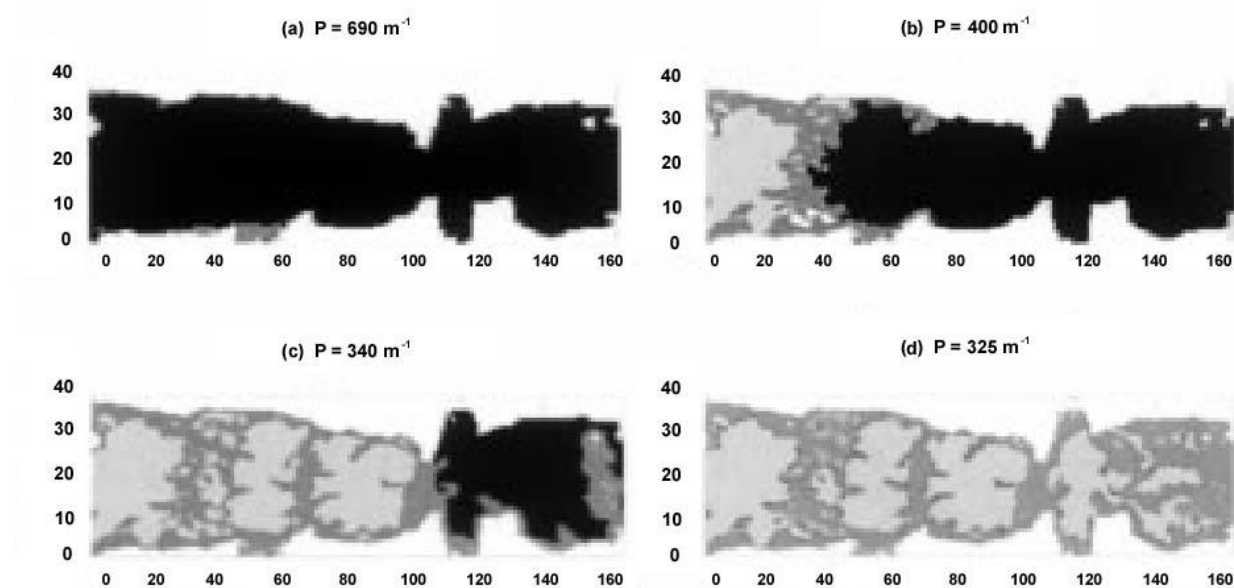


Рис. 4.1 – Образование защемленных нефтепродуктов при вытеснении нефти водой [99]
Серым цветом указана порода, насыщенная водой; черным – нефтепродуктами; светло-серым – порода, содержащая защемленные нефтепродукты

Как можно видеть из этого рисунка существенная доля поровой среды после вытеснения свободных нефтепродуктов содержит нефтепродукты в защемленном состоянии. После окончания весеннего паводка граница раздела вода-нефтепродукты опускается. В результате защемленные нефтепродукты возвращаются в подвижное состояние и мощность слоя углеводородов восстанавливается. Отмеченные выше обстоятельства объясняют снижение объемов откачки нефтепродуктов в период весеннего паводка.

Ремедиация компонентов окружающей среды должна проводиться до предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ во всех средах (почвы, грунты, подземные и поверхностные воды) в соответствии со значениями нормативных документов или регионального норматива для промышленных площадок.

Учитывая хронологические параметры, в отличие от других ПТС (включая ОНВОС) техногенные залежи характеризуются длительными сроками формирования, связанными с продолжительностью работы предприятия-источника и этапов его реконструкции или перевооружения [159-169]. Продолжительность ремедиации компонентов окружающей среды до установленным требованиям будет сопоставима со сроком её формирования. В связи с этим к набору показателей ПТС: ресурсно-геометрические, биотические, абиотические, колебательные, - добавляются хронологические показатели.

4.2 Исследования методов очистки загрязнённой геосреды при ликвидации ТЗУ

4.2.1 Лабораторные исследования реагентной обработки

В соответствии с методическим обеспечением и схемами экспериментов, представленными в главе 2 настоящей работы, были проведены 2 серии исследований.

– 1 серия. Определение эффективности очистки грунта от углеводородов в зависимости от дозы реагента;

– 2 серия. Определение зависимости эффекта снижения содержания углеводородов от дозы реагента в объединенных пробах грунтов различных геологических разностях

Далее рассмотрим результаты каждой из них.

Результаты проведения первой серии лабораторных испытаний

В соответствии с методическим обеспечением, подробно описанным в разделе 2.3, было проведено исследование процесса очистки грунта от углеводородов в зависимости от дозы реагента. В качестве используемых реагентов выступили О-БИС, Юникилин-200, Nalco 4757, Праестол 853, Флокатор 200.

Результаты проведения лабораторных испытаний серии 1 представлены на Рис. 4.2.

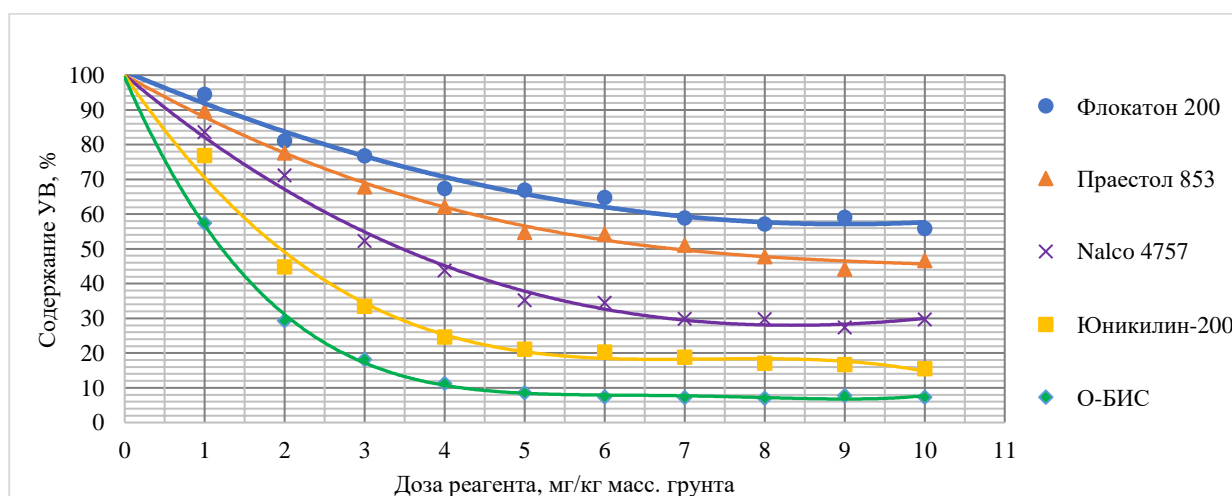


Рис. 4.2 – Зависимость эффективности промывки от дозы реагента

Наиболее рациональным для поставленной задачи выступает отмыватель безотходный ингибирующий самоочищающийся (О-БИС) в дозировке 4 мг/кг обрабатываемого грунта. Достоинством выступает возможность разделения рабочего раствора на углеводород, механические примеси само вещество после обработки загрязненного грунта и его повторное использование.

Результаты проведения второй серии лабораторных испытаний

С целью проведения оценки эффективности очистки фрагментов залежи углеводородов различного геологического строения была проведена вторая серия

лабораторных испытаний. Реагентов выступил наиболее рациональный из Серии 1 – О-БИС.

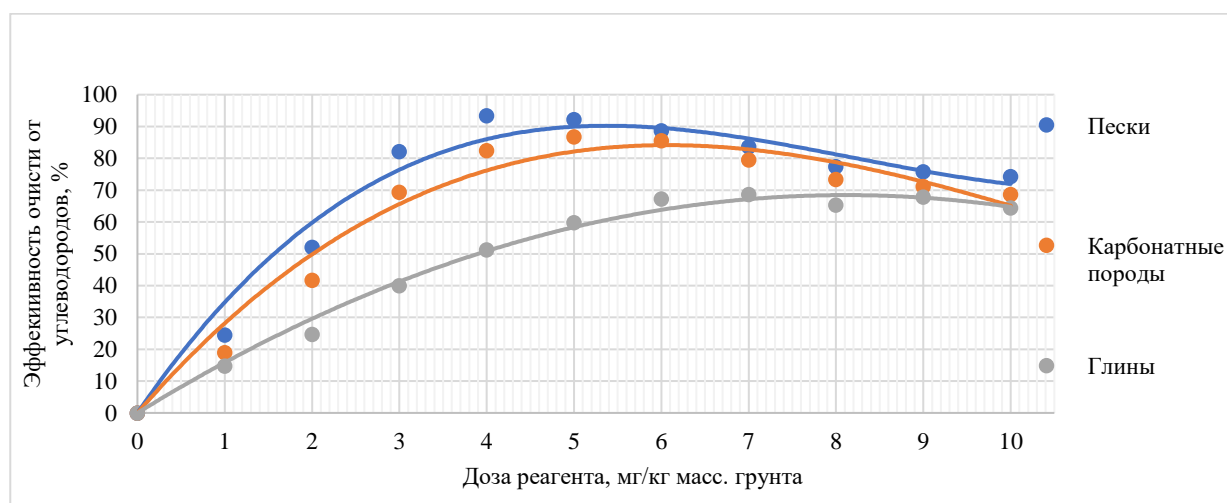


Рис. 4.3 – Зависимость эффекта снижения нефтепродуктов от дозы реагента в объединенных пробах грунтов различных геологических разностях

Наибольшая эффективность по удалению остаточного содержания углеводородов из песчаноподобных пород зоны аэрации была достигнута при дозировке О-БИС в количестве 5 мг/кг масс. грунта. Для глиноподобных пород, наиболее трудноочищаемых от углеводородов ввиду их сорбционных способностей рациональная доза реагента 8 мг/кг масс. грунта.

Оценка эффективности удаления остаточного содержания загрязнителя из карбонатоподобных пород зоны аэрации проводилась на доломитовых монолитах с пористостью ~24,7 %. Для указанных проб рациональная доза О-БИС составила 6 мг/кг масс. грунта.

Для оценки применимости подобранных растворов был проведён полупромышленный эксперимент реагентной высоконапорной обработки.

4.2.2 Полупромышленные исследования реагентной обработки

В полупромышленных условиях на выбранных участках зоны распространения залежи углеводородов определяли зависимость эффекта высоконапорной промывки от продолжительности наблюдения для различных условий проведения и геологических особенностей фрагмента залежи.

В рамках полупромышленных испытаний проведена одна серия опытов с трехкратной повторяемостью анализа, обеспечивающей необходимую степень достоверности.

Обработку нефтезагрязненной геосреды на полупромышленном этапе проводили путем высоконапорной подачи в толщу пород зоны аэрации (Jet-технология) реагентной смеси на основе флокулянтов, ПАВ и карбонизированной воды, виды и рациональные дозы которых были определены в лабораторных исследованиях [170].

Приготовление крупнотоннажных рабочих растворов реагентной смеси, их дозирование и высоконапорную подачу в геосреду, а также последующую откачку эмульсии осуществляли на двух опытных участках. Места апробации (см. Рис. 4.4) предлагаемого метода были выбраны с учётом предложенной в рамках работы типизации:

- Площадка №1 – пойменно-террасный фрагмент залежи;
- Площадка №2 – склоновый фрагмент;

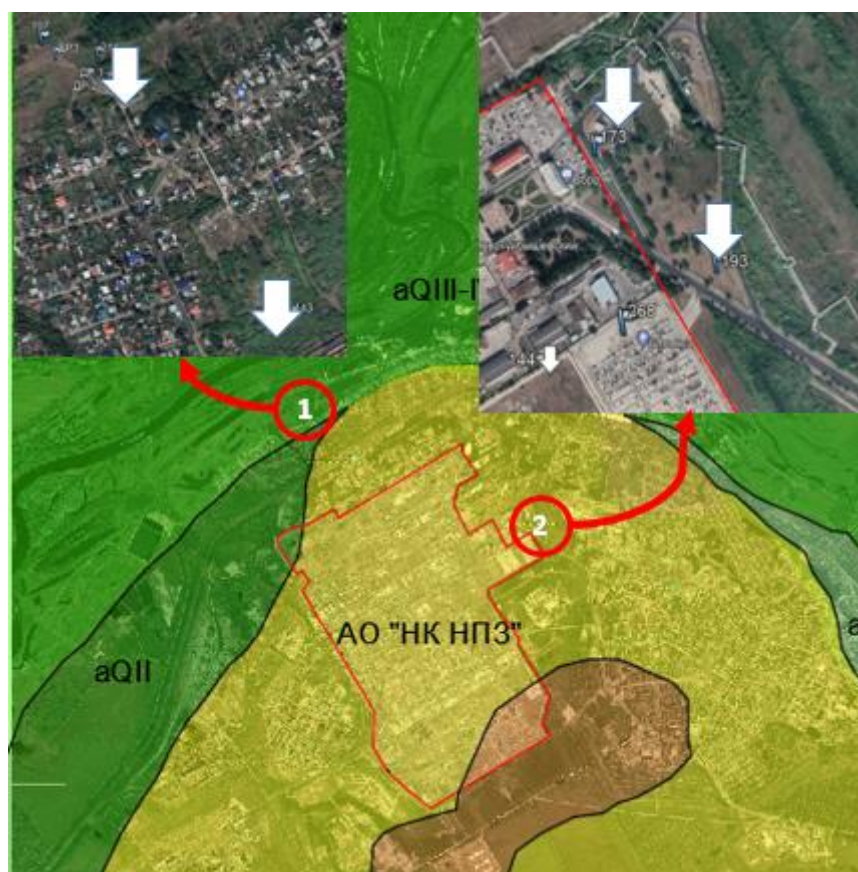


Рис. 4.4 – Места апробации высоконапорного метода реагентной обработки пород зоны аэрации

Выбор участков был обусловлен различиями в эффективных глубинах загрязнения геосреды, вмещающей углеводороды залежи, разнообразием её ландшафтных особенностей, включающих перемежающиеся террасные, склоновые, и пойменные фрагменты, а также водораздел. Также выбор местоположения опытных участков был обусловлен возможностями проведения эксперимента: условиями подъезда и установки нагнетательной и откачивающей техники, отсутствием кольматажа затрубного пространства, удаленностью от жилой застройки и опасных производственных объектов.

Участок 1 расположен на территории пойменно-террасного фрагмента залежи. На участке 1 располагаются две скважины и одна дрена глубиной 30 м, отстоящие друг от друга на расстоянии 340 м.

Участок 2 расположен на территории склонового фрагмента. На участке 2 и состоит из двух скважин глубиной 20 и 37 м соответственно, отстоящих на расстоянии 240 м одна от другой.

На каждом участке одна из скважин использована в качестве нагнетательной для высоконапорной подачи рабочего раствора. Вторую скважину (дрену) предполагали для извлечения обработанной реагентной смесью эмульсии, на основе подземных вод и углеводородов залежи, переведенных из заземленного в свободное состояние.

Подачу реагентов осуществляли с использованием насоса высокого давления, обеспечивающего значения 500 ± 10 атм. (Jet-метод) [170]. Установка оборудована узлом приготовления флокулянта, рабочего раствора дозами в диапазоне от 0,1 - 3,0% и его дозирования в толщу геосреды через нагнетательную скважину или дрену. Так же на установке расположен эжектор и сатуратор приготовления углекислой воды с рабочим содержанием CO_2 – до $5,0 \pm 0,5$ г/л при давлении насыщения до 303,9 КПа.

Подачу реагентов производили в расходный бак объемом 2,0 м³ через дозатор Чейшвилли-Крымского. Из расходного бака рабочий раствор нагнетали непосредственно в проходку скважины или в колодец дрены армированным шлангом, погруженным до глубины фильтра.

Давление на конце башмака скважины контролировали манометром, установленным в блоке с трехплунжерным электронасосным агрегатом АНТ-55 (Производитель – ООО «УИТЛИ-УРАЛ», Буланашский машзавод).

В исследованиях по структурно-фазовому перераспределению углеводородов изучали влияние реагентов на вязкость нефти и водную фазу геосреды, вмещающей залежь. Был использован реагент О-БИС, как наиболее рациональный из исследуемых (см. серии 1 и 2 лабораторных испытаний в Главе 3).

Данный комплекс реагентов предназначен для снижения потенциала на границе раздела «грунт – нефтяная пленка» с переводом связанных форм углеводородов в свободное состояние и их последующим извлечением с использованием скважины, расположенной ниже по потоку подземных вод.

Изучение реагентной промывки образцов геосреды от углеводородов, полученных в производственных условиях, проводили на фильтрационной установке по методике, аналогичной лабораторному этапу.

Схема производства исследований представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Схема производственного эксперимента

№ серии	№ опыта	Реагентная смесь	Содержания		
			Карб.вода	Сода	Флокулянт
Песчаноподобные					
1	1		1,0±0,1 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л

	2	Карбонизированная вода +флокулянт+сода +Jet,	2,0±0,2 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	5		5,0±0,5 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
2	1	Карбонизированная вода +флокулянт+сода	1,0±0,1 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	5,0±0,5 г/л	5,0±0,1 мг/л
3	1	Карбонизированная вода +Флокулянт	1,0±0,1 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
4	1	Карбонизированная вода+Jet,	1,0±0,1 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	1		5,0±0,5 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	2		5,0±0,5 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	3		5,0±0,5 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
	4		5,0±0,5 г/л	-	5,0±0,1 мг/л
Карбонатные породы					
5	1	Карбонизированная вода +флокулянт+сода +Jet,	1,0±0,1 г/л	5,0±0,5 г/л	6,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	5,0±0,5 г/л	6,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	5,0±0,5 г/л	6,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	5,0±0,5 г/л	6,0±0,1 мг/л
6	1	Карбонизированная вода +флокулянт +Jet	1,0±0,1 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	1		5,0±0,5 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	2		5,0±0,5 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	3		5,0±0,5 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
	4		5,0±0,5 г/л	-	6,0±0,1 мг/л
Глинистые грунты					
7	1	Карбонизированная вода +флокулянт+сода +Jet,	1,0±0,1 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
8	1	Карбонизированная вода +флокулянт+сода	1,0±0,1 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	5,0±0,5 г/л	8,0±0,1 мг/л
9	1	Карбонизированная вода +Флокулянт	1,0±0,1 г/л	-	8,0±0,1 мг/л
	2		2,0±0,2 г/л	-	8,0±0,1 мг/л
	3		3,0±0,3 г/л	-	8,0±0,1 мг/л
	4		4,0±0,4 г/л	-	8,0±0,1 мг/л
10	1	Карбонизированная вода	1,0±0,1 г/л	-	-
	2		2,0±0,2 г/л	-	-
	3		3,0±0,3 г/л	-	-
	4		4,0±0,4 г/л	-	-
	1		5,0±0,5 г/л	-	-
	2		5,0±0,5 г/л	-	-
	3		5,0±0,5 г/л	-	-
	4		5,0±0,5 г/л	-	-

Графическое представление полученных зависимостей см. на Рис. 4.5.

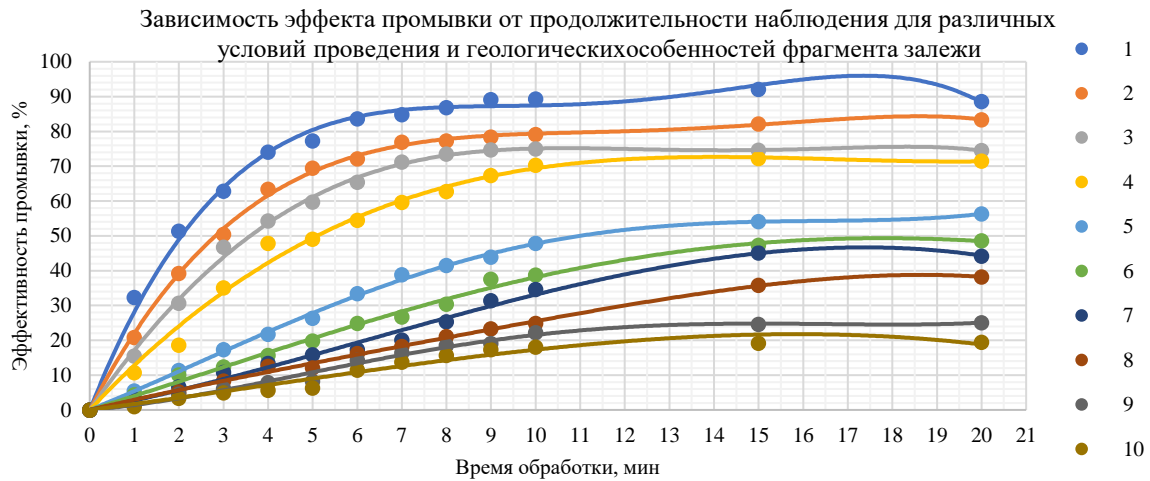


Рис. 4.5 – Результаты комплексной промывки грунтов
 Песчаные грунты: 1 – Карб.вода+флокулянт+сода+Jet, 2 – Карб.вода+флокулянт+сода,
 3 – Карб.вода+флокулянт, 4 – Карб.вода+Jet,
 Карбонатные грунты: 5 – Карб.вода+флокулянт+сода+Jet, 6 – Карб.вода+флокулянт+Jet,
 Глинистые грунты: 7 – Карб.вода+флокулянт+сода+Jet,
 8 – Карб.вода+флокул+сода, 9 – Карбон.вода+флокул, 10 – Карбон. вода

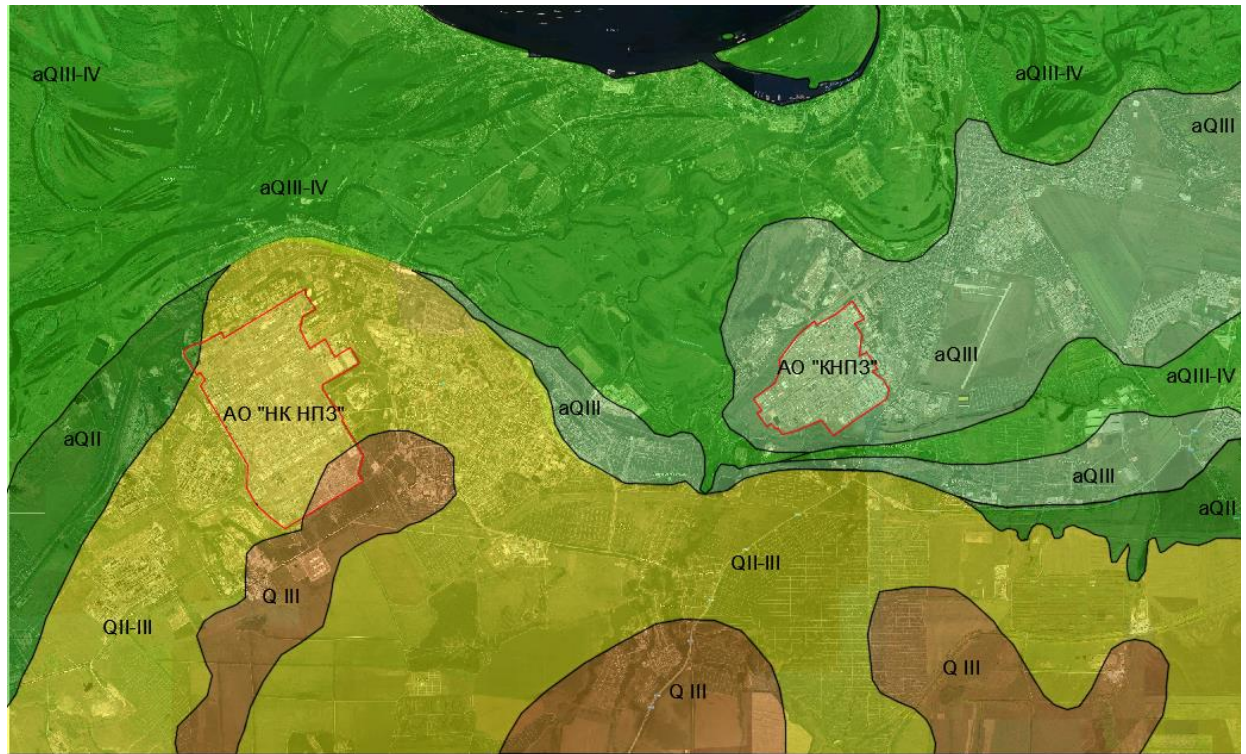
На основании проведённых испытаний выявлено, что наиболее рационально использовать сочетание реагентов и разработанную высоконапорную технологию (зависимости 1, 5, 7).

4.3 Система установления эколого-технического соответствия метода ликвидации выделенному типу техногенной залежи

По итогам проведённых исследований, предлагается деление залежей по ландшафтно-геологическому типу: пойменные, пойменно-террасные, склоновые, водораздельные, учитывающее суммарно гидро- и гидрогеологическую обстановку. Цветом на космоснимке (Рис. 4.6) выделены соответствующие зоны, различающиеся по геомеханическим параметрам и величине отклика на гидрологический режим области разгрузки. В таблице 2 главы 2 ландшафтный тип присвоен для каждой из рассмотренных техногенных залежей углеводородов.

Пойма и I надпойменная терраса сложена аллювиально-четвертичными отложениями, представленными песчано-глинистыми породами. Для указанного фрагмента характерны самые низкие абсолютные отметки как рельефа, так и подземных вод. В связи с близким расположением относительно области разгрузки наблюдается наиболее быстрый отклик уровней воды и углеводородов на изменение гидрологического режима. Зона поймы и надпойменной террасы является последней преградой перед выклиниванием углеводородов в поверхностные воды и потому наиболее высокие риски дальнейшего и сложно контролируемого распространения загрязнителя с водотоками. Таким образом основной задачей на указанном фрагменте залежи является перехват потоков загрязняющих веществ и их аккумуляция. Задачи локализации и решаются

методами организации пассивной защиты и применением дренажных систем, предотвращающих выклинивание углеводородов в водные объекты и обеспечивающие их сбор.



- | | | | |
|----------|---------------------------------------|--|-----------------------------|
| aQIII-IV | - Пойма и первая надпойменная терраса | | - Граница территории завода |
| aQIII | - Первая надпойменная терраса | | |
| aQII | - Вторая надпойменная терраса | | |
| QII-III | - Водораздельное пространство и склон | | |
| Q III | - Водораздельная поверхность | | |

Рис. 4.6 – Типизация фрагментов техногенной залежи углеводородов.

Террасно-склоновые участки рассматриваемой природно-техногенной системы также представлены четвертичными отложениями. В горизонте залегания углеводородного флюида преобладают карбонатные породы различного вида от трещиноватых доломитов до сильновыветрелых пород в виде муки. Процессы фильтрации обусловлены проводимостью трещин пород и в значительной степени зависят от гидрологического режима водохранилища (подпор) и от техногенных гидродинамических воронок, образованных эксплуатационными скважинами, извлекающими водоземulsionный слой залежи. Основными мероприятиями для указанного фрагмента являются создание перехватывающих дренажей, с целью снижения нагрузки на дренажные системы пойменных участков, а также реализация работ по извлечению водонефтяной эмульсии и отдельно углеводорода, с целью максимального использования ресурсного потенциала.

Склоновые участки представлены плиоцен-четвертичными породами и отличаются от остальных фрагментов значительными перепадами отметок с юга на север в сторону области разгрузки (р. Волга). фильтрационные процессы всё ещё зависят от уровней вод в

Саратовском водохранилище (подпор), но в периоды межени в большей степени идут под действием сил тяжести. Основными задачами используемых технологических решений являются:

- применение сочетания методов пассивной защиты и гидродинамических процессов для предотвращения увеличения площади уже сформированной техногенной залежи;
- использование технологических решений, связанных с добычей углеводородного сырья, интенсификация процессов извлечения и ремедиации компонентов окружающей среды.

Важной особенностью применения любых технологических решений для склоновых участков является контроль направления и скорости фильтрации загрязняющих веществ и реагентов в случае их использования.

Водораздельные фрагменты рассматриваемой природно-техногенной системы характеризуются, как и склоновые участки, плиоценовыми породами, а их абсолютные отметки являются наивысшими в границах исследуемой территории. Важной особенностью применения любых технологических решений для водораздельных участков является контроль направления фильтрации загрязняющих веществ и реагентов в случае их использования, для исключения распространения в ненарушенные техногенной залежь участки окружающей среды. В качестве мероприятий по ликвидации техногенных залежей предлагается использовать сочетание пассивной защиты в направлении сторон, приоритетных для распространения углеводородов, а также активных методов в виде добычи углеводородов

4.4 Технологии ликвидации ТЗУ

Пассивные методы воздействия

На основании представленной типизации территории, для каждого элемента ландшафта предложены совокупности активных и пассивных методов ликвидации техногенной залежи и инженерной защиты территории. Активными методами называют те, которые оказывают непосредственное влияние на техногенную залежь и меняют её качественные и количественные параметры. Пассивные методы – инженерно-защитные сооружения в толще геологической среды, расположенные на пути миграции техногенной залежи и создающие сеть дренажей. Они представлены шпунтами, стенами грунте, экранами, дренажными системами. На Рис. 4.7-4.9 ниже представлены возможные варианты реализации пассивных методов.

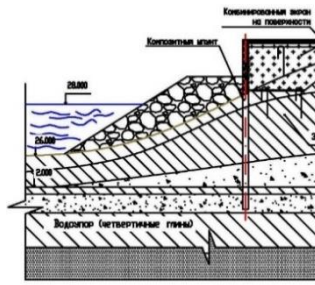


Рис. 4.7 – Склоновые и водораздельные фрагменты

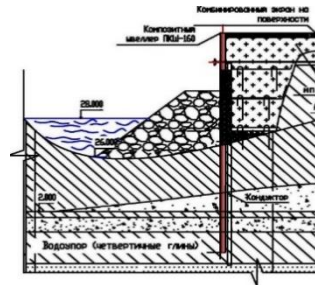


Рис. 4.8 – Пойменно-склоновые фрагменты

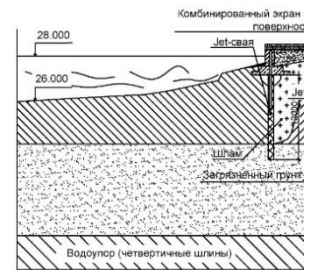


Рис. 4.9 – Пойменные фрагменты

Так, для пойменных и пойменно-террасных участков предлагается использовать методы пассивной защиты и дренажные системы, предотвращающие выклинивание углеводородов в водные объекты и обеспечивающие их сбор. Для террасно-склоновых фрагментов рекомендовано применение сочетания пассивной защиты на террасах совместно с перехватывающим дренажем и набором активных методов в зонах скопления углеводородов. Использование пассивной защиты для предотвращения увеличения площади и активных методов в виде откачки углеводородов предусматривается на террасах. Возможна интенсификация процессов добычи и очистки. Для водораздельных участков предлагается использовать сочетание пассивной защиты в направлении сторон объекта, приоритетных для распространения углеводородов, и активных методов в виде их добычи.

Активные методы воздействия

Исследованная группа дрен (см. Рис. 3.1) размещается в пойме, где в аллювиальных глинах сосредоточена область аккумуляции углеводородов, в виде линзообразного очага. Именно на этом фрагменте ПТС, интерпретированном в виде цифровой и колебательной моделей, рекомендуется устройство комбинированной вертикальной завесы, совмещенной с дренажем, в качестве сооружений пассивного обращения с залежью. При этом дренаж выполняет функции сбора углеводородного сырья с целью ресурсного использования, а шпунт (стена в грунте), сооружения локальной защиты области разгрузки от загрязнения со стороны техногенной залежи.

На рисунках ниже представлены технологические схемы, обеспечивающие комплексный подход к ликвидации техногенной залежи углеводородов и сочетающие в себе активные и пассивные методы защиты.

Так, технологическая схема на Рис. 4.10 применима для склоновых, террасно-склоновых и водораздельных фрагментов. Достоинством данной схемы является простота реализации и обслуживания. Для увеличения возможностей использования ресурсного потенциала углеводородного флюида используют двух насосную систему откачки: один насос работает на слой нефтепродукта, а второй на водонефтяную эмульсию. Недостатками

выступают высокие затраты на работу персонала, контроль дебитов в скважинах, необходимость очистки водонефтяной эмульсии для возврата в госреду. С ростом количества скважин в наблюдательной сети увеличиваются и капитальные, и эксплуатационные затраты.

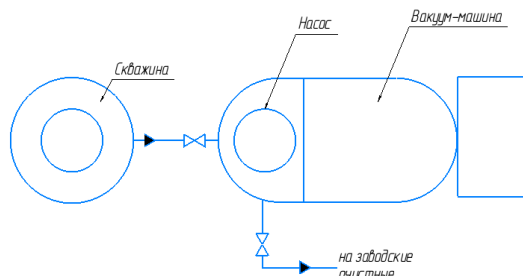


Рис. 4.10 – Технологическая схема откачки нефтяной эмульсии из геосреды

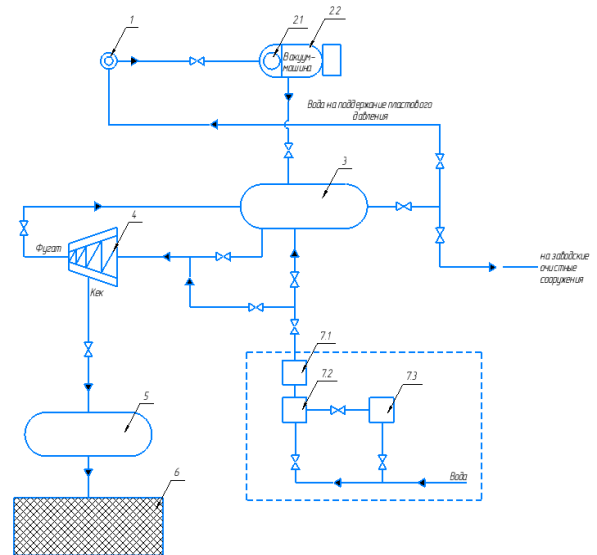


Рис. 4.11 – Технологическая схема предпочистки нефтяной эмульсии без реагентной обработки геосреды

1 - поглотительно-извлекающая скважина, 2.1 – насос, 2.2 - вакуум-машина, 3 - модульные КОС(ЛОС),

4 – центрифуга, 5 – биореактор, 6 - узел приготовления грунтоподобных материалов, 7 - узел приготовления флокулянта: 7.1 - дозатор, 7.2 - расходный бак, 7.3 - растворный бак

Технологическая схема предпочистки нефтяной эмульсии без реагентной обработки геосреды на Рис. 4.11 предполагает не только извлечение, но и разделение водонефтяной эмульсии с последующей очисткой на КОС или ЛОС. Углеводородная составляющая жидкой фазы отделяется центрифугированием и утилизируется с использованием биореактора. Оставшаяся загрязненная нефтепродуктами водная фаза отправляется на очистку на КОС или ЛОС. Достоинством данной схемы является комплексный подход, охватывающий как добычу основной части свободных углеводородов с целью ресурсного использования, так и обращение с водонефтяной эмульсией, обеспечивающее возврат очищенных вод в водоносный горизонт. Недостатками выступают затраты на работу персонала, контроль дебитов в скважинах, необходимость создания модульных ЛОС или наличие близлежащих заводских очистных сооружений, важно обеспечить контроль количества нефтепродуктов в воде для допуска на очистку. Для снижения затрат на данном этапе возможно использование свободных мощностей существующих сооружений очистки

сточных вод. Применительно к рассматриваемому объекту ближайшими являются заводские очистные сооружения самого нефтеперерабатывающего завода.

Между тем, для утилизации остаточных углеводородов требуется доступность объектов для компостирования нефтесодержащих отходов с приготовлением грунтоподобных материалов. Достоинством данной схемы является максимальное использование ресурсной составляющей залежи углеводородов.

На Рис. 4.12 представлена технологическая схема восстановления компонентов окружающей среды от углеводородов, применяемая на этапе ремедиации компонентов окружающей среды до установленных нормативных требований. К моменту использования данной схемы свободные углеводороды залежи уже извлечены и толщина флотирующего слоя мала для извлечения насосным оборудованием.

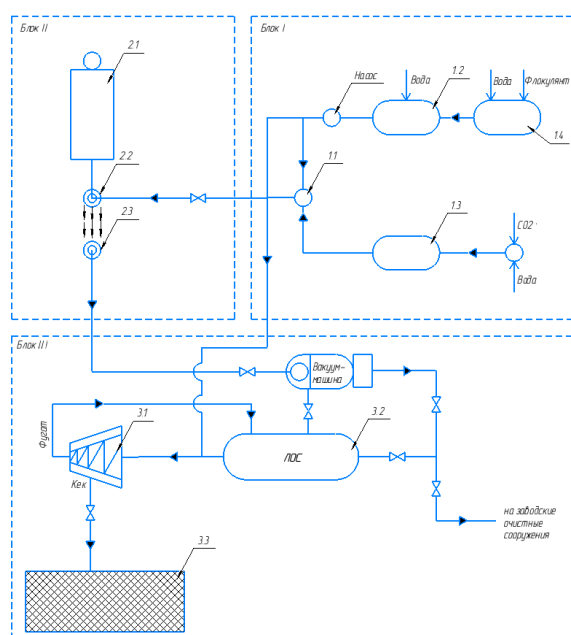


Рис. 4.12 – Технологическая схема восстановления компонентов окружающей среды от углеводородов

Блок I Реагентное хозяйство: 1.1 - смеситель,

1.2 - расходная емкость, 1.3 – сатуратор, 1.4 - растворный бак,

Блок II Зона обработки геосреды: 2.1 - буровая установка, 2.2 - нагнетательная скважина, 2.3 - извлекающая скважина

Блок III Зона очистки стока и обработки шлама: 3.1 – декантер, 3.2 - модульные ЛОС, 3.3 - площадка компостирования

Предлагаемое технологическое решение предполагает реагентную обработку геологической среды с использованием флокулянтов и углекислого газа. Подача реагентов в загрязненную среду осуществляется посредством нагнетательных скважин по аналогии с природными месторождениями. Извлечение смеси отработанного реагента, углеводородов,

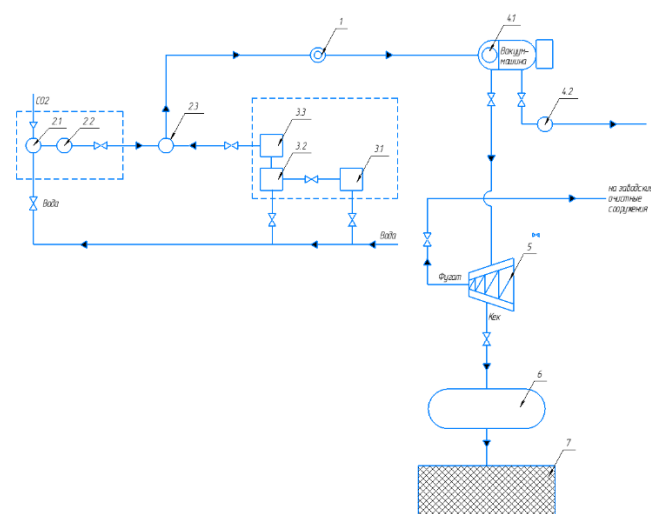


Рис. 4.13 – Технологическая схема доочистки нефтесодержащих сточных вод (активный метод санации с совместной реагентной и углекислотной обработкой геосреды)

1 - поглотительно-извлекающая скважина,

2 - узел приготовления углекислой воды:

2.1 – смеситель, 2.2 – сатуратор, 2.3 - насос-смеситель,

3 - узел приготовления флокулянта,

3.1 - растворный бак, 3.2 - расходный бак, 3.3 – дозатор,

4 - вакуум машина, 4.1-2 – насос, 5 – центрифуга,

6 – биореактор, 7 - узел приготовления грунтоподобных материалов

перешедших в свободную фазу, а также водонефтяной эмульсии обеспечивается извлекающими скважинами, находящимися ниже по потоку подземных вод. Важным ограничением указанной технологии является необходимость использования безопасных для окружающей среды и человека реагентов с случае апробации в водоносных горизонтах питьевого назначения.

На Рис. 4.13 представлена технологическая схема, включающая в себя реагентную обработку с использованием высоконапорной технологии, защищенной патентом. Предлагаемый способ обеспечивает очистку грунта на всю глубину распространения нефтяного загрязнения с использованием энергии высоконапорной струи карбонизированной воды и диоксида углерода. Эффективность очистки при применении высоконапорной технологии повышается за счёт распространения применяемого раствора в порах грунта. Данный метод позволяет изменять соотношение заземленных и свободных углеводородов в поровом пространстве коллектора. Важной особенностью реализации технологии является извлечение реагентов и водонефтяной эмульсии при помощи предварительно пробуренных эксплуатационных скважин. Данный этап обеспечивает минимизацию как первичного, так и вторичного (реагентного) загрязнения компонентов окружающей среды.

Выводы к Главе 4.

В настоящей главе предложена к рассмотрению типизация фрагментов природно-техногенной системы, включающей залежь углеводородов. У обследуемой залежи выделены пойменные, пойменно-террасные, террасно-склоновые, склоновые и водораздельные фрагменты. Для каждого типа участка рассматриваемой ПТС предложены методы локализации и ликвидации углеводородного загрязнения с возможностью максимального извлечения ресурсного потенциала.

Учитывая хронологические параметры, в отличие от других ПТС (включая ОНВОС) техногенные залежи характеризуются длительными сроками формирования, связанными с продолжительностью работы предприятия-источника. Продолжительность санации будет сопоставима со сроком формирования.

Для проведения комплекса работ по ликвидации техногенной залежи в зоне её влияния необходимо предусмотреть возможность использования углеводородной составляющей, очистки загрязненных нефтепродуктами подземных вод, а также возможность утилизации удалённых остаточных углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги исследования:

1. На основе оценки состояния природно-техногенных систем, представленных залежами углеводородов показано, что наиболее рациональным способом ликвидации является ресурсно-экологический подход, позволяющий на первой стадии локализовать распространяющийся загрязнитель и извлечь его с перспективой ресурсного использования, а на второй стадии довести качество компонентов окружающей среды до требований нормативных документов .

2. Система комплексной экологической оценки техногенных залежей углеводородов позволила выделить типы фрагментов исследуемой ПТС и предложить технологические решения для каждого из них.

3. Изучены особенности цифрового и численного моделирования залежей углеводородов, как сложных динамических систем, с использованием программных комплексов, применяемых для природных месторождений.

4. Изучены закономерности реагентной обработки пород зоны аэрации с целью их доочистки от остаточных углеводородов с учётом геологического строения коллектора.

5. Предложены технологические схемы ликвидации техногенных залежей и высоконапорный методов доочистки пород зоны аэрации от остаточных углеводородов.

Рекомендации:

1. Рекомендуется использование полученных результатов исследования при выполнении работ, связанных с ликвидацией техногенных залежей углеводородов и ремедиации компонентов окружающей среды от остаточных нефтепродуктов.

Перспективы дальнейшей разработки темы:

1. Перспективным является поиск и адаптация методов реагентной обработки техногенных залежей для разных гео-, гидро-, гидрогеологических условий техногенной залежи

2. С учетом качественного и количественного состава углеводородного флюида залежи требуется подбор технологических решений по доведению его качества до требований ГОСТ на продукты нефтепереработки с целью максимального вовлечения в повторный технологический цикл как вторичного материального сырья.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 47.13330.2016 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96. М.: Стандартинформ, 2017 год
2. СП 446.1325800.2019 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ. М.: Стандартинформ, 2019 год
3. Закруткин В.Е., Холодков Ю.И., Подольский А.Д. Экологические последствия эксплуатации нефтехранилищ в междуречье рек Дон и Сал // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2007. - №6. – с.506-517
4. Островский Ю.В. Комплексная рекультивация территории Павельцевской нефтебазы / Ю.В. Островский и др.// Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2019. - Т. 330. - № 6. - 210–219
5. Бурлин М.Ю. Исследования, связанные с разработкой и обоснованием численных моделей, проводимые в ЗАО «ДАР/ВОДГЕО»/ М.Ю. Бурлин и др.// Материалы Всероссийской конференции по математическому моделированию в гидрогеологии пансионат «Пахра», Московская область 23 – 25 апреля 2008 г. – С.29-30.
6. Мазлова Е. А., Анурина Ю. А. Проблемы загрязнения подземных вод на ОАО «Московский НПЗ» и пути их решения /Е. А. Мазлова, Ю. А. Анурина // Известия РАЕН. Технологии нефти и газа. - № 2. – 2011. С. 43-49
7. Бабенко В. Д., Солодовников Ю. С., Карагодин Г. В. и др. Опыт создания и эксплуатации систем инженерной защиты подземных вод от загрязнения жидкими нефтепродуктами на промплощадках действующих предприятий нефтехимического комплекса. Сб. «Захист довкілля від антропогенного навантаження». — Харьков-Кременчуг, 1999. — Вып. 1(3). — С. 95–100.
8. Богданович А.М. Опыт локализации и ликвидации нефтяного загрязнения на одном из предприятий нефтекомплекса // Журнал «Разведка и охрана недр». – 2005. - ОАО «Издательство «Недра».
9. Быков Д., Чертез К., Петренко Е., Тупицына О., Пыстин В., Подъячев А. Санация недр территории нефтеперерабатывающих заводов. Экология и промышленность России. 2019;23(3):9-13.
10. Егоров Н.Н., Шипулин Ю.К. Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами // Водные ресурсы. – 1998. – т.25. - №5. – с.598-602
11. О ходе выполнения работ по ликвидации техногенной линзы нефтепродуктов на территории ОАО «Куйбышевский НПЗ» / НИОКР ООО АИР. Самара, 2008-2010
12. Середин В.В. Оценка геоэкологических условий санации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Перм.гос. техн. ун-т. Пермь. - 1998. - 153с.

13. Булгаков В.И., Первухин П. А. Технология локализации и ликвидации нефтяной линзы с помощью принудительных средств // Патент России № 2386802. 2010.
14. Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Вести газовой науки. 2011. №2 (7). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-primeneniya-dioksida-ugleroda-dlya-uvelicheniya-nefteotdachi-plastov> (дата обращения: 31.05.2022).
15. Meng XS, Wu MM, Chen HH, Yue X, Tao SY. Vertical Pollution Characteristics and Sources of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in a Heterogeneous Unsaturated Zone Under a Coking Plant. Huan Jing Ke Xue. - 2020 Jan 8; - 41(1).-pp. 377-384. Chinese. doi: 10.13227/j.hjkh.201903142. PMID: 31854940.
16. Галинуров И.Р. Оценка техногенных потоков углеводородов в поймах рек в зоне влияния нефтехимических предприятий (на примере Республики Башкортостан) : автореф... дис. кан.техн.наук : 03.02.08 / Галинуров Ильдус Рафикович ; ФГБОУ ВПО «УГНТУ» .- Уфа, 2012.- 24 с.: ил.
17. Ахмадова Х.Х., Махмудова Л.Ш., Мусаева М.А. Грозненские техногенные залежи углеводородов: история, добыча, переработка, экологические проблемы // В мире научных открытий. 2013. № 1.1 (37). - С. 258-283
18. Гайрабеков У.Т., Дадашев Р.Х., Усманов А.Х. Геоэкологическая оценка воздействия техногенных залежей нефтепродуктов на геологическую среду г. Грозный // Естественные и технические науки. - 2009. - №2. С.241-244. [Электронный ресурс]. - URL: <https://research-journal.org/earth/problema-technogennyx-zalezhej-v-rossijskix-regionax/>
19. О ходе выполнения работ по ликвидации техногенной линзы нефтепродуктов на территории ОАО «Куйбышевский НПЗ» / НИОКР. Самара, 2011.
20. Ягафарова Г.Г. Экологическая биотехнология в нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. – Уфа: УГНТУ. – 2001. – 214с.
21. Зинюков Ю. М., Корабельщиков Н. А. Геоэкологическое состояние и организация мониторинга геологической среды территории хранилища нефтепродуктов станции «Воронеж-Курский» // Вестник ВГУ. Сер. Геология. – 2010. – № 1. – С. 253—263.
22. Приказ Минприроды России №536 от 04.12.2014 «Об утверждении Критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду»
23. AFCEE, 1997. Engineering evaluation and cost analysis for bioslurper initiative. Environmental Services Office, Air Force Center for Environmental Excellence, Brooks Air Force Base, TX.

24. Реновация природных систем и ликвидация объектов прошлого экологического ущерба : монография / В.М. Питулько, В.В. Кулибаба. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 497с.
25. Приказ Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды от 25.05.99 N 275 «Об утверждении заключения экспертной комиссии государственной экологической экспертизы по материалам «Оценка состояния окружающей природной среды и здоровья населения города Новокуйбышевска Самарской области»
26. Реестр проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации (доступ URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-reestrnpz>) (дата обращения 1.11.2021)
27. Материалы «Оценки воздействия на окружающую среду» «Разработка комплекса и технологии очистки подземных вод от углеводородов с применением биотехнологических методов и использования эмиттеров для дозирования подачи реагентов», ООО «ЛНК». - г. Пермь. – 2021.
28. Официальный сайт «Оптовые продажи моторного топлива с нефтебаз в регионах» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosneft-opt.ru/> (дата обращения 14.09.2020)
29. Карта нефтебаз ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» [Электронный ресурс]. URL: <https://client.gpn-trade.ru/neftmap/> (дата обращения 15.09.2020)
30. Личный кабинет для мелкооптовых клиентов ООО «Газпромнефть» [Электронный ресурс]. URL: <https://gpn-trade.ru/about/geography/>
31. Официальный сайт ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт» [Электронный ресурс]. URL: <http://centrnp.lukoil.ru/ru/ForBusiness/SalesOfPetroleumProducts> (дата обращения 15.09.2020)
32. Официальный сайт ООО «ЕВРОТЭК» [Электронный ресурс]. URL: <https://eurotek-oil.ru/spravochnik> (дата обращения 15.09.2020)
33. Каталог объектов учета ГБЗ с данными сводного государственного реестра участков недр и лицензий и ГКМ. Российский Федеральный геологический фонд URL: <https://rfgf.ru/bal/a/index.php> (дата обращения 31.01.2022)
34. Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Михедова Е.Е. Геологические проблемы нефтегазового комплекса и пути их решения /В.Г. Аковецкий, А.В. Афанасьев, Е.Е. Михедова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2(293). – 2020. – С. 7-14
35. Открытые данные Министерства энергетики Российской Федерации «Анализ и оценка обоснований нормативов потерь углеводородного сырья при добыче в 2007-2016

гг. по месторождениям, субъектам хозяйственной деятельности и по Российской Федерации в целом Апрель, 2016 г. Москва» [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/910> (дата обращения 15.10.2020)

36. Открытые данные Министерства энергетики Российской Федерации «Анализ и оценка обоснований нормативов потерь нефти при транспортировке трубопроводным транспортом» Июль, 2016 г. Москва» [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/910> (дата обращения 15.10.2020)

37. ГОСТ Р ИСО 14040-99 Управление окружающей средой. Оценка жизненного цикла. Принципы и структура,

38. ГОСТ Р ИСО 14042-2001 Управление окружающей средой. Оценка жизненного цикла. Оценка воздействия жизненного цикла

39. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания. – № 3.– 2016. – С.205-209

40. Артемов Н.И. Технологии автоматизированного управления полигоном твердых бытовых отходов / Н.И. Артемов, Т.Г. Серeda, С.Н. Костарев, О.Б. Низамутдинов // Международный журнал экспериментального образования. – 2010. – № 11. –С. 43.

41. Безносков В.Н., Горюнова С.В., Кучкина М.А., Попов А.В., Седакин В.П., Суздалева А.А. Экологическая оптимизация гидротехнических сооружений: основные направления и концептуальные принципы // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия «Экология и безопасность жизнедеятельности». - 2007. - № 4. - С. 41-53.

42. Графкина М.В., Потапов А.Д. Оценка экологической безопасности строительных систем как природно-техногенных комплексов (теоретические основы) // Вестник МГСУ. – 2008. – №1. – С. 23-28.

43. Хайме, Л. А. «Устойчивая» архитектура и энергия: анализ жизненного цикла зданий и строительных материалов / Л. А. Хайме // Energy Bull. – 2011.– №1. – С. 85-104.

44. Ширинкина, Е. С., Швецова, И. Н., Батракова, Г. М. Ресурсный потенциал отходов демонтажа и сноса зданий и сооружений промышленного назначения / Е. С. Ширинкина, И. Н. Швецова, Г. М. Батракова // Экология и промышленность России. – 2011. – № 5. – С. 48-51.

45. Bin, G., Parker, P. REEP House. Measuring buildings for sustainability: Comparing the initial and retrofit ecological footprint of a century home: The REEP House / G. Bin, P. Parker // Appl. Energy. – 2012. – Vol. 93. – P. 24-32.

46. Шумилова И.Б., Максимович Н.Г., Блинов С.М., Кузнецов Л.Н. Возможные пути борьбы с последствиями разливов нефтепродуктов // Геология, разработка, бурение и

эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья.: Сб. науч. тр.-Пермь,1999.- Вып.2.-С.240-249.

47. Fullana i Palmer, Pere and Puig, Rita and Bala, Alba and Baquero, Grau and Riba, Jordi and Raugei, Marco, From Life Cycle Assessment to Life Cycle Management (June 2011). Journal of Industrial Ecology. – 2011. –Vol. 15. – Issue 3. – pp. 458-475.

48. Сухоносова, А. Н. Очистка почв от нефтяного загрязнения и оценка ее эффективности / А. Н. Сухоносова, В. А. Бурлака, Д. Е. Быков, И. В. Бурлака, Н. В. Бурлака // Экология и промышленность России. – 2009. – № 2. – С. 18-20.

49. Ягафарова Г.Г. Биотехнология очистки сточных вод и почвы от загрязнения нефтью, продуктами химии и нефтехимии// Обзор. Информ. Сер. Защиты от коррозии и охрана окружающей среды. М.: ВНИИОЭНГ. – 1994. –24 с.

50. Hydrocarbons in Soil // Water, Air and Soil Pollution: Focus. – 2003. – Vol. 3. – No. 3. – P. 73-79.

51. Тупицына О.В., Чертес К.Л., Быков Д.Е., Освоение природно-техногенных систем градопромышленных агломераций: монография. Самара: ООО «Издательство Ас Гард», 2014. - 366 с.

52. Патент №2250146 РФ , МПК 7 B09C1/10. Способ переработки нефтешламов и очистки замазученных грунтов / Быков Д.Е., Бурлака В.А., Чертес К.Л., Шинкевич М.Ю. - №200410158/15; заявл. 19.01.04; опубл. 20.04.05.

53. Иванова А.А., Ветрова А.А., Филонов А.Е., Боронин А.М. Биодegradация нефти микробно-растительными ассоциациями // Прикладная биохимия и микробиология. – 2015. – Т. 51. – № 2. – С. 191-197

54. A. Filonov, A. Ovchinnikova, A. Vetrova, I. Nechaeva, K. Petrikov, E. Vlasova, L. Akhmetov, I. Puntus, A. Shestopalov, V. Zabelin, A. Boronin. Oil-Spill Bioremediation, Using a Commercial Biopreparation “MicroBak” and a Consortium of Plasmid-Bearing Strains “V&O” with Associated Plants. In: Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. Rijeka: InTech, – 2012. – P. 291–318

55. Keller A.A., Blunt M.J., and Roberts P.V., 2000. Behavior of Nonaqueous Phase Liquids in Fractured Porous Media under Two-Phase Flow Conditions. Transport in Porous Media, 38 189-203.

56. Калинин А.А., Лаевский Ю.М. Математическая модель водонефтяного затяжения в трещиноватой пористой среде/ А.А. Калинин, Ю.М. Лаевский // Сибирские электронные математические отчеты. - 2015. – Т.12. – С.743-751

57. Sadhukhan, S. Porosity and permeability changes in sedimentary rocks induced by injection of reactive fluid: A simulation model [Text] / S. Sadhukhan, P. Gouze, T. Dutta // J. Hydrol. – 2012. – Vol. 450–451. – Pp. 134–139.
58. Чертец К.Л. Геоинженерная защита территорий, нарушенных объектами накопленного экологического вреда / К.Л. Чертец и др.// Экология и промышленность России. - 2020. – 24(4). – с. 10-15
59. Миграция нефтепродуктов из загрязненной почвы в насыпной изолирующий слой чистого песка / Е.Н. Федосеева, А.Д. Зорин, В.Ф. Занозина, Л.Е. Самсонова // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – Т. 22. – № 5. – С. 497–503.
60. Геоэкологические и гидрогеологические исследования для изучения техногенной залежи на НК НПЗ по состоянию на 01.01.2016г.// ООО «ЦИИГ «ЭЙДОС». – Самара. – 2015.
61. Приказ Минприроды России № 74 от 28.02.2018 Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля. [Электронный ресурс] URL: <https://www.consultant.ru/> (Дата обращения 01.03.2021)
62. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28 января 2021 г. N 3 "Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 "Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий". [Электронный ресурс] URL: www.pravo.gov.ru, 05.02.2021, N 0001202102050027 (дата обращения 30.12.2021)
63. Фокина Л.М. Современные технологии комплексного эколого-гидрогеологического мониторинга природных и техногенных сред при разработке газовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – № 1. – 2007. – С. 100 -104.
64. Привалова Н.М., Процай А.А., Двадненко М.В., Мищенко В.А. Исследование последствий загрязнения нефтепродуктами Азовского моря // Фундаментальные исследования. – 2007. – № 9. – С. 80-80 [Электронный ресурс] URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=3644> (дата обращения: 21.02.2022).
65. Чуков С.Н. Полициклические ароматические углеводороды в почвах Васильевского острова (Санкт-Петербург) / С.Н. Чуков, Е.Д. Лодыгин, Д.Н. Габов, В.А. Безносиков// Почвоведение. – 2008. – № 12. – С. 1494-1500

66. Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 N 242 (ред. от 04.10.2021) "Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов" [Электронный ресурс] URL: www.pravo.gov.ru, 13.06.2017, N 0001201706130004 (дата обращения: 01.02.2022).
67. Баревский Б.В., Баревский Л.В., Бухарин СМ., и др. К проблеме локализации ликвидации нефтяных загрязнений на объектах Минобороны РФ. // Геозкология. – 1997. – №5. – 75-83 С.
68. Авакян А.Б., Лебедева И.П. Водохранилища XX века как глобальное географическое явление. // Известия АН. Серия географическая. – 2002. – № 3. – С. 13 20.
69. Кочарян А.Г., Лебедева И.П. Динамика создания водохранилищ в мировой практике XX и XXI веков. // Гидротехническое строительство. – 2014. – № 8. – С. 7 12
70. Ширягин О.А. Геозкологические основы геодинамического мониторинга Астраханского газоконденсатного месторождения: дис. к. г.-м. наук., Астрахань. – 2002. – 142 с.
71. Сафаров, А.М. Миграция нефтяных углеводородов в профиле прирусловых пойменных почв / И.Р. Галинуров, А.М. Сафаров, Ф.Х. Кудашева, Р.М. Хатмуллина, Т.П. Смирнова// Вестник Башкирского университета. – 2011. – Т. 16. – №1. – С. 47-52.
72. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О. Определение остаточной нефтегазонасыщенности способом прямоточной капиллярной пропитки // Нефтяное хозяйство .– 2014. – № 4. – С. 30–32.
73. Антониади Д.Г. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи / Д.Г. Антониади, А.А. Валуйский, А.Р. Гарушев // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 1. – С. 16 –23.
74. Лотош В.Е. Экология природопользования / Лотош В.Е. - Е: Издательство УрГУПС, 2002. - 540 с.
75. Руш, Е. А. Анализ методов геозкологической оценки природно-техногенных систем / Е. А. Руш // Экология промышленного производства. – 2006. – № 3. – С. 2-8.
76. Гальперин А.М., Ферстер В., Шеф Х.-Ю. Техногенные массивы и охрана окружающей среды. / А.М. Гальперин, В. Ферстер, Х.-Ю. Шеф. – 2-е издание. - М.: Изд-во Моковского государственного горного университета. – 2001. - 534 с.
77. Потравный И.М., Гусев А.А. О типологии объектов накопленного экологического ущерба в системе экономики природопользования// Теория и практика экономического регулирования природопользования и охраны окружающей среды. Сб. трудов XIII межд. научнопракт. конф. Рос. об-ва экологической экономики. – М., 2015. – С. 42–47.

78. Гальперин А.М., Фепстер В., Шеф Х.Ю. Техногенные массивы и охрана окружающей среды / А.М. Гальперин, В. Фепстер, Х.Ю. Шеф . – 2-е издание. – М.:Изд-во Московского государственного горного университета, 2001. – 534с.

79. Гриб Н.Н., Гриб Г.В. Мониторинг откликов геосреды на импульсные нагрузки от промышленных взрывов/ Н.Н. Гриб, Г.В. Гриб // международный журнал экспериментального образования. – 2010. - №11. – с. 195-196.

80. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28 января 2021 г. N 2 Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [Электронный ресурс] URL: www.pravo.gov.ru, 03.02.2021, N 0001202102030022(дата обращения 30.12.2021)

81. ГОСТ Р 54003-2010 Экологический менеджмент. Оценка прошлого накопленного в местах дислокации организаций экологического ущерба. Общие положения М.: Стандартинформ. – 2019.

82. Плешивцева, Ю. Э. Сравнительная оценка ресурсной ценности объектов хранения нефтесодержащих отходов на основе DEA-метода / Ю. Э. Плешивцева, М. Ю. Деревянов, Д. В. Каширских, А. А. Пименов, А. В. Керов, В. К. Тян // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 104–109.

83. Шатковская Р.М., Устинова Г.В. Методика оценки нефтепродуктового загрязнения геологической среды на отдельных объектах Поволжья// Журнал «Разведка и охрана недр».– 2010.– ОАО «Издательство «Недра»- №10

84. Борисов И.В. Использование микробиологических технологий для ликвидации глубинных нефтяных загрязнений [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gubkin.ru>.

85. Максимович Н. Г., Хмурчик В. Т., Мещерякова О. Ю. и др. Комбинированные методы очистки подземных вод от нефтяного загрязнения // Ресурсо-экологические проблемы в XXI веке: инновационное недропользование, энергетика, экологическая безопасность и нанотехнологии: Материалы Междунар. конф., Москва-Алушта, 27 сентября-04 октября 2009 г. — М.: РУДН, 2009. — С. 264–267

86. Федеральное агентство по недропользованию, ФГБУ «Гидроспецгеология» Центр государственного мониторинга состояния недр и региональных работ. Информационный сайт о состоянии недр Российской Федерации. Справки о современном состоянии подземных вод и опасных экзогенных геологических процессов на территориях субъектов РФ <http://geomonitoring.ru/spravki.html> (дата обращения 15.01.2022)

87. Бешенцев В.А. Пресные подземные воды Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (формирование химического состава и техногенная трансформация) : автореф... дис. д.г.-м.н. наук : 25.00.07 / Бешенцев Владимир Анатольевич ; ГГОУВПО "Тюменский государственный нефтегазовый университет".- Тюмень, 2009.- 32 с.: ил.
88. Приказ Минприроды России № 477 от 1.11.2013 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»
89. Постановление Правительства РФ №69 11.02.2005 О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение.
90. Методические рекомендации по выявлению и оценке загрязнения подземных вод. Составителя: В.М.Гольдберг, С.Г. Мелькановицкая и В.М.Лукьянчиков М.: ВСЕГИНГЕО. – 1988. – 61с.
91. Требинг Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М., Нефти месторождений Советского Союза. справочник. – 2-е изд., доп. и пераб. М., Недра, 1980, 583 с.
92. Горная энциклопедия: В 5 т./ Гл. ред. Е. А. Козловский. – М.: Сов. энцикл., 1984—1991.
93. А.с. 2496981 РФ. Устройство для оценки динамики процесса прямоточной капиллярной пропитки образцов пород/Скибицкая Н.А., Морозович Я.-М.Р., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Кузьмина И.И. №2012113338/28; заявл. 06.04.202; опубл. 27.10.2013.
94. Guseva, E. V. Creation of a conceptual model for the distribution of a technogenic hydrocarbon lens using Surfer and petrel software products / E. V. Guseva, A. E. Avdeev // Proceedings of the Seventh International Environmental Congress (Ninth International Scientific-Technical Conference) "Ecology and Life Protection of Industrial-Transport Complexes" ELPIT 2019, Samara, 25–28 сентября 2019 года. – Samara: АНО «Издательство Самарского Научного Центра» – 2019. – P. 52-61.
95. Мальцева А.К., Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. Каламкаров Л.В., Рожков Э.Л. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции. Москва: ГАНГ. – 1998. – 176 с.
96. Научно-прикладной справочник: Многолетние характеристики притока воды в крупнейшие водохранилища РФ [Электронный ресурс] / Коллектив авторов под редакцией Георгиевского В.Ю. — Москва: ООО «РПЦ Офорт», 2017 — 132 с. URL:

http://www.hydrology.ru/sites/default/files/Books/block_vodohranilishe-190717.pdf (дата обращения 04.02.2022)

97. Тупицына, О. В. Критериальная оценка состояния нарушенных геосистем [Электронный ресурс] / О. В. Тупицына, В. Г. Камбург, К. Л. Чертес, Д. Е. Быков // Нефтегазовое дело : электронный науч. журнал. – 2012. – № 4. – С. 231–241. – Режим доступа : http://www.ogbus.ru/authors/Tupitsyna/Tupitsyna_2.pdf. (Дата обращения 01.03.2021)

98. Программа мониторинга линзы нефтепродуктов на территории АО «НК НПЗ» и прилегающее территории 3281816/0939Д_16/035-М АО «ДАР/ВОДГЕО»

99. Отчет по мониторингу режима подземных вод, техногенной залежи нефтепродуктов, расположенной под территорией ОАО «НК НПЗ» и прилегающей к ней территории, города Новокуйбышевска за 2014 год. ООО «Новитрек». – 2014

100. Технический отчет «Инженерно-геологические исследования на предмет дальнейших путей обращения с линзой нефтепродуктов на территории ОАО «НК НПЗ» 3281814/0658Д ООО «Геосфера». – 2015.

101. Мироненко В.А., Румынин В.Г. Исследования и мероприятия на участках загрязнения подземных вод углеводородами. Проблемы гидрогеоэкологии. – Т.3. – Кн.2. – С. 610-650. М. изд. МГГУ. – 2002. – 504.с

102. Соколов И.В. Комплекс характеристик экологической безопасности при добыче полезных ископаемых [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sworld.com.ua/konfer27/676.pdf>.

103. Комплексирование методов геофизического и экологического прогнозирования последствий глубинного загрязнения окружающей среды при эксплуатации объектов нефтехимической отрасли промышленности/ С.В. Остах, М.П. Папини, П. Чиаппи, Н.Ю. Ольховикова// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. - №2(287). – С.5-11. – DOI: 10.33285/2411-7013-0219-2(287)-5-11.

104. Методическое руководство по оценке загрязнения земель. — Казань: Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов Республики Татарстан, 1996.

105. Отчёты «Мониторинг состояния подземных вод на территории АО «НК НПЗ» и прилегающей территории»// ФГБОУ ВО «СамГТУ»– 2018-2021 гг.

106. Петренко Е.Н. Техногенная залежь как открытая геологическая система вынужденных гармонических колебаний/ Е.Н. Петренко и др.// Материалы всероссийской научно-практической конференции с международным участием «ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. УРБАНИСТИКА» г. Пермь, 18–19 апреля 2019 г. – Т.1. – С.187-191.

107. В.Д. Рябов Химия нефти и газа. – М.:Издательство «Техника», ТумаГрупп. 2004. – 288с.
108. Жданеев, О. В. О приоритетных направлениях и развитии технологий переработки нефти в России (обзор) / О. В. Жданеев, В. В. Коренев, А. С. Рубцов // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – № 9. – С. 1263-1274. – DOI 10.31857/S0044461820090029.
109. Щербань М.Г. Исследование поверхностно-активных и функциональных свойств неионогенных ПАВ / Щербань М.Г., Плотникова М.Д., Медведева Н.А., Котелев М.С. // Вестник Пермского университета. Серия: Химия 2011 год, №3. - с. 66-73.
110. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477"
111. ГОСТ 32513-2013 Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2019
112. ГОСТ 2084-77 Бензины автомобильные. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003 год
113. ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия – М.: Стандартиформ, 2019 год
114. СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности. М.: МЧС России, 2014 год.
115. А.М. Сафаров, Л.Р. Акчурина, Р.А. Хурамшина, Д.Д. Мунирова, Г.М. Кузнецова, А.Х. Сафаров Процессы формирования и распространения техногенных потоков нефтяных углеводородов в природной среде // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. –5 (121). – 2019. – с. 158-168
116. Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" // Российская газета. – N 6. – 12.01.2002.
117. Приказ Минприроды России от 04.08.2017 N 435 «Об утверждении критериев и срока категорирования объектов, накопленный вред окружающей среде на которых подлежит ликвидации в первоочередном порядке». [Электронный ресурс] URL: <https://regulation.gov.ru/projects/List/AdvancedSearch#npa=128084> (дата обращения: 21.01.2022).
118. Молодых И.И., Сироткин Д.В. Проблемы региональных оценок сложности инженерно-геологических условий при мелкомасштабном картографировании России/ И.И. Молодых, Д.В. Сироткин // Разведка и охрана недр. – 2013. – №3. – С. 43-45

119. Компьютерное геоэкологическое картографирование/ В.Т. Жуков, Б.А. Новаковский, А.Н. Чумаченко.- М.:Научный мир, 2010. С.14-22, 67-72, 74-80
120. Яцало Б.И., Козьмин Г.В. Реабилитация техногенно загрязненных территорий и управление рисками с применением геоинформационных систем поддержки принятия решений/ Б.И. Яцало, Г.В. Козьмин//Вестник Российской академии естественных наук. – 2011. - №4. – С.50-57
121. Быков Д.Е., Чертес К.Л., Тупицына О.В. Рекультивация массивов органоминеральных отходов. Самара : СамГТУ. – 2007. – 118с.
122. Анализ применения космической съемки аппаратами WorldView-2 и QuickBird для целей создания и корректировки градостроительной документации / В.А. Панарин, Р.В. Панарин, О.Н. Колесникова//Геоматика. – 2011. №2(11). – С.49-55
123. Официальный сайт программного обеспечения ArcGIS Pro. Электронный ресурс. Режим доступа: <https://www.esri.com/>
124. Самарский А.А. Математическое моделирование и вычислительный эксперимент // Вестник АН СССР 1979, №5, стр. 38-49.
125. Авербух V.L. Компьютерная визуализация как самостоятельная дисциплина // Conference: SCVRT'2011 Труды международных научных конференций «Ситуационные центры и информационно-аналитические системы класса 4i (SC-IAS4i-2011)
126. Austrell PE, Dahlblom O, Lindemann J, Olsson A, Olsson K-G, Persson K et al. CALFEM - A finite element toolbox, version 3.4. Studentlitteratur AB. – 2004. – 265 p.
127. Семендяев Л.И. Использование показателя консолидации при прогнозе осадки насыпи на слабых грунтах. Воплощение и развитие научных идей Н.Н. Маслова в практике строительства/Л.И. Семендяев. – М.:Мади.– 1998. – С. 220 - 227.
128. Васильева М. В., Прокопьев Г. А. Численное решение задачи двухфазной фильтрации//Математические заметки СВФУ Апрель—июнь, 2017. - Том 24, № 2.
129. K. Aziz, A. Settari, Petroleum Reservoir Simulation, Calgary, Alberta: Blitzprint Ltd., 2002
130. Brereton, Richard G. Applied chemometrics for scientists // Richard G. Brereton. p. cm
131. O Tupitsina, E Gubar, G Gilaev, D Bykov Assessment of oil and gas fields as complex multi-parameter systems
132. Гольдберг В.М., Газди С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. – М.: Недра, 1984. 262с.
133. Соловьянов А. А., Чернин С. Я. Ликвидация накопленного вреда окружающей среде в Российской Федерации. — М.: Наука РАН. – 2017. — 456 с.

134. Чертес К.Л. Проблемы геоэкологической оценки и восстановления пород зоны аэрации от техногенных линз загрязнений / К.Л. Чертес и [др.] // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – Российская академия наук. – 2. – 2020. – с. 53-57
135. Чертес К.Л. Оценка состояния и подходы к восстановлению геосреды нарушенной в результате строительной-хозяйственной деятельности / К.Л. Чертес, А.М. Штеренберг, Е.Н. Петренко // Вестник МГСУ. – 2019. – Т. 14 (9). – С. 1140-1157
136. Никашина В.А. Проницаемые геохимические барьеры как способ защиты окружающей среды от загрязнений. Природные сорбенты для решения экологических задач. Математическое моделирование и расчет процессов. Обзор. / В.А. Никашина // Сорбционные и хроматографические процессы. – 2019. – Т. 19. – № 3. – С.289-304
137. Трофимов В.Т., Королев В.А. Инженерная защита территорий и сооружений в системе инженерно-экологической защиты / В.Т. Трофимов, В.А. Королев // Вестн. Моск. ун-та. сер. 4. Геология. – 2012. – № 1. – с. 49-53
138. Кржиж Л., Пашковский И.С. Нефтезагрязненные подземные воды: санация или самоочистка? // Экология производства. – 2007. – № 12. – С. 50–53.
139. Методические рекомендации по выявлению, обследованию, паспортизации и оценке экологической опасности очагов загрязнения геологической среды нефтепродуктами. – М.: «ГИДЕК». – 2002.
140. Ширинкина Е.С., Батракова Г.М., Швецова И.Н., Щепачев А.А. Обоснование технологических решений по ликвидации мазутных хозяйств на основе инженерно-экологических исследований / Ширинкина Е.С. и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2011. - №7. – С. 22-27.
141. Уразаков К.Р. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин / К. Р. Уразаков, С. И. Казетов, А. М. Азизов, Ф. Ф. Давлетшин // Нефтегазовое дело. – Том 16. – № 5 (2018). – с. 65-72
142. Р 52.08.874-2018 от 14.12.2018 Определение гидрографических характеристик картографическим способом. [Электронный ресурс] URL: <http://www.hydrology.ru/ru/content/r-5208874-2018-opredelenie-gidrograficheskikh-harakteristik-kartograficheskim-sposobom> (дата обращения 31.11.2021)
143. Hack, J.T., 1957, Studies of Longitudinal Stream Profiles in Virginia and Maryland: U.S. Geological Survey. Professional Paper 294-B, p. 42-97
144. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Доманова Е.Г., Большаков М.Н., Марутян О.О. Структура углеводородных ресурсов нефтегазоматеринских карбонатных толщ // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2016. – №1 (13).

145. Правила охраны почв Самарской области. Региональный норматив. утв. 1993г.
146. Санация загрязненной углеводородами геосреды с использованием заводских станций аэрации биохимической очистки сточных вод / А. А. Мальцева, К. Л. Чертес, О. А. Самарина, Е. Н. Петренко // Экология и безопасность жизнедеятельности промышленно-транспортных комплексов ELPIT 2021 : Сборник трудов восьмого международного экологического конгресса (десятой международной научно-технической конференции), Самара-Тольятти, 22–26 сентября 2021 года. – Самара: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Самарский федеральный исследовательский центр Российской академии наук, 2021. – С. 86-89.
147. Ковалевский В.С., Семенов С.М., Ковалевский Ю.В. // Геоэкология. – 1998. – № 5. – С. 428-435.
148. Злобин А. А., Юшков И. Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа [Электронный ресурс] // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. №3 (24). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-mehanizme-gidrofobizatsii-poverhnosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza> (дата обращения: 24.05.2022).
149. Приказ Госкомэкологии России от 30 ноября 1999 «Методика определения предотвращенного экологического ущерба» / Государственный комитет Российской Федерации по охране окружающей среды. – М., 1999 год
150. Синергетика: нелинейные процессы в экологии : монография / Л. Д. Пляцук, Е. Ю. Черныш. – Сумы : Сумский государственный университет. – 2016. – 229 с.
151. Prokhorov M.D., Ponomarenko V.I., Karavaev A.S., Bezruchko V.P. Reconstruction of time-delayed feedback systems from time series // Physica D. – 2005. – V. 203. – P. 209-223.
152. Автоматизированная информационная система государственного мониторинга водных объектов [Электронный ресурс] URL: <https://gmvo.skniivh.ru/> (дата обращения 31.01.2022)
153. ПНД Ф 16.1:2.21-98 Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости "ФЛЮОРАТ-02"
154. Официальный сайт Группы компаний "Чистые технологии" Режим доступа // URL: <https://ctg.su/> (дата обращения: 1.05.2020).
155. Применение флокулянтов в системах водного хозяйства: учебное пособие / В.И. Аксенов, Ю.В. Аникин, Ю.А. Галкин, И.И. Ничкова, Л.И. Ушакова, Н.С. Царев. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, – 2008. – 92 с.

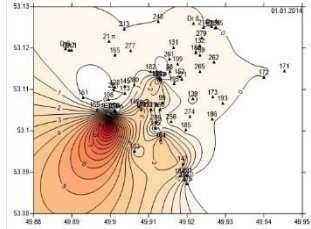
156. Официальный сайт IPAX URL: <https://www.ipax-russia.com/> (дата обращения: 1.05.2020).
157. Сведения флюкулянтах Praestol® [Электронный ресурс] URL: <https://promchimservice.ru/upload/medialibrary/9fc/9fc82922988fc9508e678c6a8fbac80b.pdf> (дата обращения: 1.05.2020).
158. Постановление Госснаба СССР Нормы естественной убыли товаров, 1997 год
Бюллетень нормативных актов министерств и ведомств СССР N 11, 1986 год
159. Фукс И.Г. Нефть, газ и продукты их переработки: Учеб. пособ. / Б.П. Холодов, И.Г. Фукс. – М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 1994. – 163 с.
160. Любимова Т.Ю. Становление химии нефти как науки и учебной дисциплины во второй половине XIX - первой половине XX века: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 07.00.10 / Т.Ю. Любимова. – М., 2005. – 24 с.
161. Государственный архив Российской Федерации (ГА РФ). Ф. Р-5446. Оп. 106. Д. 1121. Лл. 33–34.
162. Лисичкин С.М. Очерки развития нефтедобывающей промышленности СССР. – М.: Издательство АН СССР, 1958. – 429 с.
163. Лисенко К. И. Очерк современного состояния нефтяного промысла в России // Горный журнал. – 1877. – № 4. – С. 79-97
164. Джафаров Ф.К., Бакиров А.Р. Об истории нефтегазового дела в России СССР // ГИАБ. 2011. № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ob-istorii-neftegazovogo-dela-v-rossii-sssr> (Дата обращения: 19.01.2019).
165. Калечиц И.В. Роль химии в решении топливно-энергетической проблемы: получение жидкого топлива из твёрдых горючих ископаемых / И.В. Калечиц. – М.: Знание, 1986. - С. 32.
166. Нефть, газ и нефтехимия Татарии. Документы и материалы /Отв. ред. С. Л. Князев. Казань: Татарское книжное издательство. – 1978–1979. – Т. 2. – 392 с.
167. 10.Мелия А.А. Мобилизационная подготовка народного хозяйства СССР: [Электронный ресурс]. – 2004. URL: http://militera.lib.ru/research/melia_aa/10.html (Дата обращения: 10.01.2019)
168. Гапсаламов А.Р. История развития нефтехимического комплекса республики Татарстан во второй половине XX века // История и педагогика естествознания. – 2013. – № 3. – С. 36–39.
169. Матвейчук А.А. Нефтяное наследие великого инженера /А.А. Матвейчук // Нефть России 29 Авг 2013 [Электронный ресурс] URL: <https://neftrossii.ru/content/neftyanoen nasledie-velikogo-inzhenera> (дата обращения 15.12.2021)

170. Патент на изобретение 2752983 С1, 11.08.2021. Заявка № 2020135452 от 27.10.2020 «Способ очистки нефтезагрязненного грунта с применением высоконапорной технологии» №2752983

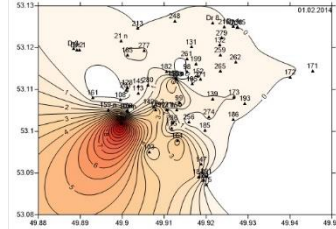
Карты толщин техногенной залежи за 2014-2021 годы

2014

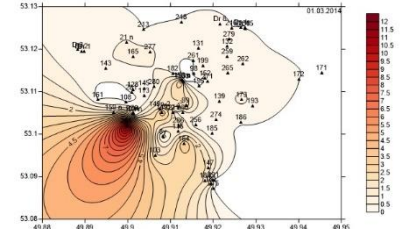
январь



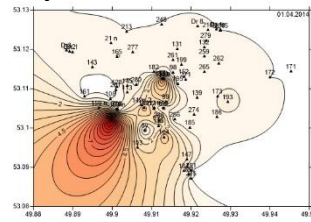
февраль



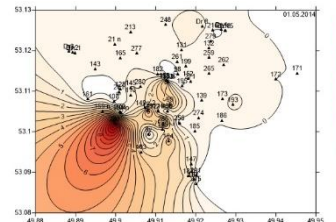
март



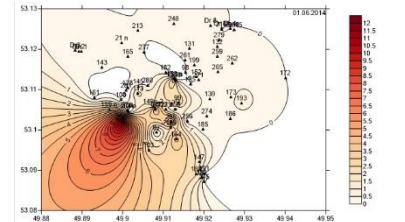
апрель



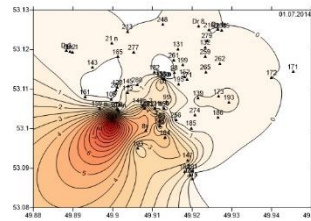
май



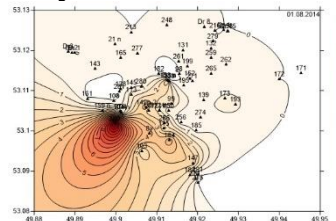
июнь



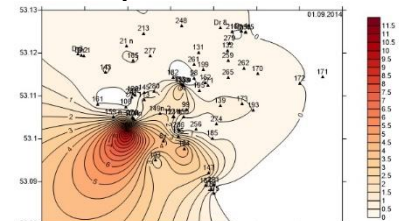
июль



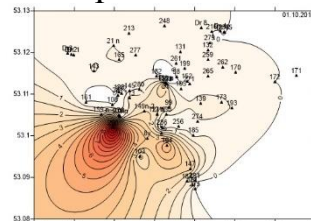
август



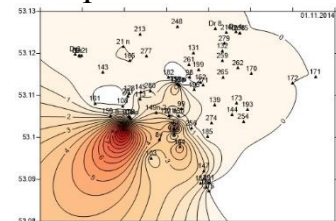
сентябрь



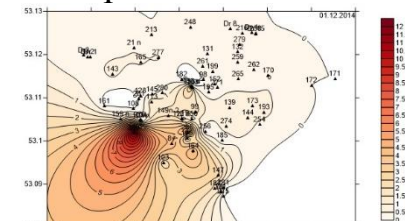
октябрь



ноябрь

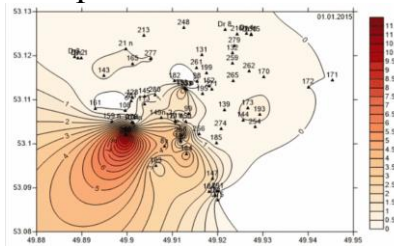


декабрь

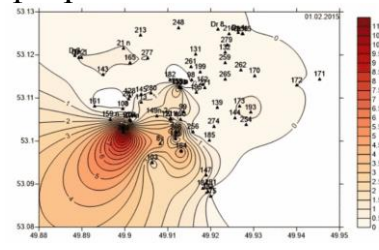


2015

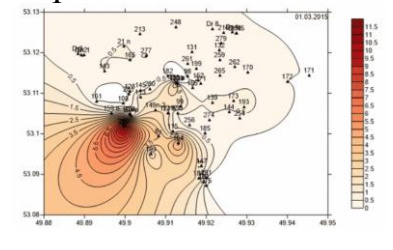
январь



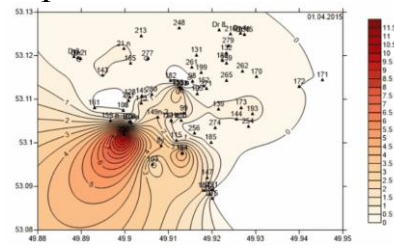
февраль



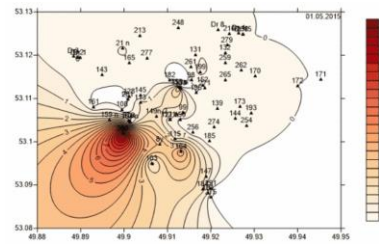
март



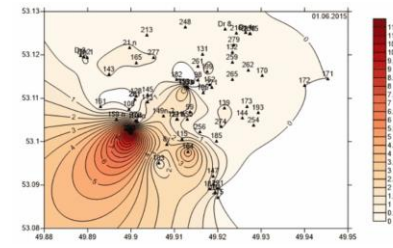
апрель



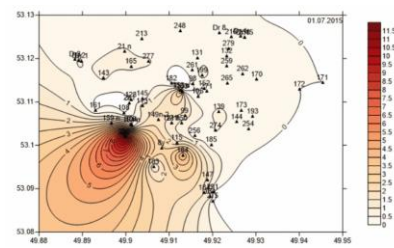
май



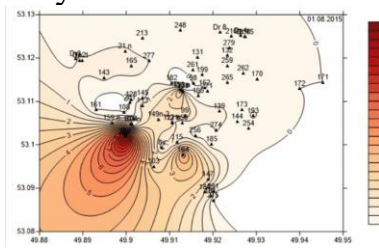
июнь



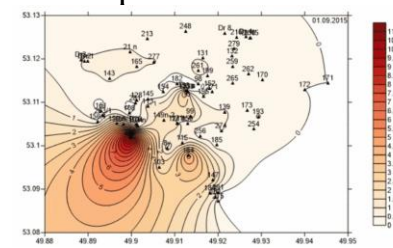
июль



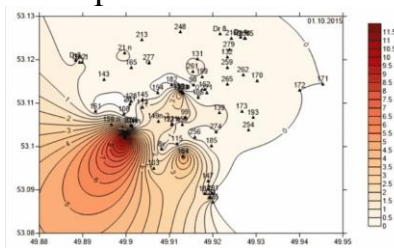
август



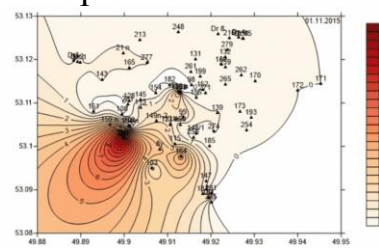
сентябрь



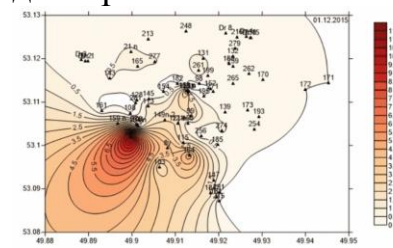
октябрь



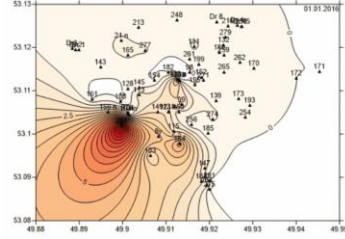
ноябрь



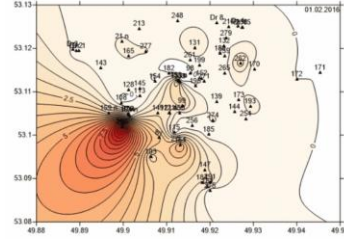
декабрь



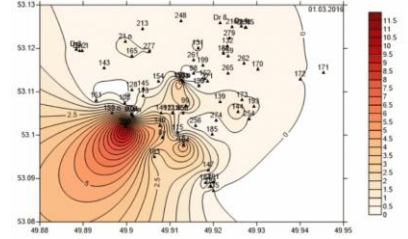
январь



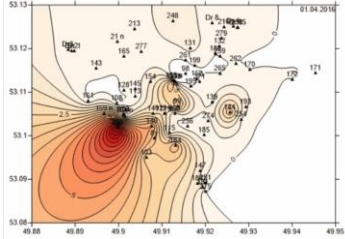
февраль



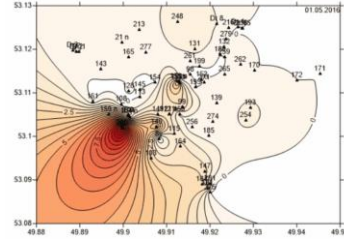
март



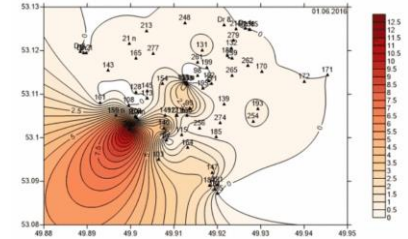
апрель



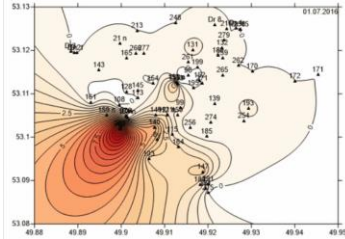
май



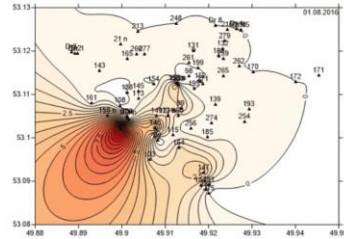
июнь



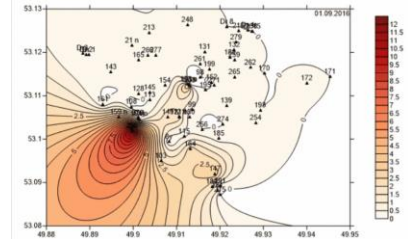
июль



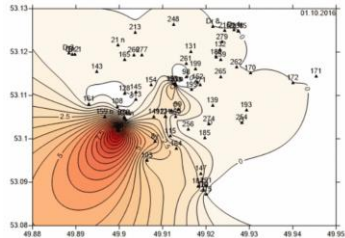
август



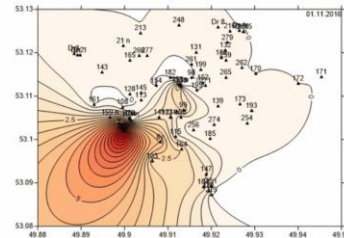
сентябрь



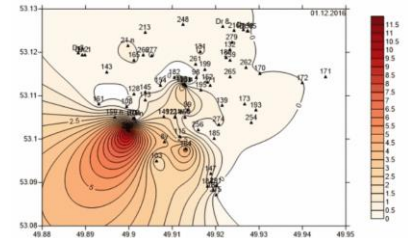
октябрь



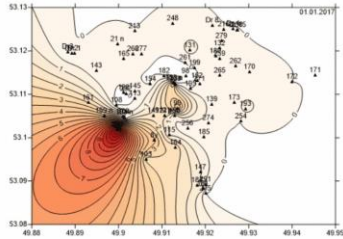
ноябрь



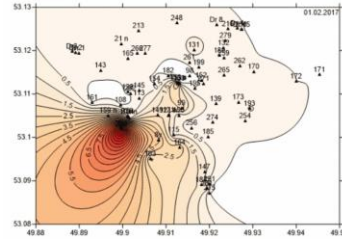
декабрь



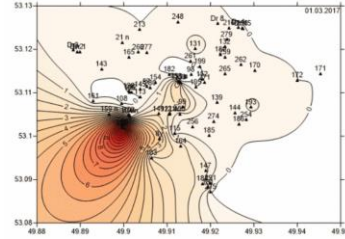
январь



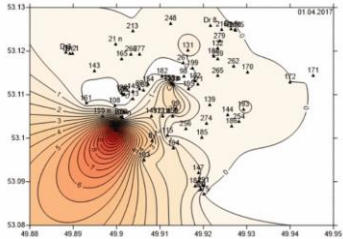
февраль



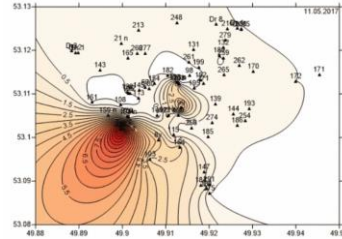
март



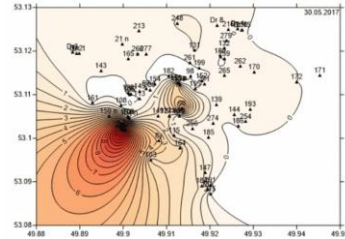
апрель



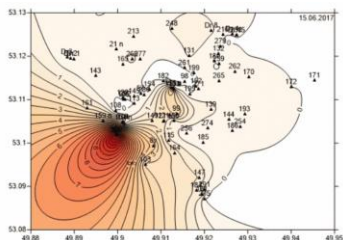
май 1



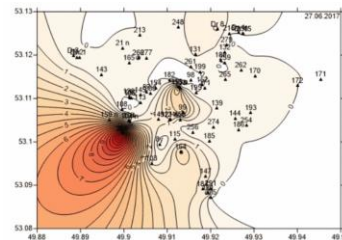
май 2



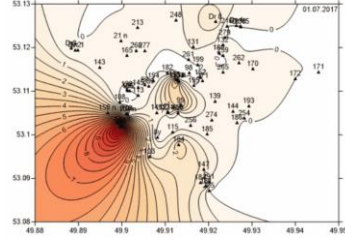
июнь 1



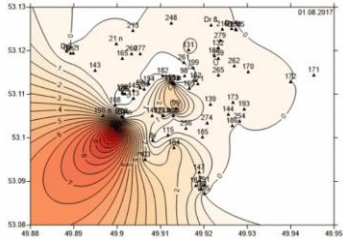
июнь 2



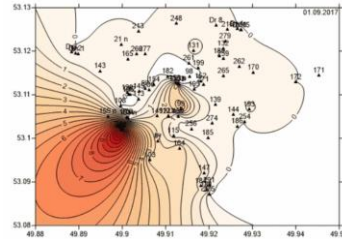
июль



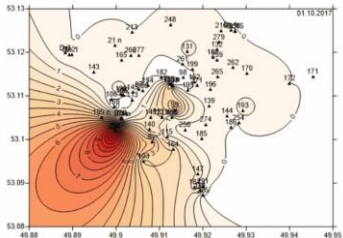
август



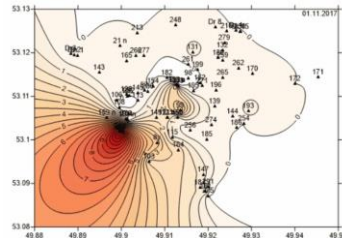
сентябрь



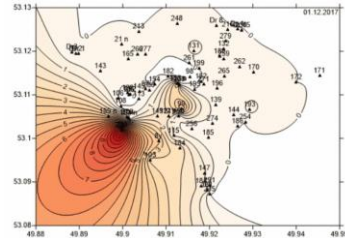
октябрь



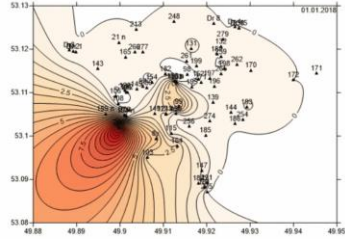
ноябрь



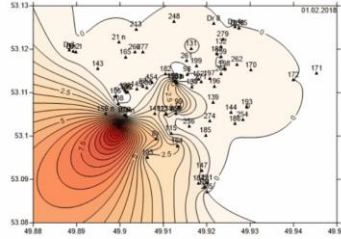
декабрь



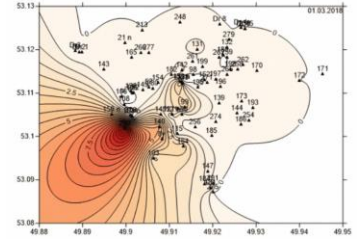
январь



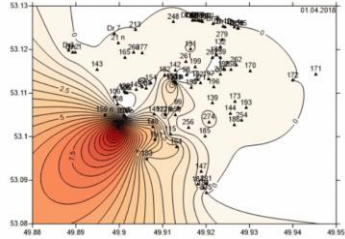
февраль



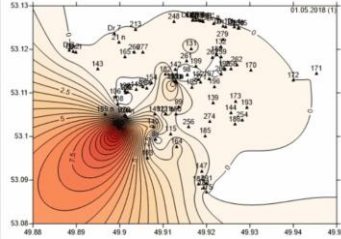
март



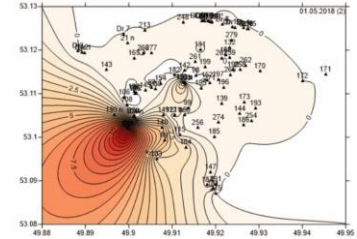
апрель



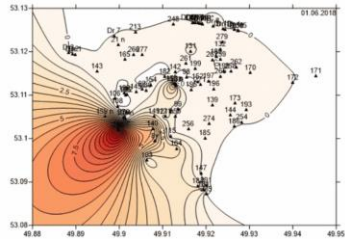
май 1



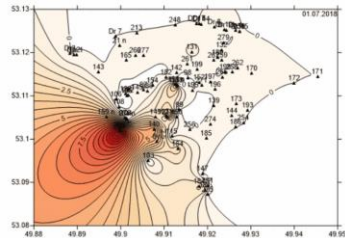
май 2



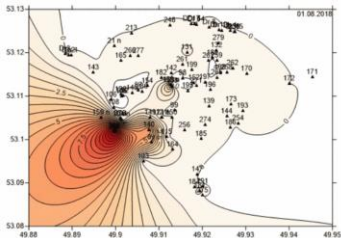
ИЮНЬ



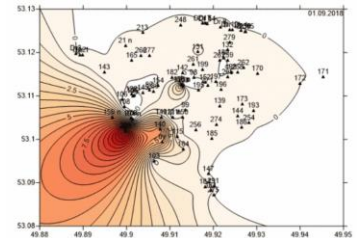
ИЮЛЬ



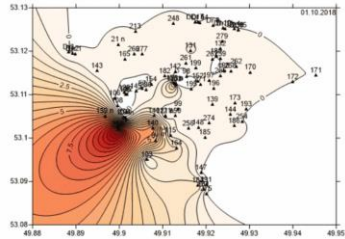
август



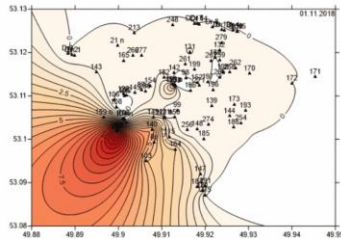
сентябрь



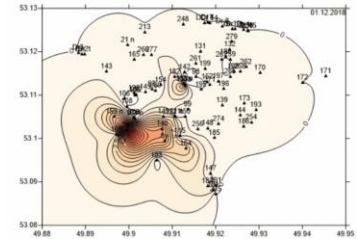
октябрь



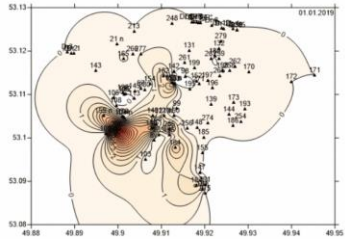
ноябрь



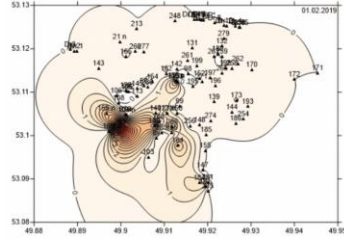
декабрь



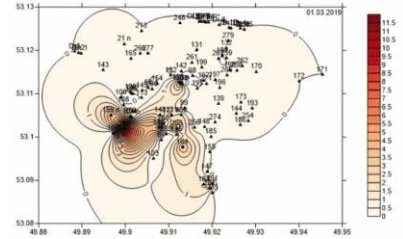
январь



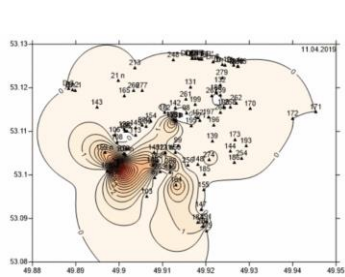
февраль



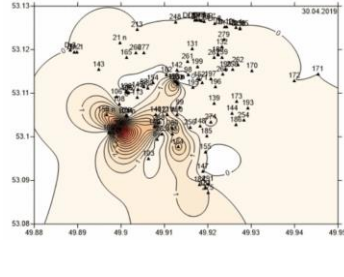
март



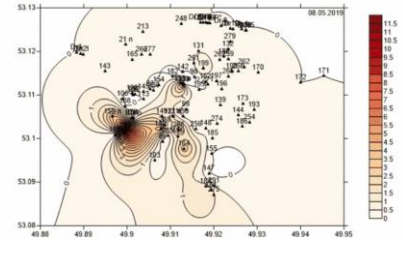
апрель 1 половина



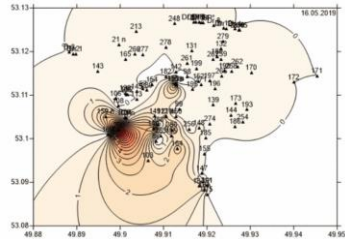
апрель 2 половина



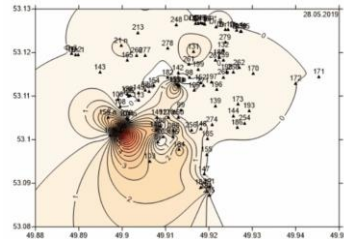
май 1 декада



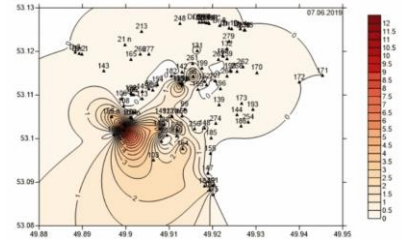
май 2 декада



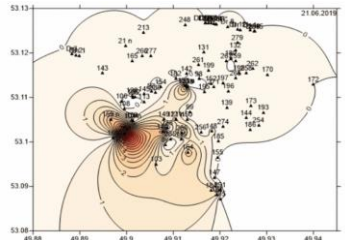
май 3 декада



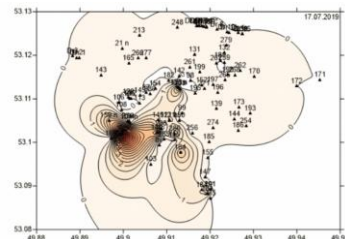
июнь 1 половина



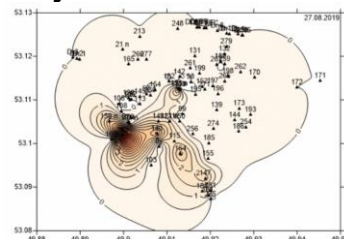
июнь 2 половина



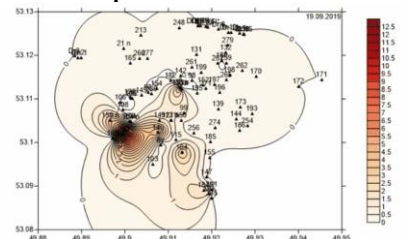
июль



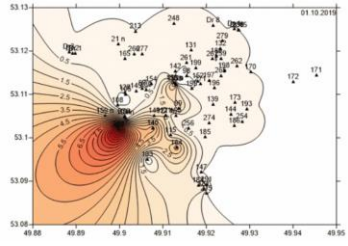
август



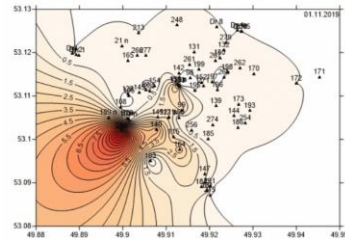
сентябрь



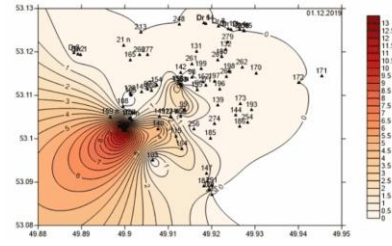
октябрь



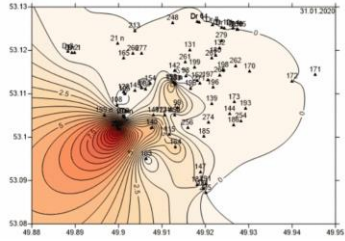
ноябрь



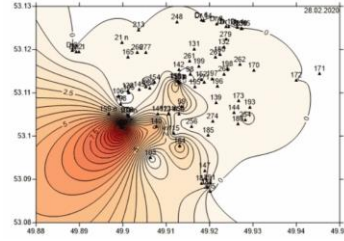
декабрь



январь



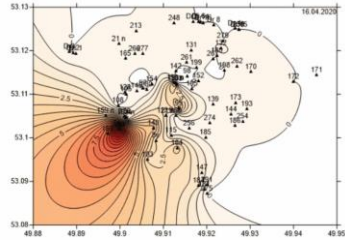
февраль



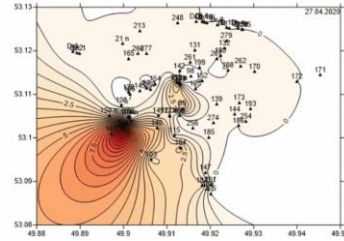
март



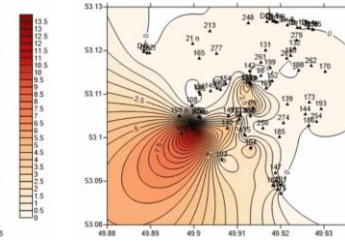
апрель 1 половина



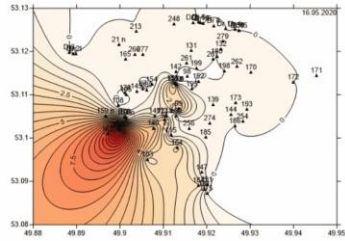
апрель 2 половина



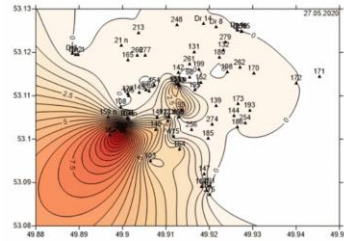
май 1 декада



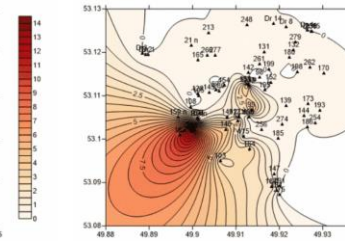
май 2 декада



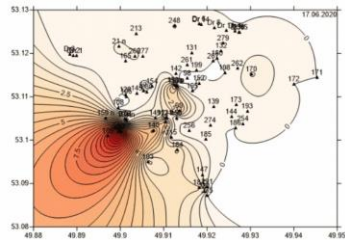
май 3 декада



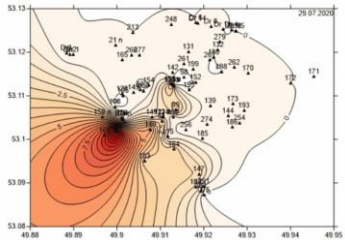
июнь 1 половина



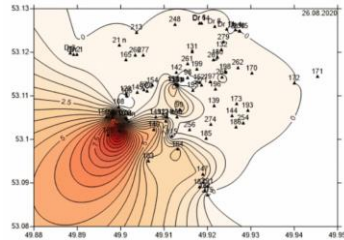
июнь 2 половина



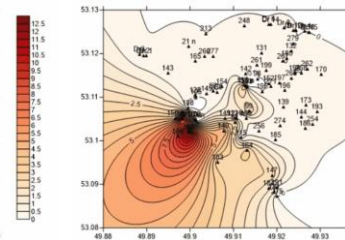
июль



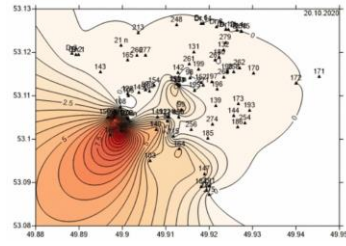
август



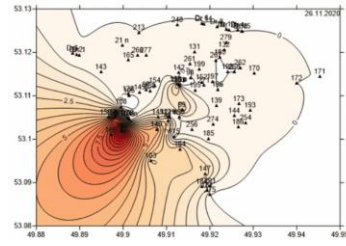
сентябрь



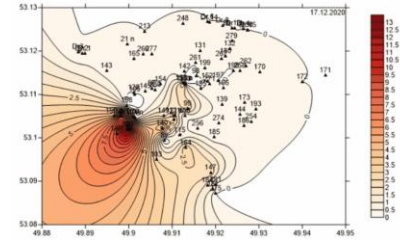
октябрь



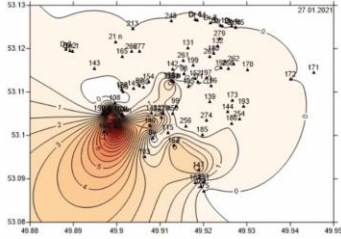
ноябрь



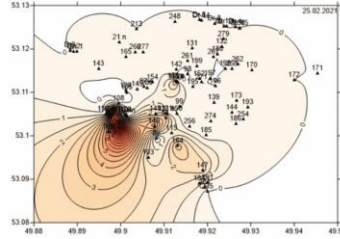
декабрь



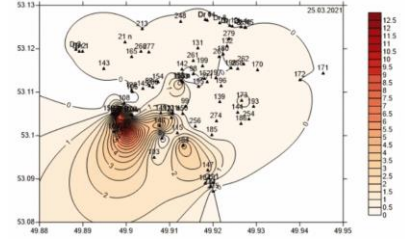
январь



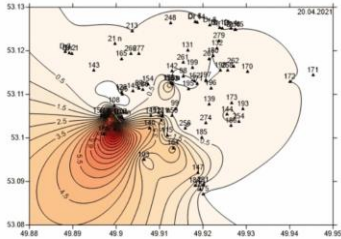
февраль



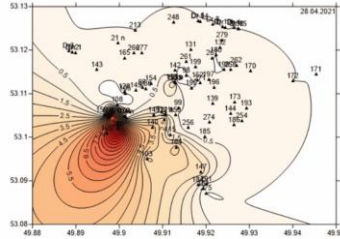
март



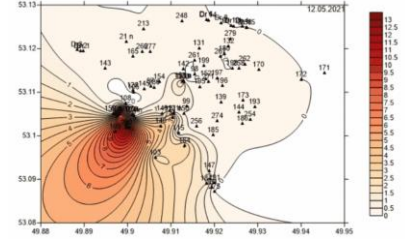
апрель 1 половина



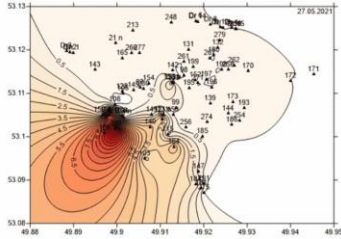
апрель 2 половина



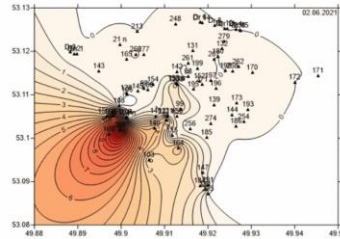
май 1 декада



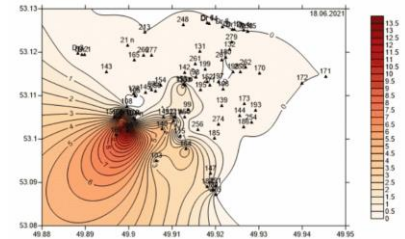
май 2 декада



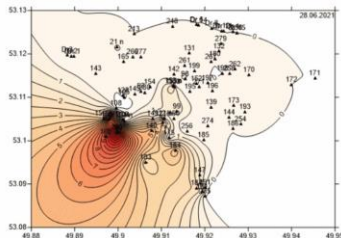
июнь 1 декада



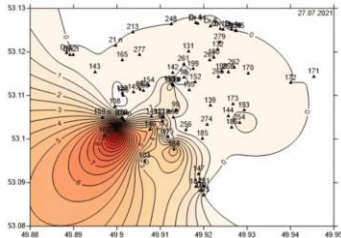
июнь 1 декада



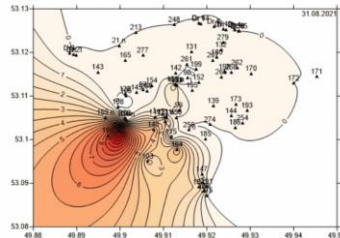
июнь 3 декада



июль



август



сентябрь

