МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ТАДЖИКИСТАНА

УДК 665.7.038.2 (575.3)

На правах рукописи



ПОЧОЕВ АНУШЕРВОН АБДУКОСИМОВИЧ

РАЗРАБОТКА СПОСОБА СНИЖЕНИЯ ЭМИССИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ИХ ХРАНЕНИИ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

по специальности – 2.9. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (2.9.6. Экология)

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор,

академик ИА РТ

Азизов Р.О.

Душанбе – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 5
ВВЕДЕНИЕ 6
ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДОВАНИЯ 9
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭМИССИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 14
1.1. Состояние нефтегазодобывающей промышленности Таджикистана и его влияние в окружающую среду 14
1.1.1. Разливы нефти в процессах добычи и их отражение на окружающей среде 22
1.1.2. Особенности поведения загрязняющих веществ в сопредельных компонентах природной среды 28
1.1.3. Оценка воздействия нефтеперерабатывающих предприятий на природные воды с акцентом на эмиссии углеводородов в окружающую среду 36
1.2. Краткая характеристика техногенного воздействия объектов нефтяной промышленности на окружающую среду 48
1.2.1. Экологические и климатические последствия эмиссии углеводородов 50
1.2.2. Факторы влияющие на степень испарения лёгких углеводородов при хранении нефти в резервуарах 53
1.2.3. Воздействие паров нефти на здоровье человека и экосистемы 57
1.3. Анализ резервуарного парка 60
1.3.1. Анализ существующих технических способов снижения эмиссии углеводородов 63
1.4. Повышение эффективности хранения нефти путём использования поверхностно-активных веществ 66
Выводы к главе 1 69
ГЛАВА 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЫБРОСОВ ПРОДУКТОВ ИСПАРЕНИЯ НЕФТИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 72

2.1. Исследование влияния поверхностно-активных веществ на снижение потерь лёгких углеводородов с использованием модельной среды 74
2.1.1. Теоретическое обоснование применения ПАВ в качестве метода снижения потерь лёгких углеводородов 76
2.1.2. Физико-химические основы применения ПАВ для ограничения испарения 83
2.1.3. Методы исследования параметров и характеристик нефти в процессах подготовки и хранения нефти в резервуарах 86
2.2. Изучение свойств поверхностно-активных веществ на основе K, Na и Li на давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов 89
2.3. Влияние поверхностно-активных веществ на основе Ca и Mg на давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов 90
2.4. Практические измерения, расчёты и определение оптимальных значений раствора поверхностно-активных веществ 96
2.4.1. Определение оптимальной дозировки присадки на основе $Ca(OH)_2$ .. 96
2.4.2. Расчёт требуемого количества присадки и объёма рабочего раствора 98
2.4.3. Оценка снижения потерь лёгких углеводородов при хранении нефти в условиях северных районов Таджикистана 102
2.4.4. Практические рекомендации по дозированию и повторному применению присадки 108
Выводы к главе 2 111
ГЛАВА 3. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ 113
3.1. Сравнительный анализ разработанного способа с существующими методами применения ПАВ 113
3.2. Анализ загрязнённых нефтью почв территории резервуарных парков .. 116
3.3. Экологическая значимость снижения потерь лёгких углеводородов 119
3.3.1. Компонентный состав паров нефти и продуктов её испарения 121

3.3.2. Воздействие испаряющихся углеводородов на атмосферу и формирование вторичных загрязнителей 129
3.3.3. Оценка снижения загрязнения атмосферы при использовании разработанного метода из расчёта 1 тонны нефти к CO_2 134
3.4. Оценка потенциального воздействия разработанного способа снижения эмиссии углеводородов на окружающую среду 140
3.5. Эколого-экономическая эффективность и ресурсосбережение при использовании поверхностно-активных веществ 142
3.6. Внедрение разработанных решений в практику нефтяного производства (на примере ОАО «Нафту Газ») 144
3.7. Разработка практических рекомендаций по минимизации выбросов продуктов испарения в нефтяном производстве 149
3.8. Комплексная экологическая эффективность применения разработанного метода снижения потерь нефти от испарения 151
Выводы к главе 3 159
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ 161
Результаты научных исследований 161
Результаты по практическому использованию результатов исследования 162
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 164
ПРИЛОЖЕНИЯ 178

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

БПК — биохимическое потребление кислорода

ВПЖ — высокопарафинистая жидкость

ГОСТ — государственный стандарт

ДНС — дожимная насосная станция

ДНП — давление насыщенных паров

КИМ — Комунистический интернационал молодёжи

ЛОС — летучие органические соединения

ЛЭП — линия электропередачи

НГБ — нефтегазовый бассейн

НПЗ — нефтеперерабатывающий завод

ОАО — открытое акционерное общество

ОПО — опасный производственный объект

ОС — окружающая среда

ПАВ — поверхностно-активные вещества

ПАУ — полициклические ароматические углеводороды

ПДК — предельно допустимая концентрация

РВС — резервуар вертикальный стальной

САНТО — Среднеазиатское нефтяняное торговое общество

СЖК — синтетические жирные кислоты

СООО — совместное общество с ограниченной ответственностью

УППН — установка подготовки и перекачки нефти

ХПК — химическое потребление кислорода

ASTM — American Society for Testing and Materials

BTEX — Benzene, Toluene, Ethylbenzene, Xylene

CCME — Canadian Council of Ministers of the Environment

EPA — Environmental Protection Agency

ISO — International Organization for Standardization

OSHA – Occupational Safety and Health Administration

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition

VOC – Volatile Organic Compounds

VRU - Vapor Recovery Units

WHO – World Health Organization

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В современных условиях развитие экономики большинства государств напрямую связано с обеспечением устойчивого энергоснабжения. Одним из ключевых источников энергии остаются углеводородные ресурсы, прежде всего нефть и природный газ. Нефтяная промышленность играет важную роль в формировании энергетического баланса и обеспечении промышленного развития, поскольку нефть является основным сырьём для производства топлива, смазочных материалов и широкого спектра химической продукции.

Несмотря на значительную роль углеводородных ресурсов, нефтяная промышленность сопровождается рядом экологических проблем, связанных с добычей, транспортировкой, переработкой и хранением нефти. Одним из наиболее существенных факторов негативного воздействия на окружающую среду являются потери нефти от испарения лёгких углеводородных фракций при хранении нефти в резервуарах. В результате данных процессов в атмосферу поступают летучие органические соединения (ЛОС), которые оказывают вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Проблема потерь нефти от испарения особенно актуальна для стран с жарким климатом, где высокая температура окружающей среды способствует увеличению давления насыщенных паров нефти и усилению процессов испарения. В условиях Республики Таджикистан данная проблема имеет особое значение, поскольку в летний период температура воздуха в ряде районов может достигать 40–45 °C, что существенно увеличивает интенсивность испарения.

В последние годы в Республике Таджикистан наблюдается рост потребления нефтепродуктов. Так, в 2024 году Республика импортировала 1,541 млн тонн нефтепродуктов и сжиженного газа, что на 9,1 % больше по сравнению с предыдущим годом. В то же время объёмы собственной добычи нефти остаются сравнительно низкими и составляют около 16 тыс. тонн в год, что обуславливает необходимость рационального использования имеющихся углеводородных ресурсов.

При таких условиях снижение потерь нефти при хранении приобретает важное значение не только с экологической, но и с экономической точки зрения. Потери нефти от испарения приводят к уменьшению объёма товарной нефти, ухудшению её качественных характеристик и увеличению выбросов углеводородных соединений в атмосферу.

Одним из перспективных направлений решения данной проблемы является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ), способных снижать давление насыщенных паров нефти и уменьшать интенсивность перехода лёгких углеводородных фракций в газовую фазу. Использование подобных технологий позволяет одновременно решать задачи повышения экологической безопасности нефтяных объектов и повышения эффективности использования углеводородного сырья.

В связи с этим разработка и исследование методов снижения потерь нефти от испарения при хранении с использованием растворов ПАВ является актуальной научной и практической задачей, направленной на уменьшение негативного воздействия нефтяной промышленности на окружающую среду и повышение эффективности эксплуатации резервуарных парков.

Степень изученности научной проблемы

Вопросы снижения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении и транспортировке рассматриваются в научных исследованиях на протяжении многих десятилетий. Существенный вклад в развитие нефтяной промышленности и изучение процессов добычи, хранения и переработки углеводородного сырья внесли такие учёные, как А.А. Коршак [69], М.М. Фархан [129], А.Г. Гумеров [36], В.А. Брызгало [25], Ш.К. Гиматудинов [31], О.А. Ткачёв [122] и вопросами техногенного воздействия на окружающую среду отечественными учёными Х.Б. Бобоев [19, 20], Х.Ш. Гулахмадов [35], Ш.Ж. Мирбобоев [89] и другими.

В их работах исследованы процессы испарения лёгких углеводородных фракций, разработаны методы оценки потерь нефти при хранении, а также предложены различные технологические решения для снижения выбросов

углеводородных соединений в атмосферу, а также решение вопросов техногенного воздействия и окружающей среды. К наиболее распространённым методам относятся применение понтонных крыш, систем улавливания паров, герметизация резервуаров и использование различных химических реагентов.

В последние годы значительное внимание уделяется применению химических методов снижения потерь нефти от испарения. В частности, исследуются возможности использования поверхностно-активных веществ, способных образовывать защитную плёнку на поверхности нефти и уменьшать интенсивность испарения лёгких углеводородных компонентов.

Несмотря на значительное количество научных исследований в данной области, многие вопросы, связанные с применением ПАВ для снижения потерь нефти в условиях жаркого климата, остаются недостаточно изученными. В частности, требуют дополнительного исследования вопросы выбора оптимального состава растворов ПАВ, определения их эффективной концентрации, а также оценки экологической и экономической эффективности их применения в условиях нефтяных предприятий Республики Таджикистан.

Это определяет необходимость проведения дополнительных научных исследований, направленных на разработку эффективных методов снижения потерь нефти от испарения при хранении и уменьшения негативного воздействия нефтяного производства на окружающую среду.

Связь исследования с программами (проектами) и научной тематикой

Научное исследование выполнено в соответствии с «Программой ускоренной индустриализации Республики Таджикистан на 2020-2025 годы» от 27 мая 2020 г № 293 и планом научно-исследовательских работ Горно-металлургического института Таджикистана на 2020 – 2025 годы по направлениям:

1. Развитие инновационных технологий и инфраструктур, доступных для широкого пользования для снижения воздействия на окружающую среду;

2. Способ снижения потерь нефти от испарения при хранении в резервуарах с использованием растворов поверхностно-активных веществ;

3. Экологическая эффективность применения раствора поверхностно-активных веществ для снижения испарения на предприятиях нефтяной промышленности.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Цель исследования

Разработка и обоснование метода снижения эмиссии углеводородов в окружающую среду при хранении в резервуарах.

Задачи исследования

Относительно цели исследования, в ходе выполнения работы были поставлены следующие задачи:

1. Оценить современное состояние техногенного воздействия эмиссии углеводородов нефтяного происхождения на окружающую среду при добыче, транспортировке и хранении нефти с учётом загрязнения атмосферного воздуха, почвенного покрова и водных объектов
2. Исследовать механизмы подавления эмиссии лёгких углеводородных фракций нефти при хранении в резервуарах с применением различных классов поверхностно-активных веществ на основе соединений калия, натрия, лития, кальция и магния и установить закономерности их влияния на давление насыщенных паров нефти.
3. Разработать способ снижения эмиссии лёгких углеводородных фракций нефти при хранении в резервуарах с применением поверхностно-активных веществ на основе гидроксида кальция, включающий определение состава и оптимальной концентрации присадки, условий формирования защитного слоя, технологии его нанесения и последующего удаления.
4. Экспериментально подтвердить эффективность разработанного способа путём исследования изменения давления насыщенных паров нефти и количественной оценки снижения потерь лёгких углеводородных фракций с применением разработанного состава поверхностно-активных веществ.
5. Выполнить расчёт экологической и экономической эффективности разработанного способа применительно к условиям эксплуатации

резервуаров типа РВС-2000, включая оценку предотвращенных потерь нефти, снижения выбросов загрязняющих веществ и парниковой нагрузки в эквиваленте CO2, а также определить перспективы его практического применения на объектах нефтяной промышленности.

Объект исследования

Процессы загрязнения окружающей среды выбросами лёгких углеводородных фракций нефти при хранении в резервуарах нефтяных предприятий.

Предмет исследования

Закономерности снижения потерь нефти от испарения при хранении в резервуарах с использованием поверхностно-активных веществ на границе раздела фаз «жидкость-газ».

Научная новизна исследования

1. Установлена взаимосвязь между снижением потерь нефти от испарения при хранении и уменьшением потенциального риска загрязнения почвенного покрова и водных объектов в зонах размещения резервуарных парков.

2. Установлено влияние растворов поверхностно-активных веществ на снижение давления насыщенных паров нефти и уменьшение потерь лёгких углеводородных фракций при хранении нефти на границе раздела фаз «жидкость-газ».

3. Определена оптимальная концентрация присадки на основе гидроксида кальция в составе раствора ПАВ, обеспечивающая наибольшее снижение потерь нефти от испарения.

4. Выполнена оценка эколого-экономического эффекта применения разработанного способа, определяющая степень снижения выбросов углеводородных соединений в атмосферу.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты анализа процессов распространения нефтяных загрязнений в почве и водной среде, подтверждающие необходимость снижения потерь нефти

при хранении как одного из факторов комплексного уменьшения экологической нагрузки на окружающую среду.

2. Выявленный механизм процесса взаимодействия компонентов на границе фаз «жидкость-газ», определяющий степень эмиссии лёгких углеводородов в окружающую среду. Результаты экспериментальных исследований влияния растворов ПАВ на снижение потерь лёгких углеводородов с определением его оптимальной концентрации.

3. Расчётные оценки эколого-экономической эффективности применения разработанного метода. Практические рекомендации по применению растворов ПАВ на объектах нефтяной промышленности.

Теоретическая значимость исследования

Теоретическая значимость исследования заключается в развитии научных представлений о процессах испарения лёгких углеводородных фракций нефти и механизмах их снижения при использовании поверхностно-активных веществ. Полученные результаты расширяют существующие научные представления о влиянии химических реагентов на давление насыщенных паров нефти и могут быть использованы при разработке технологий хранения углеводородного сырья с целью снижения воздействия на окружающую среду.

Практическая значимость исследования

Практическая значимость работы заключается в разработке способа снижения эмиссии углеводородов при хранении в резервуарах, что позволит: уменьшить потери нефти при хранении, снизить выбросы углеводородных соединений в атмосферу, улучшить экологическое состояние и безопасность нефтяных объектов а также повысить эффективность эксплуатации резервуарных парков. Разработанные рекомендации могут быть использованы на предприятиях нефтяной промышленности Республики Таджикистан, в том числе на объектах ОАО «Нафту Газ».

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует паспорту специальности **2.9.6. Экология** по следующим направлениям:

- п. 1.3. Научное обоснование, разработка и совершенствование методов проектирования технико-технологических систем и нормирования проектной и изыскательской деятельности, обеспечивающих минимизацию антропогенного воздействия на живую природу нефтегазовой и угледобывающей отрасли;

- п. 1.4. Инженерная защита экосистем. Прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий загрязнения окружающей среды от техногенных аварий и катастроф в нефтегазовой и угледобывающей промышленности;

- п. 1.5. Разработка экологически безопасных технологий и материалов, процессов подготовки и повышения качества продукции, утилизации промышленных отходов при разработке и эксплуатации нефтегазовых и угледобывающих месторождений.

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов исследования подтверждается использованием общепринятых методов научного исследования, применением стандартизированных методик определения давления насыщенных паров нефти, выполнением серии лабораторных экспериментов и последующей статистической обработкой полученных данных. Надёжность сделанных выводов обеспечивается сопоставлением экспериментальных результатов с данными, опубликованными в научно-технической литературе, а также согласованностью полученных закономерностей с современными представлениями о процессах испарения углеводородов при хранении нефти.

Личный вклад соискателя

Личный вклад автора заключается в анализе литературных данных о способах уменьшения потерь нефти при хранении, проведении лабораторных исследований влияния растворов ПАВ на давление насыщенных паров нефти, изучении механизма взаимодействия на границе фаз «жидкость-газ», разработке рекомендаций по применению растворов ПАВ для снижения потерь нефти; обобщении и интерпретации полученных результатов.

Апробация и применение результатов исследования

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- научно-практических семинарах (г. Бустон, 2021-2025), научно-практических конференциях (г. Бустон, 2021 г; г. Бустон 2023 г; г. Бустон 2024г);

- республиканских научно-практических конференциях, (г. Бустон, 2022 г; г. Бустон, 2023 г.);

- международных научно-практических конференциях (г. Бустон, 2023 г.; г.Бустон, 2024 г.; г. Тюмень, 2025 г.);

– на республиканских конкурсах «Наука – свет просвещение», «Изобретатели и юные новаторы», «Исследователь и иный изобретатель» (г. Худжанд, 2023 г.; г. Худжанд, 2024 г.; г. Худжанд, 2025 г.; г.Душанбе, 2025 г.)

Практическая значимость выполненного исследования подтверждается внедрением результатов работы в деятельность ОАО «Нафту Газ», где разработанные рекомендации использованы при решении задач, связанных со снижением потерь лёгких углеводородов при хранении нефти в резервуарах.

Публикации по теме диссертации

Основные результаты диссертационной работы отражены в 16 опубликованных научных работах. По теме диссертации опубликованы 4 статьи в научных изданиях, включённых в перечень ВАК при Президенте Республики Таджикистан и Узбекистан, 11 работ в сборниках материалов научных конференций и других научных изданиях. По результатам выполненных исследований также получен 1 малый патент Республики Таджикистан на изобретение, относящееся к способу снижения потерь лёгких углеводородов нефти при хранении.

Структура и объём диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, трёх глав и общих выводов, изложенных на 179 страницах. В работе содержатся 29 рисунков, 28 таблиц, 2 приложения и список использованной литературы из 156 наименований.

ГЛАВА 1
АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭМИССИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

1.1. Состояние нефтегазодобывающей промышленности Таджикистана и его влияние в окружающую среду

В последние десятилетия в Республике Таджикистан имеет место резкое снижение объёмов добычи нефти и газа.

Как указано в научной работе исследователей Мирбобоева Ш.Ж. и Мутавалиева Ш.Т. «По Северному Таджикистану, который долгие годы являлся основной базой добычи нефти и газа в Республике, добыча нефти снизилась с 251,97 тыс. тонн в 1985 г. до 11,910 тонн в 2018 г., а добыча природного газа снизилась с 260 млн. $м^3$ в 1982 г. до 0,911 млн. $м^3$ в 2018 г. Основной причиной такого резкого снижения объёмов добычи нефти и газа является отсутствие прироста новых запасов углеводородов по причине резкого уменьшения объёмов геологоразведочных работ и бурения поисковых скважин. Например, если в 1990 году по северному Таджикистану было пробурено 39004 м, из них 19480 м в эксплуатационном бурении и 19954 м в разведочном, то в 2023 году этот показатель равен нулю» [84, с. 67-68].

История развития нефтегазовой отрасли Северного Таджикистана началась с 1907 г. когда на площади Сель Рохо было начато бурение. При бурении на глубину 248 м, из скважины №2 данной площади был получен приток нефти с дебитом 7 т/сутки. В 1907 г. на этом участке был организован нефтяной промысел [93].

В последующие годы объём объем геологоразведочных работ резко увеличился и было открыто ещё несколько нефтегазовых месторождений: Айритан, Рават, Канибадам и Ниязбек-Северный Карачкум. Максимальная годовая добыча в 1985 году составил 252 тыс.тонн нефти и 254 млн $м^3$ газа.

Объем добычи нефти за 2014 год составил 11.2 тыс. тонн нефти и 2,7 млн $м^3$ газа. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин при этом составляет 95

скважин, в том числе действующий 80, бездействующий 15, а по фонду газовых скважин 5: действующих -3, бездействующих – 2.

В научной работе Мирбобоева Ш.Ж. и Мутавалиева Ш.Т. указано «Республика Таджикистан располагает значительными потенциальными запасами углеводородного сырья и по плотности неразведанных запасов занимает одно из ведущих мест среди стран Центральной Азии. Общая площадь перспективных земель Таджикистана составляет 34,6 тыс. км^2, из которых 5,2 тыс. км^2 располагаются в Ферганском нефтегазоносном бассейне (НГБ) и 29,4 тыс. км^2 – в Афгано-Таджикском НГБ. Суммарные, начально-потенциальные извлекаемые запасы углеводородного сырья в республике Таджикистан оцениваются от 650 млн.т до 1 млрд.т условного топлива. Из указанных запасов на территорию Согдийской области приходится 125,8 млн.т условного топлива, в том числе: нефти – 46,6 млн.т; газа –52,9 млрд.м^3; конденсата –26,9 млн. т. Ресурсная база области вполне позволяет решать вопрос самообеспечения углеводородным сырьём. По данным «СредАзНИПИнефть» начальные сырьевые ресурсы области по нефти составляли 46,6 млн. т, из них извлечено 2,8 млн.т. В промышленных категориях ($A+B+C_1$) по разрабатываемым и разведываемым месторождениям значилось 3,8 млн. тонн. Остальные запасы (примерно 40,0 млн. тонн) – неразведанные. Также определены начальные сырьевые ресурсы газа по области составляли 52,9 млрд. куб. м, из которых 3,9 млрд. куб.м. добыто, 6,3 млрд. куб.м. находилось на балансе разрабатываемых месторождений ($A+B+C_1$); 42,7 млрд. куб.м. являются неразведанными. Начальные сырьевые ресурсы Согдийской области по конденсату исчислены в количестве 26,9 млн. т, из которых добыто 0,7 млн.т. На балансе разрабатываемых месторождений значится 1,2 млн. т ($A+B+C_1$) и неразведанных ресурсов – 25 млн. тонн. Большая часть разведанных ресурсов приходится на палеогеновые отложения южного борта и центрально-ферганской структурно-тектонической зоны. Изученность же юрских, меловых и неогеновых отложений весьма низкая» [84, с. 70-71].

Дополнительным осложняющим фактором является присутствие в разрезе значительных по мощности соляно-гипсовых толщ, что отличает данный район от большинства других участков Ферганской впадины. Указанные геологические особенности существенно затрудняют бурение глубоких скважин и повышают техническую сложность освоения перспективных объектов.

Как ранее нами было выявлено «Система сбора и транспортировки нефти и газа на предприятии СООО «Петролеум Сугд» состоят из разветвленной сети трубопроводов, замерных установок, сепарационных пунктов, резервуарных парков, установок подготовки нефти, насосных и компрессорных станций. Сбор нефти осуществляется по разным нефтесборным коллекторам, чтобы исключить их смешивание» [2-А, с. 17]

Исходя из это ранее нами было установлено, что «В настоящее время в СООО «Петролеум Сугд» при транспортировке нефти используют трубопроводный и автомобильный транспорт. В связи с длительным сроком нахождения в эксплуатации трупроводных систем, с присутствием минеральных солей в составе нефти в виде кристаллов, наличием механических примесей в нефти и в пластовой воде, оборудование и трубопроводы СООО «Петролеум Сугд» подвергаются усиленной коррозии, что, в конечном счете, приводит к быстрому выходу их из строя. В настоящее время по месторождениям Канибадам, Северный Канибадам и Айритан СООО «Петролеум Сугд» транспортировка нефти производится с помощью трубопроводов, а по месторождениям Рават, Сель-Рохо, Махрам, Оби-Шифо, Ниязбек, Маданият и Северный Каратау – с помощью автотранспорта» [2-А**Ошибка! Источник с сылки не найден.**, с. 18]

Отдельную группу опасностей составляют химически агрессивные соединения, способные образовываться в результате аварийных процессов. Их воздействие может ускорять коррозионное разрушение металлических конструкций, что приводит к снижению прочностных характеристик и повышению риска вторичных отказов.

При крупных пожарах возможно возникновение психофизиологических воздействий, обусловленных распространением мощных низкочастотных акустических колебаний, способных негативно влиять на состояние человека.

Процессы выбросов различных токсичных веществ при авариях с учётом поражающих факторов на производственных объектах приведено на рисунке 1.1.

Развитие аварии обусловлено свойствами опасных веществ, условиями содержания и характером выброса опасных веществ, объемом веществ, окружающими условиями и своевременностью мер по локализации аварии. Следует также выделить два типа аварий:

- авария с полным разрушением оборудования, содержащих сжиженный газ или газ под давлением;
- авариями, связанными с неполным разрушением оборудования, т.е. с истечением вещества через образовавшееся в емкости отверстия.

Из аварий первого типа наиболее часто встречающиеся – это разрывы сосудов, содержащих газ под давлением. Также часто из аварий первого типа встречаются разрушения сосудов, содержащих жидкие углеводороды или сжиженные природный газ (криогенно или под давлением). Такие разрывы происходят обычно под действием внешнего нагрева емкости в результате пожара пролитого горючего.

Второй тип аварии - истечение вещества через образовавшееся отверстие - наиболее часто встречающийся. Он включает в себя как разрывы трубопроводов, так и истечение через неисправные вентили, а также потери герметичности в результате внешнего воздействия, коррозии или превышения эксплуатационных норм. Многообразие сценариев определяется различием физических явлений для различного фазового состояния истекающего вещества. Анализ аварий показывает, что 90% аварий на трубопроводах происходит путем истечения вещества через отверстие и в 10% - путем полного разрыва (на полное сечение).

Одним из ключевых признаков аварий на опасных производственных объектах (ОПО) является их взрывной или прогрессирующий характер.

Хранение нефти и нефтепродуктов на промысле связано с рядом опасностей, которые могут привести к серьёзным авариям, повреждению оборудования и загрязнению окружающей среды.

В научной работе Мещерякова Р.В. отмечено, что «Нефть и нефтепродукты требуют особых условий хранения, так как являются горючими и взрывоопасными веществами. В зависимости от их физических и химических свойств (температура вспышки, давление паров и т.д.), создаются специальные условия хранения, такие как поддержание определённой температуры и герметизация хранилищ. Резервуары для хранения могут быть наземными, подземными, или даже плавучими, что при дальнейшей эксплуатации резервуаров на базе предприятия требует различных подходов к организации безопасности. Классическим примером служит усталостное разрушение металла резервуаров или трубопроводов, вызванное многократным действием переменных нагрузок и агрессивных сред» [81, с. 164-165].

Следующей типичной закономерностью является этапность развития аварии. Любая серьёзная авария на ОПО проходит через несколько фаз [70]:

1. Начальная фаза, на которой происходит отклонение параметров от нормы (например, рост давления, температуры).
2. Фаза нарушений контроля – отказ оборудования или систем безопасности (датчики, клапаны, автоматизация).
3. Фаза инициирующего события – взрыв, разгерметизация, воспламенение и т.д.
4. Фаза развития – распространение аварии, поражающие воздействия, вовлечение новых объектов.
5. Стадия последствий – разрушения, экологические загрязнения, жертвы, материальный ущерб.

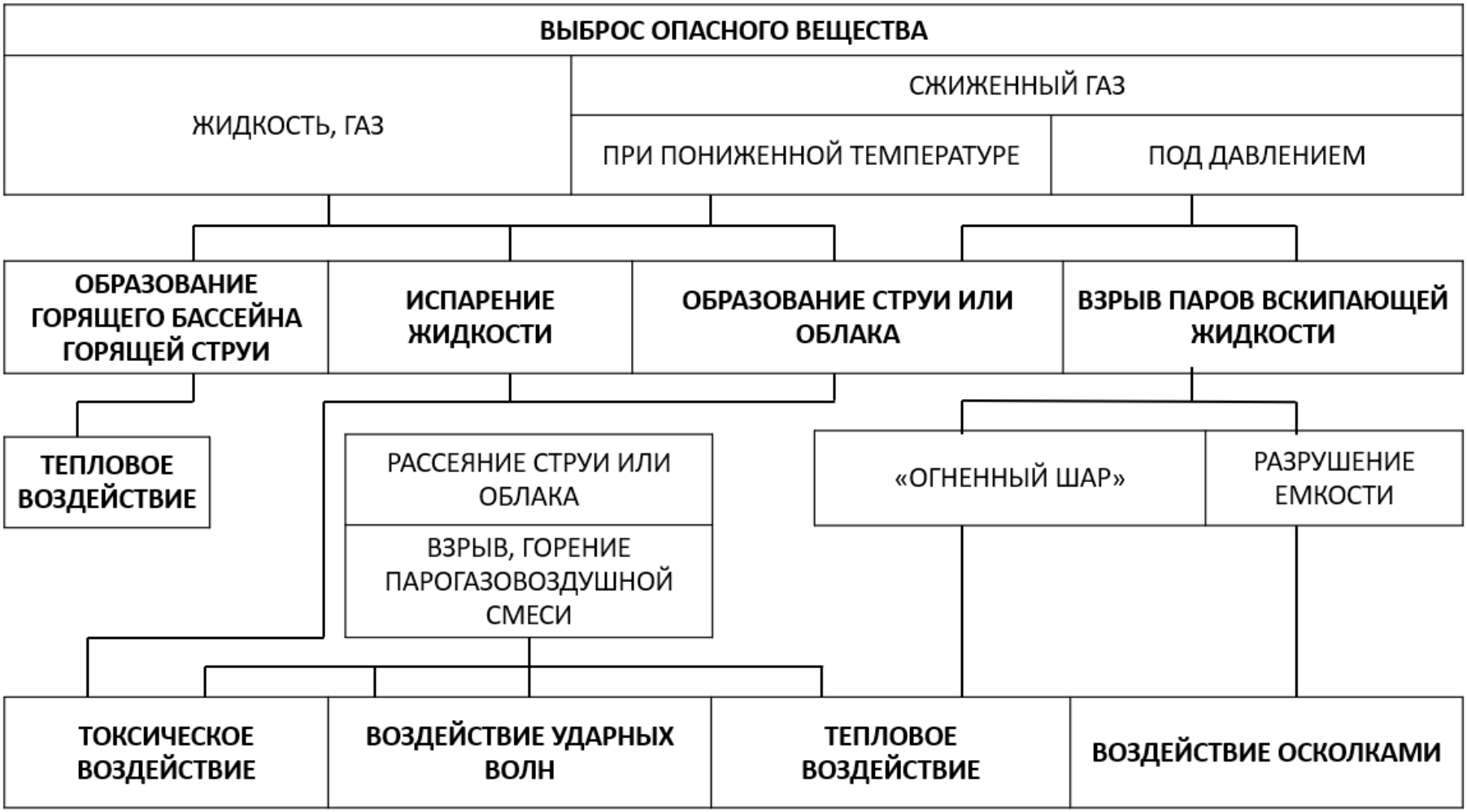


Рисунок 1.1. - Общая схема развития аварий, связанных с выбросом опасных веществ и проявлением основных поражающих факторов [3]

Как отмечено в пособии Данилова Н.М. «Многочисленные исследования показывают, что наиболее уязвимым звеном в цепочке развития аварий являются именно системы автоматического контроля и человеческий фактор. Нарушение регламентов технического обслуживания, несвоевременное обнаружение неисправностей, отсутствие надёжной связи между участками – всё это существенно увеличивает вероятность не только возникновения аварии, но и её перерастания в катастрофу» [39].

Особое внимание в анализе закономерностей уделяется влиянию внешних условий, включая метеофакторы (температура, ветер, влажность), сейсмическую активность, агрессивность окружающей среды [62]. Например, низкие температуры могут привести к хрупкому разрушению металлических конструкций, а сильный ветер – к быстрому распространению огня при пожаре. При этом часто наблюдается эффект синергии, когда сочетание нескольких негативных факторов усиливает воздействие каждого из них.

С точки зрения безопасности, крайне важным является учёт временного фактора. Чем больше времени проходит между моментом начала аварии и её обнаружением или вмешательством персонала, тем больше вероятность эскалации [107]. Таким образом, быстрая реакция – критический элемент системы промышленной безопасности.

Как отмечено в научной работе Панина В.А. «Одной из наиболее распространённых причин аварий является усталостное разрушение оборудования, вызванное воздействием переменных нагрузок, вибраций и агрессивных химических сред. На предприятиях нефтегазового комплекса активно используются трубопроводы, резервуары, насосные установки и арматура, эксплуатация которых часто выходит за пределы нормативных сроков службы. В результате длительного использования без надлежащей диагностики и технического обслуживания происходит образование микротрещин и других дефектов, приводящих к разгерметизации и аварийным выбросам» [94, с. 226].

Нарушение технологических регламентов – ещё одна важнейшая причина. Это может выражаться в превышении допустимого давления, несоблюдении

температурных режимов при транспортировке и хранении нефти, отклонениях в составе кислотных или щелочных реагентов при обработке призабойной зоны скважин. В условиях недостаточного контроля со стороны персонала, такие отклонения могут привести к детонации, воспламенению парогазовых смесей или разложению химически нестабильных веществ [105].

Существенную опасность представляет коррозия металла, вызванная агрессивной средой, особенно в условиях повышенной влажности, наличия сероводорода, хлоридов, углекислоты. Коррозионные процессы развиваются как внутри трубопроводов и резервуаров (внутренняя коррозия), так и на наружной поверхности (наружная коррозия), в том числе под изоляцией. Электрохимическая коррозия часто сопровождается образованием сквозных повреждений, через которые происходит утечка нефти и газа [120].

Нельзя не учитывать и дефекты проектирования и монтажа оборудования, когда изначально закладываются конструктивные или эксплуатационные уязвимости. Например, неправильный выбор материалов, нерасчётная нагрузка на фланцевые соединения, отсутствие резервных систем отключения или аварийного сброса давления – всё это повышает вероятность аварии при любом отклонении от штатного режима [42].

К числу причин аварий относятся и неблагоприятные внешние воздействия. Это могут быть землетрясения, оползни, наводнения, которые вызывают механические повреждения оборудования и нарушения целостности технологических систем. Особенно уязвимыми в таких условиях являются объекты, расположенные в сейсмоопасных регионах, таких как Северный Таджикистан, где высока вероятность подземных толчков. Также погодные условия, например резкие перепады температуры или сильные порывы ветра, могут приводить к разрушению конструкций и инициированию аварийных ситуаций [133].

Важно отметить, что многие аварии происходят вследствие неэффективной системы мониторинга и диагностики. Отсутствие постоянного контроля за параметрами технологических процессов, недостаточное количество

датчиков давления, температуры, уровня и утечки, а также устаревшие системы сигнализации и автоматики ограничивают возможности раннего обнаружения отклонений и принятия оперативных мер [18].

Безопасность в широком смысле трактуется как состояние производственных систем и окружающей среды от внутренних и внешних угроз, случайных и целенаправленных воздействий, способных нанести вред или вызвать разрушение [40]. В промышленной сфере под безопасностью чаще всего понимается совокупность организационно-технических мероприятий, обеспечивающих нормальное функционирование объектов без превышения допустимого уровня воздействия на персонал, население и окружающую среду.

В научной и нормативно-правовой литературе выделяют различные виды безопасности: производственную, экологическую, пожарную, технологическую, химическую и др. На объектах нефтегазовой отрасли эти аспекты безопасности часто переплетены: например, утечка токсичных веществ одновременно нарушает и технологическую и экологическую безопасность [115].

1.1.1. Разливы нефти в процессах добычи и их отражение на окружающей среде

Процесс добычи нефти сопровождается созданием разветвлённого производственно-технологического комплекса, включающего множество взаимосвязанных объектов инфраструктуры. Несмотря на то, что отдельные элементы данной системы нередко размещаются на значительном расстоянии друг от друга, их функционирование осуществляется в рамках единого технологического цикла за счёт трубопроводных коммуникаций, инженерных сетей и общей организации производственного процесса.

Как отмечено в работе исследователей Владимирова В.А. и Дубнова П.Ю. «В состав нефтедобывающего комплекса входят эксплуатационные объекты различного назначения, среди которых особое место занимают скважины различных категорий, включая буровые, добывающие, нагнетательные и наблюдательные. Кроме того, важными элементами инфраструктуры являются

компрессорные и насосные станции, пункты сбора и первичной подготовки нефти, резервуарные парки для хранения углеводородного сырья, трубопроводные системы транспортировки продукции, технологические отстойники, установки для сжигания попутного газа и конденсата, а также объекты энергоснабжения, включая электрические подстанции» [26, с. 365].

Следует отметить, что каждый из перечисленных производственных объектов потенциально представляет экологическую опасность. В процессе эксплуатации возможно возникновение аварийных или технологических утечек нефти и нефтепродуктов, а также выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Для ряда объектов характерно одновременное проявление обоих видов негативного воздействия, что существенно повышает риск загрязнения компонентов окружающей среды и требует применения эффективных природоохранных и технических мер контроля [113, 97].

Как указано в работе исследователей Гулахмадова Х.Ш. и Бобоева Х.Б. «Высокие летние температуры воздуха, слабые ветра, большая повторяемость приземных инверсий характеризуют высокий метеорологический потенциал загрязнения атмосферного воздуха. Поэтому в атмосфере города наблюдаются значительные концентрации примесей, обусловленные тем, что условия погоды не обеспечивают рассеивания и удаления из приземного слоя атмосферы больших объемов промышленных выбросов. В то же время, рассеивания возвещенные вещества от производства цемента, способствует интенсификации загрязнения атмосферного воздуха и деградации растительного покрова на территории рассматриваемого промышленного предприятия, в том числе на территории в непосредственной близости жилой зоны города» [19, с. 23].

Как отмечено в работе Владимирова В.А. «Нефтегенные потоки, формирующиеся на скважинах, оказывают негативное воздействие на почвенный покров, поверхностные и подземные воды, нарушая естественное состояние почвенных и водных экосистем. Их распространение преимущественно происходит под действием силы тяжести. При попадании в водные потоки загрязняющие вещества рассеиваются, смешиваются с

поступлениями от других источников и могут распространяться на значительные расстояния. Сходный состав имеют нефтегенные потоки, возникающие при аварийных повреждениях промысловых трубопроводов, транспортирующих пластовую жидкость от скважин к сборным пунктам и установкам первичной подготовки нефти. Газовые выбросы подобных объектов включают углеводороды, сероводород, оксиды углерода, серы и азота. При неполном сгорании тяжёлых углеводородных соединений могут образовываться полициклические ароматические углеводороды, в том числе бенз(а)пирен, обладающий высокой токсичностью. Значительная часть компонентов газовых потоков в составе аэрозольных частиц осаждается на поверхности почвы, растительности и водных объектов, оказывая негативное воздействие на окружающую среду» [26, с. 218].

Следует отметить, что совокупный объём выбросов вредных веществ в атмосферу от нефтедобывающих предприятий превышает 2 тыс. т/год [82].

Особенно большую опасность представляют магистральные нефтепроводы в местах перехода через искусственные и естественные препятствия, например при подводных переходах. Особо существенное воздействие на окружающую среду наносят нефтеперерабатывающие заводы и базы хранения нефти и нефтепродуктов. Даже при безаварийной работе этих объектов происходят значительные выбросы в атмосферу и утечки вредных веществ.

Как отмечено в работе Владимирова В.А. «В составе вредных выбросов в атмосферу, которые имеют место быть на нефтехимических предприятиях присутствуют такие соединения (доля суммарного выброса): углеводороды – 23%, оксиды серы – 16,6%, оксиды азота – 2%, оксиды углерода – 7,3%. В сточных водах этих предприятий находятся такие соединения, как сульфаты, соединения азота, фенолы и соли тяжелых металлов» [26, с. 221].

Климатическое воздействие указанных выбросов определяется не только их массовой долей, но и физико-химическими свойствами отдельных компонентов. Наибольшее значение с позиции прямого воздействия на климат

имеют выбросы диоксида углерода (CO_2) и метана (CH_4). CO_2 является одним из основных антропогенных парниковых газов и образуется преимущественно при сжигании углеводородного топлива и осуществлении технологических процессов. Метан может поступать в атмосферу при добыче, подготовке, транспортировке и хранении нефти вследствие выделения растворённых газов, утечек и других неорганизованных потерь.

В составе сточных вод данных предприятий могут присутствовать сульфаты, хлориды, азотсодержащие соединения, фенолы, а также соли тяжёлых металлов. Крупные нефтехимические комплексы, выпускающие широкий спектр продукции, являются источниками поступления в атмосферу и водные объекты значительного количества загрязняющих веществ, номенклатура которых может достигать 50–100 наименований (табл. 1.1) [12].

На нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях аварийные ситуации чаще всего обусловлены износом производственного оборудования, недостаточной квалификацией персонала и нарушениями технологических регламентов, что оказывает негативное воздействие на окружающую среду.

Как отмечено в научной работе Владимирова В.А. «Основными источниками загрязнения природной среды на нефтебазах и складах нефтепродуктов являются испарение нефтепродуктов при приеме, выдаче и хранении нефтепродуктов; аварийные проливы при выполнении технологических операций; нарушение герметичности резервуаров и трубопроводных коммуникаций, в том числе из-за коррозии; выход из нормального режима эксплуатации технических средств обеспечения. Следует отметить, что, согласно опыту эксплуатации резервуарных парков, основная доля потерь нефтепродуктов — до 75% — приходится именно на испарение, сопровождающееся выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух. В то же время на аварийные утечки и проливы приходится около 25% общих потерь» [26, с 222-223].

При хранении нефти в резервуарах потери лёгких углеводородных компонентов формируются вследствие испарения с поверхности жидкости, вытеснения парогазовой смеси.

Таблица 1.1. - Характерные вещества, выбрасываемые в атмосферу и водоёмы объектами крупного нефтехимического производства [24]

Загрязняющее вещества (класс опасности)	ПДК мг/м^3	Загрязняющее вещества (класс опасности)	ПДК мг/м^3
1	2	1	2
Азота оксиды (3)	0,4	Стирол (2)	0,04
Аммиак (4) Ацетон (4) Альдегиды (ацетальдегид) (3)	0,2 0,35 0,01	Сероуглерод (2) Серная кислота (2) Сернистый ангидрид (30)	0,03 0,3 0,5
Бензол (2)	1,5	Сероводород (2)	0,008
Бутанол (3)	0,1	Триметилкарбинол (3)	0,3
Бутадиен (4)	3	Толуол (3)	0,6
Ванадия оксиды (1)	-	Триполифосфат натрия (-)	0,5
Взвешанные вещества: -неорганические (-) -органические (3)	 0,5 0,1	Углеводороды непредельные (4) -углерода оксид (4) -уксусная кислота (-)	 3 5
Гидрооксид натрия (2)	0,01	Формальдегид (2)	0,035
Гексаметилдиамин (1)	0,001	Фенол (2)	0,01
Диметилформамид (2)	0,03	Фурфурол (3)	0,05
Динил (даутерм) (2)	0,01	Фтористый водород (2)	0,03
Дибутилфталат (2)	0,1	Хлорметил (-)	0,06
Диметилдиоксан (2)	0,01	Хлорэтил (4)	0,2
Дициклопентадиен (2)	0,01	Хлорвинил (1)	0,005
Железа оксид (3)	0,04	Хлористый водород (3)	0,2
Изобутилен (4)	3	Хлор (-)	0,1
Изобутилкарбинол (4)	0,075	Циклогексан (4)	1,4
Кремния оксид (-)	0,02	Циклогексанон (3)	0,04
Ксилол (3)	0,2	Цинка оксид (3)	0,05
Марганца оксид (2)	0,01	Этилбензол (3)	0,02
Метанол (3)	1,0	Этиленгликоль	1,0
Метилаль (3)	0,15	Этилцеллозольв (3)	0,05
Метилгидрапиран (4)	1,2	Этилена оксид	0,3
Метилтетрагидрапиран (4)	1,2	Этанол (4)	5
МТБЭ (4)	0,5	Этилмеркаптан (-)	$3*10^{-5}$
Метилфенилкарбинол (-)	0,05	Этилендиамин (-)	0,003
Неонолы (-)	0,04	Эпихлоргидрин (-)	0,2
Олова оксид (3)	0,02	Этилкарбитол (-)	1,5
Пропилена оксид (1)	0,08		
Пиперилен (3)	0,5		

В процессе перехода нефти в паровую фазу преимущественно выделяются наиболее летучие низкомолекулярные компоненты. По данным EPA, в выбросах резервуаров хранения нефти метан может составлять порядка 40–60 %

парогазовой смеси. Остальная часть представлена этаном, пропаном, бутанами, более тяжёлыми летучими органическими соединениями, а также небольшими количествами CO_2, азота и ароматических углеводородов, включая бензол, толуол, этилбензол и ксилолы.

В таблице 1.2 представлены сведения о годовых потерях бензина в зависимости от количества циклов сливно-наливных операций на пунктах хранения нефтепромысла. По результатам данных установлено, что в процессе бесперебойной работы резервуарного парка, имеют место потери от испарения и различных утечек, что приводит к отрицательному воздействия окружающей среды и ухудшению экологической обстановки в районе их деятельности [24].

Таблица 1.2. - Годовые потери бензина в зависимости от количества циклов сливно-наливных операций, (тонн)

Вместимость резервуара,	**Число операций слива и налива, шт**		
$м^3$	12	48	96
400	2,9/4,8	9,4/12,4	15,9/22,6
1000	6,7/11,5	19,4/29,4	36,4/58,4
2000	12,6/22,2	35,5/55,6	66,0/100,3
3000	20,5/34,8	57,9/85,3	107,0/159,7
5000	28,4/50,4	80,8/126,2	156,6/227,2

Проливы нефти имеют характер загрязнения как и почвенный среды на территории нефтебаз, так и за счёт их испарения под действием температуры.

Как отмечено в работе Владимирова В.А. «Основными причинами аварийных выбросов нефтепродуктов, как правило, являются повреждения резервуаров и иного технологического оборудования в процессе эксплуатации, возникновение сверхнормативного избыточного давления либо вакуума внутри резервуаров, повышение механических напряжений в металлических конструкциях вследствие неравномерной осадки основания или усиленной вибрации корпуса, а также коррозионное разрушение металла, обусловленное хранением нефтепродуктов с повышенным содержанием сернистых соединений, воздействием агрессивных сред и отстойных вод. Одной из актуальных экологических проблем для большинства промышленно развитых стран по-прежнему остаётся утилизация отходов нефтеперерабатывающей,

нефтехимической промышленности, а также отходов, образующихся в процессе использования нефтепродуктов» [26, с. 223].

В работе Владимирова В.А. отмечено, что «Потери нефти и нефтепродуктов имеют место практически на всех этапах нефтепользования и становятся причиной значительного загрязнения почвенного покрова, растительности, животного мира, поверхностных и подземных вод, а также атмосферного воздуха. При этом нефтяное загрязнение, возникающее в результате аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, по масштабу последствий сопоставимо с загрязнением, формирующимся в условиях штатной производственной деятельности. Более того, вопреки распространённому мнению о том, что основным источником нефтяного загрязнения являются аварийные ситуации, результаты научных исследований указывают на обратное. Так, свыше 85% нефтяных загрязнений поступает в гидросферу именно в процессе нормальной, безаварийной эксплуатации объектов» [26, с. 224].

1.1.2. Особенности поведения загрязняющих веществ в сопредельных компонентах природной среды

Компонентный состав нефти практически всегда постоянен и изменяется в пределах 3-4 % по каждому элементу [1, 108]. Основными элементами состава нефти является углерод, в количестве 83-87% и водород – 11-14%. Помимо основных компонентов, чаще всего в нефти имеется сера, концентрация которой варьируется от 0,5 до 6% в зависимости от нефти. Содержание азота и кислорода, как элементы с большим количеством в нефти относительно других, составляет десятые доли процента, но иногда достигает показателей до 2% [106, с. 11]. В относительно малом количестве в нефти имеются микроэлементы такие как соли металлов, органические кислоты и другие, количество которых может в среднем от десятых до сотых долях процента. [106, с. 12-13]. «Из 60 микроэлементов нефти более половины приходится на металлы. Суммарное содержание их изменяется в среднем от 0,01 до 0,04 % масс., при этом доминируют: ванадий и никель - ~ 10-3-10-2 %; железо - 10-4-10-3 %; цинк - 10-5-10-3 %; ртуть - ~ 10-5

%; натрий, калий, кальций, магний - 10-4-10-3 %. Основная масса металлсодержащих соединений сосредоточена в смолах и асфальтенах, в углеводородных фракциях они присутствуют в незначительных количествах» [38, с. 36-40].

Как отмечает исследователь Жакишева А.А. «Активация производственно-добывающей деятельности в нефтедобывающих регигонах существенно нарушает баланс установившихся в биосфере круговых процессов. Это касается не только окислов азота и серы, но и углекислого газа, количество которого в атмосфере заметно возрастает (за последние 100 лет — на 10 %), а также кислорода, изымаемого из атмосферы со скоростью 1 % в год, который пока восстанавливается за счет экваториальной растительности. Поиски путей и практическое осуществление мероприятий по снижению выбросов в окружающую среду загрязняющих веществ являются весьма актуальными задачами сырьевого сектора экономики страны. На предприятиях добывающих отраслей из 3 млн т вредных выбросов, содержащихся в сжигаемых тяжелых нефтяных остатках, мазуте, попутном газе, улавливается, в лучшем случае, порядка 50–65 %. Промышленные твердые отходы в перспективе должны сыграть позитивную роль в сырьевом балансе страны, особенно в строительстве, где наряду с природным сырьем возможно широкое использование вторичных ресурсов, которые могут служить сырьевой базой для успешного развития других отраслей, например, производство строительного битума, используемого в дорожном, гидротехническом, промышленном, гражданском строительстве и других сферах. Следует отметить, что, помимо отчуждения участков под отвалы, отходы нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего производства оказывают негативное воздействие на окружающую среду, загрязняя воздушный и водный бассейны» [49, с. 142]

Относительно элементарного состава, состав углеводородов в нефти варьируется в широком диапазоне. В нефти выявлено приблизительно 1000 индивидуальных органических веществ, простыми из которых является метан CH_4, а сложными такие элементы как порфирины $C_{90}H_{23}N_4$. Самыми основными

компонентами являются углеводороды, содержание которых у различный нефти изменяется в пределах 90-95%. В состав нефти относят метановые, нафтеновые и ароматические углеводороды, а также их сернистые, азотистые и кислородные производные элементы [34, 128].

Нефтная промышленность считается одной из основной в области загрязнения окружающей среды. Все объекты нефтяной промышленности, включая добычу, транспортировку, переработку а также хранение являются источниками загрязнения окружающей среды, как и самой нефтью, так и её основными нефтепродуктами [79]. Общие потери нефти достигают 2-3 % от всего объема ее добычи.

К основным причинам, которые приводят к загрязнению окружающей среды нефтью являются её добыча, с учётом устаревшего и изношенного состояния сборных трубопроводов на промысле. «От места добычи и производства, нефть и нефтепродукты транспортируются по магистральным трубопроводам. Из множества причин эмиссии нефти в окружающую среду разливы при нештатных ситуациях на трубопроводном транспорте заслуживают особого внимания, так как характеризуются экстремальными нагрузками на биогеоценозы» [50, с. 33].

По имеющимся данным, около 48% магистральных трубопроводов находятся в эксплуатации более 20 лет, тогда как доля трубопроводов со сроков службы менее 10 лет составляет лишь около 7% [101]

Особое место среди источников загрязнения нефтяными углеводородами занимают нефтешламовые амбары и нефтесодержащие отходы различного происхождения [83]. По имеющимся оценкам при добыче каждой тонны нефти образуется около 10 кг выбросов и отходов [134]. Следует отметить, что до начала 1970-х годов многие производственные объекты проектировались преимущественно исходя из эксплуатационного удобства, без достаточного учёта инженерно-геологических и гидрогеологических характеристик грунтов.

В работе Петрова С.И. отмечено «Нефтепродукты, поступающие в окружающую среду, могут находиться в различных формах:

– Свободной – в поверхностных водных объектах они образуют плёнку на поверхности воды, а при фильтрации через грунт формируют скопления в виде линз на поверхности подземных водоносных горизонтов;
– Растворённой – нефтяные компоненты находятся в растворённом состоянии в поверхностных и подземных водах;
– Сорбированной – нефтепродукты удерживаются взвешенными частицами водных объектов либо поглощаются грунтами и горными породами;
– Газообразной – в виде паров, образующихся при испарении с поверхности почвы и воды, а также мигрирующих через грунты или накапливающихся в их поровом пространстве» [98, с. 5-6].

У многих нефтей показатель плотности ниже плотности воды. Благодаря сравнительно низкой вязкости, бензины способны значительно быстрее перемещаются в пористой среде грунтов по сравнению с другими нефтепродуктами и даже с водой, что повышает риск их проникновения в грунт.

Поведение загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду при добыче, транспортировке и хранении нефти, определяется физико-химическими свойствами этих веществ, а также условиями среды, через которую они мигрируют – атмосферой, почвой и водными системами [29]. Наиболее опасными компонентами являются лёгкие углеводороды (C_1–C_{10}), полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), асфальтены, смолы и продукты их окисления, способные изменять химический состав и биологическую активность сопредельных сред.

Как отмечает исследователь Проничева К.А. «Другим значительным источником загрязнения является сброс так называемой добытой воды, поступающей из скважин. Ее состав характеризуется не только высоким содержанием нефтяных углеводородов и тяжелых металлов, но и аномальной минерализацией, которая обычно выше, чем содержание соли в морской воде. Это может быть причиной нарушения гидрогеохимических характеристик в районе сброса пластовых вод. Кроме того, эта добываемая вода содержит природные радионуклиды, которые выделяются в осадок и образуют локальные

микроаккумуляции при контакте с морской водой. Когда нефтяное месторождение становится старше, выбросы добываемой воды будут сильно увеличиваться, а на старых нефтяных месторождениях количество добываемой воды может быть больше, чем количество добываемой нефти» [101, с. 230]

С точки зрения экотоксикологии, нефть и нефтепродукты относятся к многокомпонентным ксенобиотикам с выраженным эффектом [80].

Поведение нефтяных загрязнений можно описать уравнением массообмена между средами:

$$\frac{dC_i}{dt} = D_i \nabla^2 C_i - \vartheta_i \frac{\partial C_i}{\partial x} - k_i C_i, \qquad (1.1)$$

где: C_i – концентрация загрязнителя i-го компонента;

D_i – коэффициент диффузии;

v_i – скорость адвекции (переноса потоком);

k_i – коэффициент деградации (био- или фотохимической).

Коэффициент деградации k_i в уравнении (1.1) характеризует совокупность химических и биохимических процессов, приводящих к преобразованию исходных углеводородов нефти. Основным направлением трансформации является их окисление. Для углеводорода общего состава C_nH_m процесс полного аэробного окисления может быть представлен уравнением:

$$C_nH_m + (n + m/4)O_2 \rightarrow nCO_2 + (m/2)H_2O.$$

В почвенной и водной средах данный процесс преимущественно осуществляется при участии углеводородокисляющих микроорганизмов. На начальных стадиях алканы последовательно преобразуются в спирты, альдегиды и карбоновые кислоты:

$$R–CH_3 \rightarrow R–CH_2OH \rightarrow R–CHO \rightarrow R–COOH \rightarrow CO_2 + H_2O.$$

В атмосферном воздухе трансформация летучих компонентов нефти происходит преимущественно в результате фотохимических реакций с гидроксильными радикалами (OH), озоном и другими активными компонентами атмосферы.

Таким образом, член k_iC_i в уравнении массообмена отражает уменьшение концентрации исходного нефтяного загрязнителя вследствие его химической и биохимической трансформации. Конечными продуктами полного аэробного окисления углеводородов являются преимущественно CO_2 и H_2O, тогда как при неполной деградации образуются промежуточные кислородсодержащие органические соединения.

Например, при попадании нефтяных углеводородов в почву до 60–80 % их массы может переходить во вторичные продукты окисления, а оставшаяся часть мигрирует в подземные воды [10].

Испарение лёгких фракций (C_4–C_{10}) в атмосфере сопровождается образованием фотохимических оксидантов (озон, пероксилацетилнитрат), которые увеличивают концентрацию смога и снижают прозрачность воздуха [78]. При нормальных условиях температура испарения нефти составляет 30–80 °C, и процесс идёт с образованием аэрозольной фазы.

Потери лёгких фракций от испарения можно оценить по формуле Коула–Эмори:

$$E=Kp\cdot A\cdot(Pv-Pa), \qquad (1.2)$$

где: E – масса испарившегося вещества, кг/сут;

Kp – коэффициент массообмена (м/с);

A – площадь зеркала испарения (м²);

Pv,Pa – парциальные давления паров вещества и воздуха соответственно [146].

В почвенной среде углеводороды нефти претерпевают процессы адсорбции, окисления, биодеградации и сорбции на органических коллоидах.

При этом коэффициент распределения (Kd) описывающий способность почвы удерживать загрязнитель а также позволяющим расчётным способом определить интенсивность загрязнения, рассчитывается по формуле:

$$K_d = \frac{C_s}{C_w}, \qquad (1.3)$$

где: C_s – концентрация вещества в почве, мг/кг

C_w – концентрация в воде, мг/л.

Для углеводородов нефти, коэффициент распределения Kd колеблется в диапазоне 10^2–10^5, что указывает на их сильное связывание с органическим веществом и низкую подвижность. В таблице 1.3 приведены параметры поведения нефтяных загрязнителей в природных средах [151].

Таблица 1.3. - Параметры поведения нефтяных загрязнителей в природных средах

Показатель	**Атмосфера**	**Почва**	**Вода**
Основной процесс	Испарение, фотохимия	Адсорбция, биодеградация	Растворение, седиментация
Время полураспада (дни)	1–10	50–200	10–60
Коэффициент распределения Kd	–	10^2–10^5	10^0–10^1
Тип миграции	Конвективная	Диффузионная	Конвективно-диффузионная
Основной путь потерь	Испарение	Биодеградация	Рассеивание и осаждение

Миграция углеводородов между воздухом, водой и почвой носит динамический характер. Например, при разливе нефти часть лёгких фракций испаряется, часть проникает в почву, а часть растворяется в воде. Согласно данным исследований [136], распределение масс загрязнения при типичном разливе может составлять:

- 25–35 % – испарение в атмосферу;
- 40–50 % – проникновение в грунт;
- 10–20 % – переход в водную среду.

Такое перераспределение вызывает вторичные загрязнения, поскольку при испарении летучие компоненты возвращаются обратно на поверхность в виде осадков и аэрозолей (феномен “обратного выпадения”).

Как отмечает исследователь Бобоев Х.Б. «Пылевые выбросы и сажа являются наиболее существенными факторами загрязнения атмосферы городской среды. Основными антропогенными источниками загрязнения атмосферы являются стационарные источники (промышленность, теплоэнергетика), особенно в местах её концентрации, а также передвижные источники (транспорт). В крупных городах мира, особенно в промышленных центрах, уровень загрязнения атмосферного воздуха намного превышает

санитарно-гигиенические нормативы. При этом заранее определяется круг задач: оценка средней месячной, сезонной, годовой и максимальной разовой концентрации, вероятности возникновения концентраций, превышающих ПДК и др. Станция по экологическому мониторингу должна регулярно проводить наблюдение за состоянием атмосферного воздуха на территории промышленных предприятий в жилых районах и вблизи автомагистралей с интенсивным движением транспорта» [35, с. 107].

Организмы, находящиеся в загрязнённых средах, подвергаются воздействию токсичных соединений нефти, в частности бензола, толуола, этилбензола и ксилолов (BTEX). Эти соединения обладают канцерогенным и мутагенным действием [154]. Биодеградация происходит в основном за счёт аэробных микроорганизмов родов *Pseudomonas*, *Rhodococcus*, *Bacillus*, однако процесс значительно замедляется при низком содержании кислорода и высокой вязкости нефти [41].

Для оценки биодеградационного потенциала применяют уравнение Монода:

$$r = \frac{r_{max} \cdot C}{K_S + C}, \qquad (1.4)$$

где: r- скорость биодеградации, мг/л-ч;

r_{max} – максимальная скорость;

K_s – константа насыщения.

Современный уровень техногенного воздействия нефтяной промышленности характеризуется поступлением углеводородов в атмосферный воздух, почвенную и водную среды при добыче, транспортировке и хранении нефти. Наибольшую подвижность имеют лёгкие углеводородные фракции, поступающие в атмосферу вследствие испарения и технологических операций, тогда как при утечках и разливах нефтяные компоненты накапливаются в почве и могут мигрировать в поверхностные и подземные воды. Уровень воздействия определяется объёмом эмиссии, компонентным составом нефти, условиями распространения загрязняющих веществ и интенсивностью процессов их естественной деградации. В связи с этим оценка скорости биодеградации по

уравнению Монода позволяет характеризовать способность природной среды к самоочищению в условиях техногенной углеводородной нагрузки.

1.1.3. Оценка воздействия нефтеперерабатывающих предприятий на природные воды с акцентом на эмиссии углеводородов в окружающую среду

Воздействие нефтеперерабатывающих предприятий на природные воды проявляется в изменении химического состава поверхностных и подземных вод, нарушении кислородного режима, подавлении биологической продуктивности и возникновении токсических эффектов, связанных как с углеводородной фракцией, так и с сопутствующими компонентовыми загрязнениями (фенольные соединения, сероводород, аммонийный азот, поверхностно-активные вещества, тяжёлые металлы из антикоррозионных ингибиторов и катализаторных цепей).

После попадания в водный объект, нефть первоначально распространяется по поверхности воды. Образую нефтяную плёнку или пятно. В процессе дальнейшей миграции нефтяные углеводороды подвергаются комплексу физических, химических и биологических преобразований, протекающих в соответствии со схемой Кетча. Характер распространения и скорость трансформации нефти определяются её составом, гидрологическими условиями водоёма, температурой воды, скоростью ветра, интенсивностью солнечной радиации, содержанием растворённого кислорода, минерализацией и рядом других факторов [90].

Как отмечено в научной работе Проничевой К.А. «Нефтегазовая деятельность делает значительный вклад в изменение климата, вносит выброс большого количества парниковых газов. Основная часть этих выбросов попадает в атмосферу в результате сжигания нефти или газа для производства энергии, например, сжигание газа в турбинах. Выбросы газов часто увеличиваются, когда нефтяное месторождение стареет. Одной из причин этого является то, что сумма количества добываемой воды растет, и тогда требуется больше энергии для отделения добываемой воды от нефти. Выбросы CO2 выделяются при сжигании

ископаемого топлива. Кроме того, нефтяная промышленность также образует выбросы CH4 – это газ с сильным парниковым эффектом. Выбросы NOx образуются при сжигании ископаемого топлива. Выбросы NOx часто тесно связаны с выбросами CO2. Сжигание газа в турбинах и сжигание на факелах являются важными причинами выбросов. Воздействие на окружающую среду носит локальный и региональный характер, NOx делает землю и воду кислыми и наносит вред людям, животным и растениям. NOx может быть смертельным для тех, кто страдает астмой или другими заболеваниями, связанными с дыханием. Выбросы не метановых ЛОС (летучих органических соединений) испаряются, в частности, из сырой нефти. В нефтяной промышленности большая часть выбросов ЛОС происходит в результате хранения и загрузки сырой нефти на шельфе и с терминалов на суше. Когда ЛОС вступает в реакцию с оксидами азота (NOx) под воздействием солнечного света образуется озон. Высокие 232 концентрации озона вблизи земли могут нанести ущерб здоровью, растительности и зданиям» [101, с. 231-232]

Существенное значение в снижении уровня загрязнения поверхности вод нефтяными углеводородами имеют процессы естественного самоочищения водных объектов.

Под самоочищением понимается совокупность природных процессов разложения, преобразования, переработки и удаления загрязняющих веществ, обеспечивающих постепенное восстановление первоначальных свойств и состава природной среды.

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами относится к числу наиболее опасных видов техногенного воздействия, поскольку приводит к изменению свойств почвы, определяющих её плодородие и экологическую роль, а также нарушает естественное строение почвенного профиля [30]. Одновременно происходят существенные изменения физических характеристик почвы.

Как отмечено в научной работе Жакишевой А.А. «Способы уменьшения вредного воздействия минерально-сырьевого комплекса на окружающую среду, снижения вредных выбросов продуктов сгорания топлива в атмосферу можно

разделить на две группы: 1) уменьшение, подавление, нейтрализация вредного воздействия существующими технологиями; 2) создание замкнутых технологических процессов, которые практически не воздействуют на окружающую среду. Предлагается для согласования результатов экономического планирования на хозяйственном уровне (макроуровне) и анализа состояния окружающей среды на региональном уровне выполнять итеративную процедуру, при которой согласование экономических планов и состояния окружающей среды осуществляется на нижнем уровне (микроуровне — предприятии), а на макроуровень выводятся показатели состояния окружающей среды. Средства предприятий и организаций в виде платежей за нормативные и сверхнормативные выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в природную среду и размещение отходов служат финансовой основой формирования фондов охраны природы, направляемых на финансирование различных видов средозащитной деятельности в стране» [49, с. 142]

Покрытие почвенных частиц нефтяной плёнкой нарушает процессы питания и развития растений. Под воздействием нефтепродуктов происходит слипание почвенных агрегатов, а сама нефть постепенно претерпевает химические изменения. Её компоненты окисляются, уплотняются и переходят в более устойчивые формы. При высоких уровнях загрязнения почва может приобретать свойства асфальтоподобной массы. Продолжительное воздействие нефтепродуктов в значительных концентрациях нередко вызывает необратимые изменения, вследствие которых снижается способность почвы поглощать и удерживать влагу, уменьшаются показатели гигроскопичности и водопроницаемости по сравнению с незагрязнёнными почвами.

При аварийных разливах нефти на поверхности почвы загрязняющее вещество первоначально остаётся в пределах участка загрязнения и под действием силы тяжести начинает постепенно проникать через пористую ненасыщенную зону грунта в направлении уровня грунтовых вод. На данном этапе преобладает вертикальная миграция нефтяных компонентов.

В дальнейшем происходит боковое распространение загрязнения, при котором нефтяные углеводороды перемещаются совместно с потоком грунтовых вод в виде несмешивающейся с водой жидкой фазы. В результате такого процесса нефтяное загрязнение может распространяться на территории, значительно превышающие площадь первоначального разлива [16].

Значительная часть лёгких фракций нефти, представленных алканами C_5-C_{11}, испаряется непосредственно с поверхности почвы либо выносится поверхностными водными потоками. В процессе вертикального перемещения нефти по почвенному профилю проявляется хроматографический эффект, обусловливающий разделение её компонентов по глубине залегания. Высокомолекулярные соединения, включая смолисто-асфальтеновые вещества и циклические углеводороды, преимущественно задерживаются в верхнем гумусовом горизонте. В более глубокие слои проникают главным образом низкомолекулярные компоненты, обладающие большей растворимостью в воде и повышенной способностью к диффузии [135].

Почвенный покров выполняет роль естественного защитного барьера между источником загрязнения и подземными водами. Однако при высоких уровнях техногенной нагрузки его природная буферная способность существенно снижается.

Глубина проникновения нефти в почву определяется как свойствами самого нефтепродукта, так и гранулометрическим составом грунта. При непродолжительном контакте нефти с почвой глубина её миграции обычно не превышает 0,4-0,6 м. В условиях длительного воздействия нефтяное загрязнение способно проникать даже через грунты на глубину до 0,95-1,14 м [131].

Наиболее чувствительными к антропогенному воздействию являются почвы пойменных территорий, поскольку близкое расположение уровня грунтовых вод создаёт благоприятные условия для миграции нефтяных углеводородов в подземной среде.

Степень загрязнения почв нефтяными углеводородами существенно возрастает при многократном поступлении загрязняющих веществ на один и тот

же участок. В минеральной части почвенного профиля нефтепродукты преимущественно накапливаются в грунтах лёгкого гранулометрического состава, обладающих высокой эффективной пористостью и способностью удерживать значительные объёмы углеводородов. Поступление техногенных потоков нефтяных углеводородов вызывает не только их распространение от источника загрязнения, но и перераспределение в горизонтальном направлении. Размеры зоны загрязнения, а также площадь и объём инфильтрационного тела определяются количеством поступивших веществ, их составом и свойствами почвенной среды.

Со временем происходит перераспределение нефтяных углеводородов по почвенному профилю и их вторичная миграция, связанная с вытеснением загрязняющих компонентов из порового пространства атмосферными осадками. В результате постепенно формируется и расширяется ореол загрязнения [135]. При этом основным путём миграции нефтяных углеводородов является их перемещение в пределах капиллярной каймы, расположенной над уровнем грунтовых вод.

Исследования процессов поведения нефти в почвах под воздействием различных экзогенных факторов имеют важное значение для организации мониторинга нефтезагрязнённых территорий и разработки эффективных мероприятий по их восстановлению и рекультивации.

Деградация почв, загрязнённых нефтью и нефтепродуктами, представляет собой сложный многостадийный процесс, сопровождающийся последовательным изменением экологических и геохимических характеристик почвенной среды. Начальный этап деградации связан с перераспределением нефти в почвенном профиле и продолжается в среднем 24-27 месяцев после загрязнения. В этот период в почвах возрастает содержание метано-нафтеновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов, доля которых обычно не превышает 30%. Одновременно в результате окислительных процессов образуются спирты, эфиры и органические кислоты, концентрации которых, как правило, остаются ниже содержания углеводородных соединений.

На последующей стадии деградации наблюдается уменьшение содержания длинноцепочечных нечётных н-алканов, поскольку данные соединения являются наиболее доступным субстратом для протекания биохимических процессов и активно вовлекаются в процессы микробиологического разложения.

Как отмечалось ранее, поступление нефти в окружающую среду приводит к техногенному воздействию на ряд её основных компонентов [99]:

- Почвенный покров в пределах территорий, где имеют место систематические либо аварийные утечки и разливы нефтепродуктов из резервуаров, трубопроводов сливно-наливных устройств и других объектов, а также на участках накопления и транспортирования загрязнённых производственных, технологических и ливневых сточных вод;
- Грунты зоны аэрации, расположенные в пределах загрязнённых участков и непосредственно связанные с процессами инфильтрации нефтепродуктов;
- Верхний горизонт грунтовых вод, который во многих случаях недостаточно защищён от проникновения загрязняющих веществ вследствие высокой проницаемости пород зоны аэрации.

Подобные виды загрязнения наиболее характерны для территорий промышленных предприятий и прилегающих к ним участков. Все перечисленные компоненты природной среды тесно взаимосвязаны между собой. Наиболее серьёзную экологическую опасность представляет загрязнение подземных вод, что обусловлено их высокой подвижностью, широким распространением и важным значением для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Скопления нефтепродуктов в грунтах и подземных водах представляют собой техногенные геологические образования, сформировавшиеся в результате проникновения, миграции, трансформации и длительного накопления жидких нефтепродуктов либо продуктов их преобразования. Конфигурация и масштабы таких скоплений определяются гидрогеологическими условиями

территории, объёмом поступивших загрязняющих веществ, а также их физико-химическими свойствами и агрегатным состоянием [99].

К основным формам эмиссии и накопления нефтяных углеводородов в зоне грунтовых вод относятся:

1. Плавающая линза нефтепродуктов — локальное скопление свободной нефтяной фазы над уровнем грунтовых вод. Её образование связано с вертикальной миграцией нефтепродуктов через почвенно-грунтовую толщу и последующим накоплением на поверхности водоносного горизонта вследствие различия плотностей нефти и воды.
2. Зона плёночного растекания нефтепродуктов — формируется при распространении свободной нефтяной фазы по поверхности грунтовых вод.
3. Зона растворённых и эмульгированных углеводородов — образуется вследствие перехода отдельных компонентов нефти из свободной нефтяной фазы непосредственно в грунтовые воды. Наиболее подвижные и относительно растворимые компоненты могут переноситься потоком подземных вод за пределы первоначального участка разлива, формируя область вторичного распространения углеводородного загрязнения.

Разливы нефти могут возникать под воздействием различных технических, технологических и организационных причин. К наиболее распространённым их них относятся:

- Коррозионное повреждение резервуаров, трубопроводов и технологического оборудования;
- Нарушение герметичности фланцевых соединений, запорной арматуры и других элементов трубопроводных систем;
- Ошибки персонала при выполнении операций по приёму, перекачке и отпуску нефти;
- Переполнение резервуаров вследствие отказа средств контроля и измерения уровня;
- Механические повреждения оборудования и коммуникаций;

- Воздействие неблагоприятных природных факторов, включая землетрясения, паводки и оползневые процессы;
- Нарушение требований промышленной, технической и экологической безопасности.

В процессе заполнения резервуаров нефть поступает по приёмным трубопроводам под определённым давлением. При неисправности контрольно-измерительных приборов либо отклонении от установленного режима эксплуатации существует риск переполнения резервуара, сопровождающегося выбросом нефти через дыхательные устройства или технологические люки.

При опорожнении резервуаров основными источниками загрязнения являются утечки через изношенные фланцевые соединения, неисправную запорную арматуру и сливное оборудование. Дополнительным фактором риска выступают работы по очистке резервуаров от донных отложений, в результате которых образуются нефтешламы с высоким содержанием углеводородных соединений.

При транспортировке нефти по трубопроводам аварийные ситуации чаще всего связаны с развитием внутренней и наружной коррозии, возникновением гидравлических ударов, дефектами сварных соединений, а также несанкционированными подключениями и повреждениями трубопроводных систем.

Ключевой механизм водной нагрузки – поступление сточных вод после стадий физико-химической и биологической очистки, аварийные и залповые сбросы, фильтрация из карт-накопителей и прудов-испарителей, а также инфильтрация из зон разливов в зонах технологических площадок. Даже при нормативном режиме работы остаточные концентрации нефтепродуктов в очищенных стоках остаются детектируемыми; для водных экосистем критично не только абсолютное содержание растворённых углеводородов, но и их биодоступность [59, 60].

Биогеохимическая трансформация нефтяных компонентов в водной среде идёт по аэробным путям (окисление до промежуточных альдегидов и кислот)

при достаточном насыщении кислородом и по анаэробным – в донных отложениях с восстановительным потенциалом, где возрастает роль сульфатредукции и метаногенеза, сопровождающихся дефицитом растворённого кислорода и локальной эвтрофикацией. Для оценки интегрального влияния на водные тела показательно сопоставление полей концентраций в створах «выше/ниже» выпуска и в зоне разбавления. [71, 137].

Суммарная картина воздействия типично выражается в умеренном росте углеводородной компоненты, присутствии фенолов на уровне десятых мкг/л–единиц мг/л в случаях неустойчивой работы сорбционных фильтров, росте аммония и нитритов при перегрузке биореакторов и временной деградации окислительной мощности нитрифицирующих сообществ [59, 60, 71].

Таблица 1.4. - Типовые диапазоны индикаторных показателей качества воды (створы выше/ниже выпуска НПЗ)

Показатель	Единицы	Выше выпуска (фон)	Ниже выпуска (0–200 м)
Нефтепродукты (растворённые ТРН)	мкг/л	<5–10	10–100 (иногда до 200)
Бензол (BTEX)	мкг/л	<0,5	1–10 (локальные пики до 20)
Фенолы (суммарные)	мкг/л	<1–5	5–50 (зависит от сорбции)
$БПК_5$	$мгO_2$/л	1–3	3–10
ХПК	$мгO_2$/л	10–25	25–80
Растворённый кислород (DO)	$мгO_2$/л	7–9	5–7 (минимумы в летний период)
Аммоний (NH_4^+-N)	мг/л	0,05–0,2	0,2–1,0

Таблица 1.4. суммирует ориентировочные диапазоны концентраций наиболее значимых индикаторов на участках «до» и «после» выпуска (типовые значения по отраслевой литературе и руководящим документам; конкретные регламенты зависят от юрисдикции). Для интерпретации во времени полезно отслеживать отношение $БПК_5$/ХПК как индикатор биодоступности органики: снижение отношения при сопоставимом ХПК указывает на рост труднобиоразлагаемой фракции, характерной для конденсатов и тяжелых нефтепродуктов.

Практическая оценка воздействия сводится к сопоставлению наблюдаемых значений с нормативными ориентирами качества воды (для питьевого водоснабжения – ориентиры WHO по бензолу и фенолам; для защиты водных организмов – руководства CCME по нефтяным углеводородам и приоритетным ПАУ) и к анализу трендов в створах наблюдений «выше/ниже» в сезонном разрезе [59, 60, 71]. В присутствии тонкодисперсной взвеси, вклад сорбции усиливается, временно «экранируя» растворённую фазу и перенося углеводороды в донные отложения, откуда они могут вторично высвобождаться при смене окислительно-восстановительных условий.

Для условий Центральной Азии и Таджикистана дополнительным ограничивающим фактором является маловодность ряда водотоков в межень и высокая летняя температура, уменьшающие коэффициент разбавления и ускоряющие микробиологические процессы: это требует более жёстких графиков контроля «ниже» выпусков и готовности к режимам пониженного разбавления в тепловой период.

В научных исследованиях Бобоева Х.Б. отмечено «Полигоны твердых бытовых отходов (ТБО) являются экологическим и санитарно-гигиеническим опасным источником для объектов окружающей природной среды. По данным ГУП «Хочагии манзилию коммунали» ежегодно в Таджикистане образуется более 1.5 - 2.0 млн. тн. ТБО, без учёта отходов, образующихся в сельской местности. Только за сутки в г. Душанбе образуется, примерно до 480 тн. ТБО. Образование свалочного газа на полигоне ТБО зависит от климатических и геологических условий места расположения полигона, морфологического и химического состава завозимых отходов, условий складирования (площадь, объем, глубина захоронения), влажности отходов, их плотности и другие факторы. При длительном хранение ТБО на полигоне, отходы подвергаются физико-химическим и биохимическим превращениям с образованием и выделением вредных веществ» [20, с. 253-254]

В частности, для северных районов (Согдийская область, включая промплощадки в окрестностях Канибадама, Равата, Айритана) при малых

расходах водотоков целесообразно планировать мониторинг с укороченными шагами по расстоянию (каждые 25–50 м на первых 200 м) и усиленным контролем BTEX и фенолов в тёплый сезон, когда вероятность выявления неблагоприятных профилей максимальна [60, 71, 137].

При факельном сжигании попутного газа сернистые соединения поступают в атмосферный воздух. Воздействие сернистого газа вызывает раздражение слизистых оболочек глаз, горла и дыхательных путей, а при длительном воздействии может способствовать развитию анемии и поражению печени.

В работе Кузнецовой Т.О. и Варавиной Е.П. отмечено «Окись углерода – CO, бесцветный газ, без вкуса и запаха. Плотность по воздуху – 0,967. ПДК в рабочей зоне – 20 мг/м3. Концентрацию 300 мг/м^3 человек переносит без заметного действия в течение 2-4 часов, 600 мг/м^3 – за это время вызывает легкое отравление, 3600мг/м^3 – через 1-5 минут наступает смерть. Окись углерода вытесняет кислород из окиси гемоглобина крови. Двуокись углерода - CO_2 - тяжёлый бесцветный газ, при низких и умеренных температурах обладает кисловатым запахом. При содержании в воздухе более 10 % вызывает сильное отравление. Оказывает наркотическое действие на человека, изменяется походка, реакция зрачков. В воздухе, вдыхаемом человеком, содержится 0,04 % CO_2. ПДК CO_2 в воздухе – 1%. Большая часть углеводородов поступает в атмосферу – 75 %, в воду 20 %, в почву 5 %. Сероводород - H_2S, бесцветный газ с неприятным запахом, ощутимым даже при незначительных концентрациях (1:1000000)» [76, с. 13].

Плотность сероводорода по отношению к воздуху составляет 1,912, вследствие чего данный газ имеет тенденцию накапливаться в пониженных участках местности, таких как ямы, колодцы и траншеи, что особенно характерно при аварийных разрывах нефтепроводов, транспортирующих сернистую нефть. Температура воспламенения сероводорода составляет 290 °C, а диапазон взрывоопасных концентраций в воздушной среде находится в пределах от 4 до 45,5 % по объёму. В условиях добычи и подготовки нефти

сероводород, как правило, воздействует не изолированно, а в сочетании с различными углеводородными соединениями.

В научной работе Жакишевой А.А. отмечено, что «Для защиты окружающей среды и улучшения экологической обстановки необходима реализация эффективного комплекса природоохранных мероприятий при разработке месторождений нефти и газа, производственных объектов по бурению, добыче, подготовке, транспортированию и хранению природных углеводородов и продуктов их переработки. Экологические программы должны быть направлены на предотвращение аварий, рациональное использование ресурсов нефти и газа, сохранение флоры и фауны и борьбу с загрязнением окружающей природной среды. Одним из вариантов выхода из данной ситуации является ускорение развития нефтегазового машиностроения и других отраслей, обеспечивающих данный сектор экономики. Поскольку экологические затраты в силу специфичности региональных экологических условий могут быть более или менее адекватно встроены в структуру приведенных затрат в масштабах территории, максимизация интегрального эколого-экономического эффекта от использования природных ресурсов имеет наиболее выраженную региональную доминанту. Интегральный эколого-экономический эффект, достигаемый при минимальных затратах общественного труда, является главным ориентиром перспектив развития экономики региона и республики в целом. Следует отметить, что введение экономических методов регулирования качества окружающей среды в сферу производственных интересов промышленных предприятий и организаций будет способствовать сохранению экологии окружающей среды в добывающих регионах» [49, с. 148-149]

В воздушной среде объектов нефтедобычи также могут присутствовать предельные углеводороды, сернистые соединения и меркаптаны, однако их токсичность, как правило, ниже по сравнению с наиболее опасными загрязняющими компонентами, рассматриваемыми выше.

1.2. Краткая характеристика техногенного воздействия объектов нефтяной промышленности на окружающую среду

Обеспечивая собственные потребности за счёт создания необходимых продуктов, отсутствующих в естественной природе, человечество использует разнообразные технологические процессы преобразования природного сырья, большинство из которых не являются замкнутыми. В результате конечные продукты и отходы таких процессов в значительной части не вовлекаются повторно в производственный цикл в качестве сырья, а поступают в окружающую среду, вызывая её загрязнение. При этом масштабы антропогенного воздействия на живую и неживую природу значительно опережают естественные темпы их восстановления [58]. Характерным примером является потребление нефти и природного газа, скорость использования которых несопоставима с естественными процессами их формирования.

На современном этапе развитие цивилизации сопровождается сверхинтенсивной эксплуатацией природных ресурсов, при которой объёмы их потребления превышают естественные темпы воспроизводства, что закономерно приводит к постепенному истощению ресурсной базы [65].

Как отмечает исследователь Бобоев Х.Б. «На сегодняшний день добыча и производство строительных материалов занимает достаточно большой сектор в экономике Таджикистана. Согласно технологическому профилю и специфики производства, все предприятия по производству строительных материалов осуществляют выброс взвешенных веществ и газов в атмосферный воздух. При таких условиях экологический контроль выбросов газовоздушной смеси становится особенно актуальным, а очистка отходящих пылегазовых выбросов должна осуществляться на высоком технологическом уровне» [19, с. 22]

Под воздействием производства на окружающую среду понимается процесс обмена веществом, энергией либо информационным воздействием между техногенной системой и природными компонентами, в результате которого происходят качественные или количественные изменения состояния окружающей среды, сопровождающиеся нарушением её естественного

состояния или загрязнением сверх установленных предельно допустимых нормативов [85].

Основные процессы нефтяной промышленности в ряде случаев становятся причиной загрязнения подземных источников питьевого водоснабжения [23], вследствие чего население отдельных территорий вынуждено использовать привозную питьевую воду.

Высокая степень потенциальной опасности практически всех объектов, оборудования и материалов, используемых в нефтегазодобыче. К таким источникам относятся производственные установки, трубопроводные системы, транспортные средства и специализированная техника, включая автомобильный, тракторный и авиационный транспорт. Повышенную опасность представляют трубопроводы, транспортирующие жидкости и газы под высоким давлением, линии электропередачи, а также многочисленные химические реагенты, обладающие токсичными свойствами. В связи с этим системы сбора и транспортировки нефти и газа должны обеспечивать высокий уровень герметичности.

Необходимость отвода значительных земельных ресурсов под размещение объектов нефтегазодобычи, нередко на территориях с высокой хозяйственной ценностью. Для строительства и эксплуатации производственных объектов требуется изъятие земель из сельскохозяйственного, лесохозяйственного и иных видов использования. Хотя отдельные объекты нефтедобычи, такие как скважины или пункты сбора нефти, занимают сравнительно небольшие площади, значительная территориальная разобщённость объектов требует создания протяжённой инфраструктуры. В результате совокупная площадь земель, отчуждаемых под нужды нефтегазодобычи, может быть весьма значительной.

Источники загрязнения территорий и водных объектов на нефтепромыслах могут возникать практически на всех этапах технологического цикла — от эксплуатационной скважины до резервуарного парка участков добычи.

Основными загрязнителями окружающей среды при технологических процессах нефтегазодобычи являются:

- нефть и нефтепродукты;
- сернистые и сероводородсодержащие газы;
- минерализованные пластовые и сточные воды нефтепромыслов и бурения скважин, шламы бурения, нефте- и водоподготовки;
- химические реагенты, применяемые для интенсификации процессов нефтедобычи, бурения и подготовки нефти, газа и воды.

Как отмечает исследователь Бобоев Х.Б. «Важное значение в формировании уровня загрязнения атмосферы имеют метеоусловия местности, определяющие перенос и рассеивание выбросов. Потому, что процессы рассеивания выбросов в атмосферу напрямую зависят от температуры воздуха, скорость ветра, солнечной радиации, влажности воздуха и других метеорологических факторов» [19, с. 22]

Согласно ориентировочным оценкам, основная доля углеводородного загрязнения приходится на атмосферный воздух и составляет около 75 %, порядка 20 % загрязняющих веществ поступает в поверхностные и подземные воды, тогда как около 5 % аккумулируется в почвенном покрове [23, 65].

1.2.1. Экологические и климатические последствия эмиссии углеводородов

Испарение лёгких фракций углеводородов нефти представляет собой один из наиболее значимых путей поступления загрязняющих веществ в атмосферу и гидросферу. При хранении, транспортировке и подготовке нефти к переработке происходит постоянный переход летучих компонентов – в первую очередь низкомолекулярных алканов, ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилолы) и лёгких фракций керосинового ряда – в газовую фазу. Эти соединения характеризуются высокой упругостью паров и способностью к быстрому испарению при нормальных температурных условиях, что определяет их широкое распространение в приземном слое атмосферы [23].

Пары лёгких углеводородов вступают в фотохимические реакции с оксидами азота и озоном, образуя вторичные загрязнители – пероксиацетилнитрат, альдегиды и озон в тропосфере, что способствует формированию так называемого фотохимического смога. Этот процесс наиболее интенсивен в районах с жарким и сухим климатом, а также при застойных метеоусловиях, когда вертикальные потоки воздуха ослаблены. Концентрации лёгких фракций в атмосфере около технологических площадок нефтеперерабатывающих заводов и резервуарных парков нередко превышают предельно допустимые значения [85].

Таблица 1.5. - Типичные концентрации летучих органических соединений (ЛОС) в воздухе и воде вблизи нефтеперерабатывающих объектов

Показатель	**Средняя концентрация в приземном воздухе, мг/м³**	**Средняя концентрация в воде, мг/л**	**ПДК (воздух/вода)***	**Основные источники поступления**
Бензол	0,05–0,30	0,002–0,005	0,1 / 0,001	Испарение из резервуаров, факельное сжигание, сточные воды
Толуол	0,10–0,60	0,003–0,010	0,6 / 0,5	Испарение лёгких фракций, утечки при транспортировке
Ксилолы (суммарно)	0,20–0,80	0,005–0,015	0,2 / 0,02	Хранение и слив нефтепродуктов
Гексан	0,15–0,45	0,001–0,004	0,3 / –	Летучие фракции нефти, вентиляция резервуаров
Этилбензол	0,05–0,25	0,002–0,006	0,1 / 0,1	Разлив нефти, промышленные стоки
Суммарные углеводороды (C_4–C_{12})	1,0–3,5	0,01–0,05	1,0 / 0,05	Все стадии хранения и транспортировки нефти

Поступление испарившихся углеводородов в атмосферу не ограничивается зоной промышленного объекта. Вследствие конвективного переноса и атмосферных осадков происходит их вторичное выпадение на поверхность почвы и водных объектов. Этот механизм, известный как «сухие и влажные депозиции», приводит к загрязнению поверхностных вод и донных отложений, где углеводороды подвергаются окислению и биодеградации, но часть стойких

ароматических соединений сохраняется длительное время [138]. В водной среде летучие углеводороды снижают содержание растворённого кислорода, повышают биохимическую потребность воды в кислороде и тем самым ухудшают условия обитания гидробионтов.

Для количественной оценки выбросов лёгких углеводородов при испарении применяются различные модели массообмена, учитывающие температуру, давление паров, скорость ветра и площадь зеркала испарения. Согласно наблюдениям на резервуарных парках крупных НПЗ, потери нефти за счёт испарения могут достигать от 0,1 до 0,3 % от годового объёма хранения, что при миллионных объёмах сырья выражается в тысячах тонн испарившихся углеводородов [58].

Помимо атмосферных выбросов, важен и вторичный эффект – образование углеводородных конденсатов на стенках резервуаров и в системах вентиляции. При смывании дождевыми водами эти конденсаты попадают в ливневую канализацию и далее – в водоёмы-реципиенты, усиливая загрязнение гидросферы.

В регионах с высокой плотностью нефтеперерабатывающих объектов наблюдается устойчивая связь между повышенным содержанием летучих органических соединений в атмосфере и ухудшением качества поверхностных вод. Долгосрочные наблюдения показывают, что в зонах влияния крупных предприятий уровень углеводородов в воде выше фона в 2–5 раз, особенно в летний период, когда испарение усиливается [65]. В таких районах также отмечается снижение численности фитопланктона, рост мутности воды и увеличение химического потребления кислорода, что отражает деградацию естественного самоочищения водных систем.

Наиболее чувствительными компонентами экосистем к воздействию лёгких фракций углеводородов являются атмосфера и гидросфера. Поступление в них значительных объёмов летучих веществ приводит к трансформации химического баланса, нарушению круговорота углерода и азота, а также к изменению микроклиматических характеристик. Для минимизации ущерба

необходимо внедрение герметизированных систем хранения нефти, использование плавающих крыш и газоулавливающих установок, что позволяет сокращать потери углеводородов при испарении в 2–3 раза. Эффективное применение таких технологий подтверждено практикой российских и зарубежных предприятий, где снижение потерь сочетается с улучшением санитарного состояния прилегающих территорий (табл. 1.5) [7].

Как отмечено в научной работе Владимирова В.А. «Энергетическая деятельность человеческого общества, в том числе функционирование нефтяного комплекса, играет ключевую роль во влиянии на окружающую среду. Учитывая современное состояние окружающей природной среды, предполагаемое дальнейшее развитие нефтяной индустрии должно осуществляться с учетом уменьшения ее влияния на окружающую среду и обеспечения перехода к устойчивому развитию, при котором должны сбалансировано решаться проблемы социально-экономического развития и сохранения благоприятной окружающей природной среды и природно-ресурсного потенциала в интересах будущих поколений» [26, с. 229]

Таким образом, процессы испарения лёгких фракций углеводородов оказывают комплексное воздействие на окружающую среду: они загрязняют атмосферу, изменяют состав поверхностных и подземных вод, влияют на биоту и климатические параметры. Решение этой проблемы требует технологических, организационных мер, направленных на предотвращение испарений и повышение экологической безопасности нефтегазовой отрасли [58, 65].

1.2.2. Факторы влияющие на степень испарения лёгких углеводородов при хранении нефти в резервуарах

Большинство проведённых ранее исследований, направленных на определение объёмов потерь нефти из промысловых резервуаров, на данный момент утратило свою актуальность из-за устаревших методов и изменений в технологических процессах. Периодический мониторинг потерь позволяет не только своевременно выявлять отклонения, но и способствует более точному

учёту фактического объёма углеводородного сырья, извлечённого из недр. Корректное определение потерь играет ключевую роль в оценке эффективности добычи и последующей транспортировки нефти [102].

Как приведено в научной работе Фархана М.М. «Потери нефти, обусловленные её физико-химическими свойствами, определяющими величину естественной убыли, представлены в таблице 1.6. В соответствии с принятой классификацией календарный год подразделяется на два периода: осенне-зимний — с 1 октября по 31 марта включительно, и весенне-летний — с 1 апреля по 30 сентября включительно» [129, с. 12-13].

Таблица 1.6. - Основные источники потерь нефти

Источники потерь	**Потери,** *%*
В резервуарах	64,80
в том числе:	
от «больших дыханий»	54,00
от выдуваний	4,60
от газового сифона	0,90
при зачистке	5,30
В насосных станциях	2,30
С канализационными стоками	7,56
В линейной части	23,50
в том числе:	
от утечек	22,30
от аварий	1,20
При наливе железнодорожных цистерн	1,84
Всего	100,0

На объектах добычи, транспортировки и хранения нефти углеводороды могут поступать в различные компоненты окружающей среды вследствие технологических и аварийных процессов. Характер эмиссии определяется физико-химическими свойствами нефти, условиями её движения и хранения, герметичностью оборудования, температурой и давлением.

Основными источниками эмиссии углеводородов являются:

1. Испарение при хранении нефти. Лёгкие компоненты переходят из жидкой фазы в паровую вследствие их летучести. При хранении в резервуарах образовавшаяся парогазовая смесь может поступать в атмосферу при «малых дыханиях», обусловленных изменением температуры и давления,

и «больших дыханиях», возникающих при заполнении и опорожнении резервуара.

2. Утечки и разливы нефти. Нарушение герметичности резервуаров, трубопроводов, запорной арматуры и соединений приводит к поступлению углеводородов в почвенную среду. При этом часть лёгких компонентов испаряется в атмосферу, а оставшаяся нефтяная фаза сорбируется почвой и может мигрировать в нижележащие горизонты и грунтовые воды.
3. Выделение растворённых газообразных углеводородов. При снижении давления нефти после добычи и при её поступлении в технологическое оборудование происходит выделение растворённых газов, содержащих преимущественно низкомолекулярные углеводороды, включая метан, этан, пропан и бутаны. При отсутствии систем улавливания часть этих компонентов поступает в атмосферный воздух.
4. Технологическое вентилирование и факельное сжигание. При проведении отдельных технологических операций углеводородсодержащие газы могут направляться на факельную установку либо удаляться через системы вентиляции. При вентилировании происходит непосредственная эмиссия углеводородов, тогда как при факельном сжигании они преимущественно преобразуются в продукты горения; при неполном сгорании возможно сохранение части несгоревших углеводородов.

Для резервуарного хранения нефти особое значение имеет переход лёгких углеводородных фракций в газовую фазу с последующим удалением парогазовой смеси из резервуара. В связи с этим ограничение испарения непосредственно на границе раздела фаз «нефть – газовое пространство» является одним из направлений снижения эмиссии углеводородов при хранении нефти.

Для эффективного снижения потерь лёгких углеводородов на нефтяных месторождениях требуется комплексный подход, включающий внедрение современных методов добычи, надёжных систем хранения и безопасных технологий транспортировки. Регулярные проверки состояния оборудования, а также его своевременный ремонт и техническое обслуживание являются

неотъемлемыми мерами для предотвращения утечек. Особое внимание следует уделять использованию инновационных решений для улавливания и переработки избыточного газа, который часто просто сжигается или выбрасывается в атмосферу. Применение таких технологий позволяет не только сократить утраты ценных углеводородных фракций, но и существенно уменьшить негативное воздействие на окружающую среду, снижая выбросы парниковых газов.

В борьбе с потерями нефти, вызванными суточными температурными колебаниями, рекомендуется использовать проверенные практические методы. Среди них – окраска наружных поверхностей наземных резервуаров в светлые оттенки для отражения солнечных лучей, установка систем орошения водой для охлаждения поверхности, а также использование теплоизоляционных материалов для минимизации тепловых потерь. В ряде случаев оправдано заглубление резервуаров в грунт, что способствует поддержанию стабильной температуры и снижению испарений.

В научной работе исследователя Фархана М.М. отмечено «При условии постоянной температуры окружающей среды и паровоздушной смеси объёмы потерь нефти могут значительно варьироваться. Чем больше площадь испаряющейся поверхности и ниже уровень заполнения резервуара, тем выше будут потери. Исследования показали, что при заполнении резервуара всего на 40 % объёма потери нефти от малых дыханий могут быть в 12-13 раз выше, чем при уровне заполнения, достигающем 90%. Этот факт подчёркивает необходимость строгого контроля за параметрами хранения нефти и выбора оптимальных режимов эксплуатации резервуаров» [129, с. 14].

Для эффективного сокращения потерь нефти, вызванных малыми дыханиями, необходимо поддерживать максимально возможный уровень заполнения резервуара. Этого можно достичь путём регулярного и своевременного пополнения резервуаров нефтью, особенно в холодные периоды суток, когда температура газового пространства достигает своего минимума. Такое решение позволяет снизить интенсивность испарения углеводородов и, как следствие, уменьшить потери.

Однако важно учитывать и ограничения, связанные с физико-химическими свойствами нефти. Несмотря на необходимость поддержания высокого уровня заполнения, превышение отметки в 95 % от общего объёма резервуара недопустимо. При повышении температуры окружающей среды или содержимого резервуара нефть начнёт расширяться, что может привести к переливу и утечке продукта. Кроме того, избыточное заполнение создаёт риск повышения давления внутри резервуара, что может негативно сказаться на целостности конструкции и безопасности эксплуатации. Таким образом, для минимизации потерь необходимо соблюдать баланс между высоким уровнем заполнения и безопасностью резервуара. Применение автоматизированных систем контроля за уровнем жидкости и температурой, а также грамотное планирование операций по закачке нефти помогут обеспечить стабильную работу и снизить вероятность утечек. [61].

1.2.3. Воздействие паров нефти на здоровье человека и экосистемы

Пары нефти, образующиеся при хранении углеводородного сырья в резервуарах, представляют собой сложную смесь летучих органических соединений. Эти вещества поступают в атмосферу в результате потерь нефти от испарения и могут оказывать комплексное воздействие как на здоровье человека, так и на окружающую природную среду.

Согласно данным экологических и токсикологических исследований, пары нефти состоят преимущественно из лёгких углеводородных соединений. Наиболее распространёнными компонентами являются метан, этан, пропан, бутаны, а также более тяжёлые летучие углеводороды бензинового диапазона (C5–C7). Кроме того, в составе паров нефти присутствуют ароматические углеводороды группы BTEX – бензол, толуол, этилбензол и ксилолы, которые обладают повышенной токсичностью [149].

Проведённый анализ литературных данных и экологических исследований показал, что примерный состав паров нефти может быть представлен следующим образом [63]:

- метан – около 40–50 %
- этан и пропан – около 15–20 %
- бутаны – около 10–15 %
- лёгкие жидкие углеводороды C5–C7 – около 10–20 %
- ароматические соединения BTEX – до 10 %

Полученные данные позволяют сделать вывод о том, что даже при относительно небольшой доле токсичных ароматических соединений их экологическая значимость остаётся высокой, поскольку данные вещества обладают выраженным токсическим действием.

Анализ распределения компонентов (рисунок 1.2.) показывает, что хотя основную долю в составе паров может составлять метан, значительную экологическую опасность представляют именно летучие органические соединения бензинового диапазона и ароматические углеводороды.

Попадая в атмосферу, летучие углеводороды участвуют в различных химических реакциях и оказывают влияние на разные компоненты природной среды. Наиболее чувствительными к воздействию углеводородных соединений являются атмосферные процессы, растительность и почвенные микроорганизмы.

Воздействие на природные экосистемы

В результате анализа экологических исследований можно выделить следующие основные направления воздействия углеводородных выбросов:

- изменение химического состава атмосферы;
- образование фотохимического смога;
- повреждение растительности;
- нарушение микробиологических процессов в почве;
- загрязнение поверхностных вод.

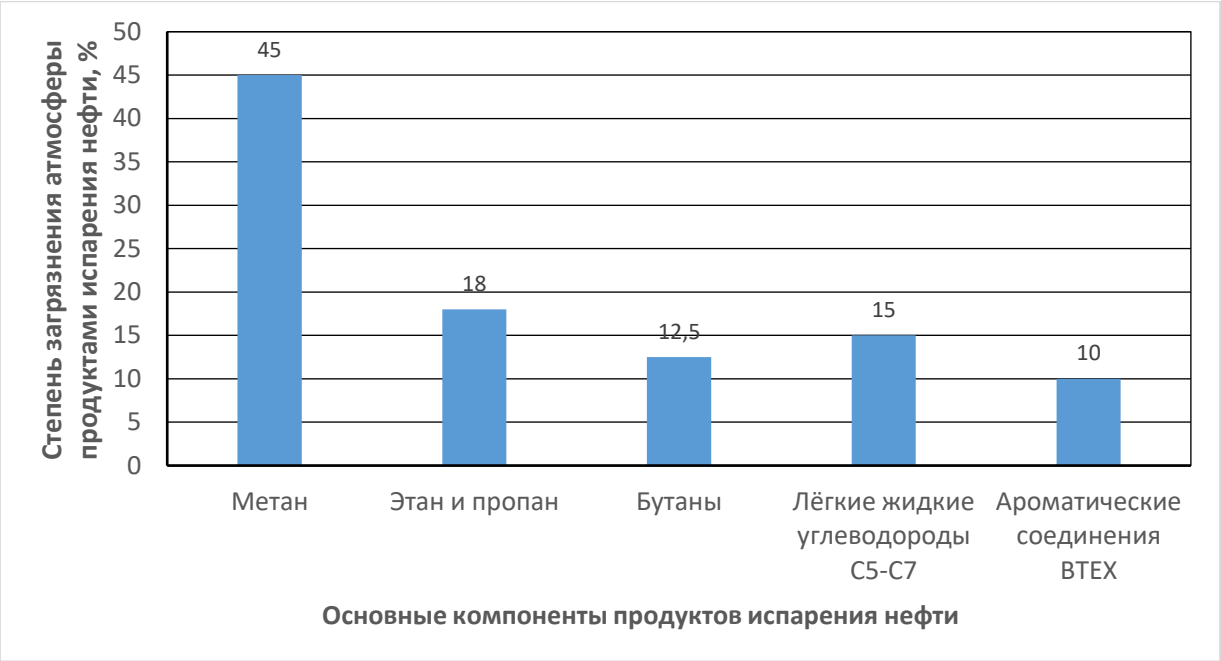


Рисунок 1.2. – График средних показателей степени загрязнения атмосферы продуктами испарения нефти

Риски для здоровья человека

Пары нефти оказывают значительное воздействие на здоровье человека, особенно при длительном воздействии. Основные риски связаны с присутствием ароматических углеводородов и лёгких летучих органических соединений.

Наиболее распространённые эффекты воздействия паров нефти включают:

- раздражение дыхательных путей;
- головные боли и головокружение;
- нарушения работы нервной системы;
- хронические токсические эффекты;
- повышенный риск онкологических заболеваний.

Наиболее опасным компонентом является бензол, который признан канцерогенным веществом и способен вызывать заболевания кроветворной системы.

Таким образом, пары нефти представляют собой важный фактор загрязнения атмосферы и формирования экологических рисков в районах нефтедобычи и хранения углеводородного сырья. Основную опасность представляют летучие органические соединения бензинового диапазона и ароматические углеводороды группы BTEX.

1.3. Анализ резервуарного парка

Хранение нефти представляет собой важнейший элемент технологического цикла нефтяной промышленности, обеспечивающий непрерывность переработки и транспортировки углеводородного сырья. С экологической и технической точек зрения, способы хранения определяют не только сохранность нефти, но и уровень воздействия на окружающую среду, особенно на атмосферный воздух и поверхностные воды. [44].

В настоящее время применяются различные способы хранения нефти: в наземных вертикальных стальных резервуарах (РВС), подземных хранилищах, резервуарах с плавающей крышей, высоконапорных ёмкостях, а также в резервуарных парках и нефтебазах. Каждый тип хранилища имеет свои конструктивные, технологические и экологические особенности. Наиболее распространённым способом являются наземные стальные резервуары цилиндрической формы, рассчитанные на большие объёмы хранения (от 1 до 50 тыс. м³). Они обеспечивают лёгкий доступ для контроля и ремонта, но характеризуются повышенными потерями нефти при испарении из-за колебаний температуры и давления паров [100-А]. Потери лёгких фракций в таких резервуарах могут достигать 0,15–0,3 % от годового объёма хранения, что приводит к загрязнению атмосферы.

Подземные хранилища (в горных выработках, соляных кавернах и специально оборудованных грунтовых резервуарах) отличаются высокой степенью безопасности и низкими потерями от испарения. Герметичность таких объектов обусловлена свойствами окружающих пород, что снижает риск выбросов в атмосферу и предотвращает утечку в поверхностные воды. Однако их строительство требует значительных капитальных затрат и геологического обоснования места заложения [73]. Для сравнительной оценки различных способов хранения нефти с учётом экологических и технологических параметров приведены данные в таблице 1.7.

В последние годы всё более широкое распространение получают резервуары с плавающей крышей, конструкция которых исключает образование

паровоздушной подушки и снижает потери углеводородов при испарении. Герметизация достигается благодаря опоре крыши на поверхности нефти, что позволяет сократить выбросы лёгких фракций на 80–90 %. Данные сооружения признаны одними из наиболее экологически безопасных [24].

Существенным направлением совершенствования является внедрение двухконтурных резервуаров с газоуловителями, системами рекуперации паров и автоматизированным контролем температуры. Применение таких систем позволяет не только снизить потери нефти, но и возвращать улавливаемые пары в технологический цикл. Кроме того, использование систем дыхательной арматуры с обратными клапанами и фильтрацией предотвращает избыточные выбросы при перепадах давления [23].

Таблица 1.7. - Сравнительная характеристика способов хранения нефти по экологическим и эксплуатационным параметрам

Способ хранения	**Потери от испарения, %**	**Уровень экологической безопасности**	**Риск загрязнения водных объектов**	**Капитальные затраты**	**Преимущества**
Наземные стальные резервуары (РВС)	0,15–0,30	Средний	Средний	Средние	Простота эксплуатации, ремонтопригодность
Подземные хранилища (в горных выработках, кавернах)	0,01–0,05	Высокий	Низкий	Высокие	Минимальные потери и выбросы, высокая герметичность
Резервуары с плавающей крышей	0,02–0,05	Высокий	Низкий	Средние	Минимизация испарений, снижение ПДК по ЛОС
Двухконтурные резервуары с газоуловителями	0,01–0,03	Очень высокий	Очень низкий	Высокие	Замкнутая система, рекуперация паров
Грунтовые хранилища и амбары	0,20–0,50	Низкий	Высокий	Низкие	Простота сооружения, но высокий риск загрязнения

Таким образом, выбор способа хранения нефти должен определяться не только экономическими, но и экологическими критериями. Современные тенденции направлены на переход к герметичным системам с улавливанием и переработкой паров, что позволяет одновременно повысить экономическую эффективность и снизить риск загрязнения окружающей среды. Оптимизация режимов хранения, контроль параметров давления и температуры– основные пути снижения экологических рисков в данном направлении [44].

Эффективность и экологическая безопасность хранения нефти во многом определяются природно-климатическими условиями региона, где расположены нефтебазы и резервуарные парки. Температурные колебания, ветровые нагрузки, влажность воздуха и количество солнечной радиации оказывают существенное влияние на интенсивность испарения и коррозионные процессы в резервуарных конструкциях. Например, в районах с континентальным климатом и выраженным летним перегревом скорость испарения лёгких фракций возрастает в 1,5–2 раза по сравнению с умеренными зонами. В таких условиях особенно важно использование термоизолированных резервуаров и эффективных систем вентиляции с улавливанием паров [44].

Одним из ключевых факторов устойчивости резервуарных систем является антикоррозионная защита. При длительной эксплуатации резервуаров возможны сквозные коррозионные повреждения, приводящие к утечкам нефти и загрязнению почвы и грунтовых вод. Современные методы защиты включают применение эпоксидных и полиуретановых покрытий, катодной и протекторной защиты, а также мониторинг толщины стенок при помощи ультразвуковых датчиков. Эти мероприятия позволяют продлить срок службы резервуаров на 10–15 лет и предотвратить аварийные выбросы нефти в окружающую среду [100].

Отдельного внимания заслуживают системы рекуперации паров нефти (VRU – Vapor Recovery Units), внедряемые на современных нефтебазах. Их работа основана на конденсации и абсорбции паров лёгких фракций, возвращаемых затем в технологический цикл. Эффективность рекуперации достигает 95–98 %, что позволяет существенно снизить концентрацию летучих

органических соединений в приземном слое воздуха и уменьшить потери нефти. Применение таких систем особенно важно при больших объёмах перекачки и хранения, когда естественные потери от испарения приобретают экономическую значимость [73].

С экологической точки зрения наибольшую опасность представляют открытые и частично герметизированные хранилища, где испарения и разливы сопровождаются прямым загрязнением атмосферы и почв. Кроме того, при нарушении технологического режима (переполнение, деформация стенок, коррозия днища) возможно проникновение нефти в грунтовые воды. Для таких объектов обязательна установка контрольно-измерительных приборов (датчиков уровня, давления, температуры, контроля плотности нефти) и регулярное техническое обследование [24].

Перспективным направлением развития нефтехранилищ является внедрение интеллектуальных систем мониторинга, объединяющих датчики утечек, давления, температуры и газоанализаторы в единую автоматизированную сеть. В условиях ужесточения экологических требований это направление становится ключевым элементом устойчивого управления промышленными объектами [121].

Таким образом, экологическая устойчивость хранения нефти зависит от сочетания конструктивных, технологических и климатических факторов. Применение современных инженерных решений – герметичных резервуаров, плавающих крыш, систем рекуперации и цифрового мониторинга – позволяет значительно снизить негативное воздействие на окружающую среду и обеспечить надёжную эксплуатацию нефтяных объектов в долгосрочной перспективе [44–48].

1.3.1. Анализ существующих технических способов снижения эмиссии углеводородов

Величина потерь нефти от испарения определяется температурой, давлением паров, конструкцией резервуара, герметичностью дыхательных устройств, а также характеристиками нефти – её плотностью, вязкостью и

фракционным составом. Снижение степени испарения является важной технологической и экологической задачей, от которой зависит эффективность хранения нефти и уровень её воздействия на окружающую среду [74].

В зависимости от физической природы и принципа действия, методы снижения испарения нефти можно классифицировать на физические, химические, инженерно-технические, технологические и организационно-эксплуатационные. Каждый из них направлен на уменьшение потерь лёгких фракций, но различается по механизму воздействия и сфере применения. Физические методы основаны на регулировании температурных и атмосферных условий, влияющих на упругость паров. Эти меры позволяют уменьшить интенсивность массообмена на границе фаз и снизить испарение в среднем на 10–20 % [46].

Химические методы предполагают использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) и специальных ингибиторов испарения, которые образуют на поверхности нефти тонкую адсорбционную плёнку.

Эта плёнка снижает упругость паров лёгких углеводородов и препятствует их переходу в газовую фазу. Наиболее эффективными считаются композиции на основе гидроксидов щелочноземельных металлов ($Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$), а также ионных ПАВ с длинными углеводородными цепями, которые повышают стабильность межфазной границы.

Инженерно-технические методы направлены на совершенствование конструкции резервуаров. К ним относятся применение плавающих крыш, понтонов, двухконтурных систем с газоуловителями, дыхательной арматуры с обратными клапанами и газовыми фильтрами. [87].

Технологические методы предусматривают внедрение замкнутых схем хранения с возвратом паров нефти (системы рекуперации и конденсации), использование азотных подушек, замещение воздуха инертными газами, а также автоматический контроль температуры и давления в резервуарах.

Организационно-эксплуатационные методы включают правильный выбор условий хранения, планирование графиков налива и слива, поддержание

оптимального уровня нефти в резервуаре, регулярный контроль герметичности и состояние дыхательных клапанов. Соблюдение этих правил позволяет снизить потери от испарения до 0,05–0,1 % в год, что соответствует современным требованиям промышленной экологии [22].

Для систематизации приведённых подходов составлена таблица 1.8., отражающая классификацию способов снижения испарения нефти по принципу действия, сфере применения и эффективности, которые на сегодняшний день в различных странах имеют широкое применение.

Таблица 1.8. - Классификация способов снижения степени испарения нефти при хранении

Класс метода	**Примеры решений**	**Принцип действия**	**Эффективность снижения потерь, %**	**Основные преимущества**
Физические	Теплоизоляция, термостабилизация, снижение колебаний температуры	Снижение теплового воздействия и площади испарения	10–20	Простота реализации, низкая стоимость
Химические	Растворы ПАВ, плёнкообразующие ингибиторы на основе $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$	Создание защитной межфазной плёнки, снижение упругости паров	40–60	Высокая эффективность, простота дозирования
Инженерно-технические	Плавающие крыши, понтоны, газоуловители	Герметизация поверхности нефти, устранение контакта с воздухом	80–95	Наибольшая экологическая эффективность
Технологические	Рекуперация паров, азотные подушки, конденсационные установки	Возврат паров в технологический цикл, снижение давления	70–90	Замкнутый цикл, предотвращение выбросов
Организационно-эксплуатационные	Контроль режима хранения, технический осмотр оборудования	Поддержание герметичности и оптимальных условий хранения	5–10	Экономичность, повышение надёжности эксплуатации

Современные тенденции показывают, что наиболее перспективным направлением является комбинированное применение инженерных и химических методов, при котором достигается максимальное снижение потерь

нефти при умеренных затратах. Кроме того, интеграция автоматизированных систем мониторинга позволяет в реальном времени контролировать температуру, давление, состав паров и состояние герметизации резервуара, что делает процесс хранения не только экономически выгодным, но и экологически безопасным [74–22].

1.4. Повышение эффективности хранения нефти путём использования поверхностно-активных веществ

В процессе длительного хранения нефти в резервуарах происходят естественные физико-химические изменения, ведущие к потерям лёгких фракций, изменению плотности и ухудшению качества нефти. Одним из наиболее значимых негативных факторов является испарение низкомолекулярных углеводородов (C_5–C_{10}), которое вызывает не только экономические потери, но и загрязнение атмосферного воздуха летучими органическими соединениями (ЛОС). Среди известных технологических решений особое место занимает применение ПАВ – соединений, способных существенно снижать скорость испарения углеводородов, стабилизировать нефть и улучшать условия её хранения.

Эта плёнка играет роль барьера диффузии, уменьшая интенсивность массообмена между жидкостью и газовой фазой. Чем плотнее и устойчивее межфазный слой, тем ниже упругость паров и, следовательно, меньше потери нефти за счёт испарения. При этом ПАВ не изменяют химический состав нефти и не нарушают её технологические свойства, что делает метод безопасным и применимым к большинству типов углеводородного сырья.

В нефтяной промышленности используются три основных класса ПАВ:

- **Анионные** (например, карбоновые соли жирных кислот, алкилсульфонаты, алкилсульфаты) – способные создавать мономолекулярные слои и снижающие поверхностное натяжение;
- **Катионные** (алкилпиридиниевые соли) – обладающие устойчивостью к окислению и повышенной адсорбцией;

- **Неионогенные** (спирты, алкилфенолы, полиэфиры) – устойчивы при широком диапазоне температур и не взаимодействуют с солями, что делает их наиболее универсальными для нефтяных систем [69].

Дополнительно применяются комплексные композиции ПАВ, включающие щёлочные или щёлочноземельные гидроксиды (NaOH, $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$), усиливающие плёнкообразующие свойства и обеспечивающие дополнительное снижение упругости паров. Такие системы проявляют синергетический эффект, стабилизируя межфазную поверхность и уменьшая испарение лёгких фракций на 40–60 % [9, 68].

Использование раствора ПАВ даёт комплексный эффект, сочетающий технологические, экономические и экологические преимущества [68]:

1. При правильном подборе состава ПАВ потери от испарения уменьшаются на 30–50 % по сравнению с незащищёнными резервуарами.
2. ПАВ предотвращают окисление лёгких углеводородов и образование смолистых соединений, что сохраняет качество нефти при длительном хранении.
3. Уменьшение концентрации паров нефти в газовой фазе резервуара снижает риск воспламенения и взрывоопасности.
4. Применение ПАВ значительно уменьшает выбросы ЛОС в атмосферу, улучшает санитарное состояние прилегающих территорий и снижает углеводородную нагрузку на гидросферу.
5. По сравнению с установкой инженерных систем улавливания и рекуперации, метод введения ПАВ является малозатратным и простым в эксплуатации.

В таблице 1.9 приведены характеристики поверхностно-активных веществ, а также эффективность от их применения. Данные типы ПАВ имеют широкое применение также и в других областях нефтяной промышленности.

Результативность применения поверхностно-активных веществ определяется рядом факторов – температурным режимом, фракционным составом нефти, временем действия и технологией дозирования [70, 72].

При повышенных температурах интенсивность испарения возрастает, поэтому эффективность ПАВ особенно заметна при хранении нефти в регионах с жарким климатом. Для лёгких нефтей (с преобладанием фракций C_5–C_8) требуется более высокая концентрация реагента, а для тяжёлых – комбинация анионных и неионогенных соединений.

Таблица 1.9 - Основные характеристики и эффективность применения поверхностно-активных веществ при хранении нефти

Класс ПАВ	Принцип действия	Среднее снижение испарения, %	Особенности применения	Экологическая оценка
Анионные	Снижение межфазного натяжения, образование плотной плёнки	25–35	Эффективны при t до 40 °C	Умеренно токсичны, биоразлагаемы
Катионные	Формирование устойчивой адсорбционной структуры	30–40	Высокая химическая стойкость	Возможна биоцидная активность
Неионогенные	Термостабильность, совместимость с углеводородами	40–50	Универсальны для всех типов нефти	Низкая токсичность, безопасны
Комплексные (ПАВ + щёлочи)	Синергетический эффект, снижение упругости паров	45–60	Эффективны при жарком климате	Высокая экологическая устойчивость

С точки зрения эксплуатации, введение ПАВ может осуществляться через дыхательные клапаны или встроенные дозирующие устройства, обеспечивающие равномерное распределение реагента по поверхности. Плёнка, образованная ПАВ, сохраняет свои свойства от 10 до 30 суток, после чего требует обновления. Таким образом, ПАВ являются важным элементом комплексной системы защиты резервуаров, обеспечивая баланс между технологической эффективностью, экономичностью и экологической безопасностью [13–88].

Сравнительный анализ показывает, что применение растворов ПАВ является более гибким и экономически оправданным направлением по сравнению с инженерными системами рекуперации паров и понтонными крышами. В отличие от капитальных технологий, требующих сложного

оборудования и значительных инвестиций, использование ПАВ обеспечивает быстрый эффект при минимальных затратах и высокой адаптивности к существующим резервуарным системам. Кроме того, ПАВ могут применяться как самостоятельное средство, так и в комбинации с инженерными решениями, усиливая общий экологический результат. Благодаря совмещению простоты применения, низкой стоимости и выраженного экологического эффекта, технология использования поверхностно-активных веществ рассматривается как наиболее перспективное направление повышения эффективности и экологической безопасности хранения нефти [9–88].

Выводы к главе 1

По результатам рассмотрения вопросов, включённых в данную главу, можно сделать следующие выводы:

1. Анализ современного состояния нефтегазодобывающей промышленности Таджикистана показал, что несмотря на относительно небольшие объёмы добычи по сравнению с ведущими нефтедобывающими странами региона, отрасль играет стратегическую роль в энергетическом балансе и экономике республики. Разработка месторождений, включая зрелые объекты с пониженной продуктивностью, требует применения как традиционных, так и инновационных методов интенсификации добычи, что в свою очередь усиливает экологические и производственные риски.

2. Выявлено, что основными направлениями негативного влияния нефтяных предприятий являются загрязнение атмосферы лёгкими углеводородами и продуктами их испарения, загрязнение природных вод сточными водами и разливами нефти, а также деградация почвенного покрова вследствие фильтрации пластовых и буровых растворов. Установлено, что техногенные нагрузки приводят к изменению физико-химического состава природных вод, повышению содержания нефтепродуктов, фенолов, аммонийного азота и тяжёлых металлов, что сопровождается нарушением кислородного режима и угнетением биоты.

3. Показано, что углеводороды, особенно лёгкие фракции, способны к активной миграции и трансформации, участвуя в сложных процессах диффузии, адсорбции и биодеградации. Установлено, что в атмосфере они способствуют формированию фотохимического смога и вторичных загрязнителей, а в водных и почвенных системах – накоплению устойчивых органических соединений, изменяющих биогеохимические циклы.

4. В результате анализа установлено, что процессы испарения лёгких фракций углеводородов играют решающую роль в формировании углеводородной нагрузки на атмосферу. Потери нефти при хранении и транспортировке за счёт испарения составляют значительные величины, сопоставимые с промышленными выбросами, а образующиеся пары углеводородов оказывают токсическое и канцерогенное воздействие на человека и биоту. Эти процессы имеют пространственно-временной характер и зависят от температуры, давления паров, скорости ветра и уровня герметичности оборудования.

5. Выявлено, что современное состояние природной среды в зонах нефтяной деятельности характеризуется устойчивыми признаками антропогенной трансформации. Наблюдается истощение самоочищающей способности природных систем, накопление стойких загрязняющих веществ и снижение биологической продуктивности экосистем. Наибольшие экологические риски характерны для регионов с высокой плотностью нефтеперерабатывающих предприятий и слабой водной обеспеченностью, что актуально и для ряда районов Таджикистана, где нефтегазодобывающие объекты сосредоточены в пределах ограниченных по водным ресурсам территорий.

6. Установлено, что применение ПАВ позволяет существенно снизить потери нефти за счёт испарения лёгких углеводородных фракций при хранении в резервуарах. ПАВ формируют защитную адсорбционную плёнку на поверхности нефти, уменьшая упругость паров и интенсивность массообмена, что повышает пожаробезопасность, экологическую устойчивость и экономическую эффективность хранения, особенно в условиях жаркого климата.

Таким образом, результаты анализа первой главы подтверждают необходимость комплексной оценки экологических рисков при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и разработки технологий, направленных на снижение потерь нефти и минимизацию выбросов лёгких углеводородов в окружающую среду. Полученные выводы послужили теоретической основой для дальнейших исследований, изложенных в последующих главах диссертации.

ГЛАВА 2
ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЫБРОСОВ ПРОДУКТОВ ИСПАРЕНИЯ НЕФТИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Высокая плотность размещения производственных объектов, а также их нерациональная компоновка способствуют образованию участков застоя воздуха, что при неблагоприятных погодных условиях повышает вероятность накопления взрывопожароопасных веществ [139].

Определение застойных зон в нефтеперерабатывающей промышленности является важной задачей, поскольку позволяет выявить участки производства, где наблюдаются проблемы с эффективностью и производительностью. Ниже представлен подробный материал о методах определения застойных зон в нефтеперерабатывающей промышленности:

1. **Анализ данных производственного процесса**. Одним из основных методов определения застойных зон является анализ данных производственного процесса. Это включает в себя мониторинг производственных операций, измерение производственных показателей (например, объем производства, скорость производства, качество продукции) и сравнение их с заранее установленными стандартами или целями производства.

2. **Использование технологий мониторинга и управления**. Современные технологии мониторинга и управления позволяют в реальном времени отслеживать состояние оборудования и процессов производства. Это включает в себя системы SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), системы управления производством и другие интегрированные системы автоматизации. Анализ данных, полученных из этих систем, позволяет выявлять застойные зоны и принимать меры для их устранения.

3. **Проведение технических аудитов и обследований**. Технические аудиты и обследования оборудования и технологических процессов могут помочь выявить причины застоя и определить области, требующие улучшений. Это может включать в себя проверку состояния оборудования, анализ

производственных операций и консультации с экспертами в области производства.

4. **Применение методов и инструментов управления качеством**. Методы управления качеством, такие как шести сигм, принципы управления качеством всего предприятия и Lean-подходы, могут быть применены для выявления застойных зон и улучшения производственных процессов. Эти методы обычно включают в себя анализ процессов с целью выявления неэффективных операций и разработку мероприятий по их улучшению.

5. **Проведение консультаций с персоналом и экспертами**. Консультации с персоналом, работающим на производстве, и экспертами в области нефтепереработки могут также помочь выявить застойные зоны и предложить пути их устранения. Операторы и инженеры, знающие процессы производства изнутри, могут дать ценные рекомендации по улучшению производственных операций.

Путем комбинирования этих методов и подходов можно достичь более полного и точного определения застойных зон в нефтеперерабатывающей промышленности и разработать эффективные стратегии и меры по их устранению.

Механизм снижения эмиссии лёгких углеводородов при применении поверхностно-активных веществ основан на изменении условий массообмена на границе раздела фаз «нефть – газовое пространство». Молекулы ПАВ концентрируются в поверхностном слое и ориентируются таким образом, что их углеводородные радикалы взаимодействуют с органической фазой, а полярные группы участвуют в формировании устойчивого межфазного слоя. В результате уменьшается интенсивность выхода наиболее летучих компонентов нефти из жидкой фазы и их последующей диффузии в газовое пространство резервуара.

В исследуемых составах поверхностно-активные соединения формируются при взаимодействии высших жирных кислот с гидроксидами металлов. В общем виде процесс можно представить реакцией:

$$nRCOOH + M(OH)n \rightarrow (RCOO)nM + nH_2O,$$

где RCOOH — высшая жирная кислота; M — соответствующий металл; n — его валентность.

При использовании гидроксидов одновалентных металлов KOH, NaOH и LiOH образуются соли типа RCOOM, тогда как при взаимодействии с $Ca(OH)_2$ и $Mg(OH)_2$ формируются соли двухвалентных металлов типа $(RCOO)_2M$. Различие природы катиона определяет растворимость, межфазное распределение и устойчивость образующегося поверхностного слоя и, следовательно, степень блокирования массопереноса углеводородов.

Для кальций- и магнийсодержащих составов образование малорастворимых солей высших жирных кислот способствует формированию более устойчивого барьерного слоя на поверхности нефти. Такой слой создаёт дополнительное сопротивление диффузионному переносу молекул лёгких углеводородов из объёма нефти в газовую фазу. В результате уменьшается скорость их испарения и снижается давление насыщенных паров над поверхностью нефтяной фазы.

Таким образом, блокирование эмиссии углеводородов при использовании исследуемых ПАВ обусловлено совокупностью межфазных процессов: адсорбцией ПАВ на границе фаз, формированием поверхностного барьерного слоя и увеличением сопротивления массопереносу летучих компонентов нефти. Эффективность данного механизма определяется химической природой катиона ПАВ, концентрацией реагента и устойчивостью сформированного поверхностного слоя.

2.1. Исследование влияния поверхностно-активных веществ на снижение потерь лёгких углеводородов с использованием модельной среды

Исследования касательно влияния поверхностно-активных веществ на снижение потерь лёгких углеводородов подробно освещены в работе [129].

Как отмечено в научной работе Фархана М.М. «Исследование выполнялось путем введения в нефть поверхностно-активного вещества, снижающего концентрацию углеводородов на границе нефти с воздухом, что

позволяет снизить упругость насыщенных паров и тем самым уменьшить потери от испарения. В качестве компонентов были использованы соли синтетических жирных кислот (СЖК), содержащие разные металлы: СЖК ($C_nH2_{n+1}COOH$), где n = 9-15. Предварительная оценка влияния ПАВ на снижение потерь легких углеводородов была сделана на основе проведения серии опытов на модельной среде (нефть)» [129, с. 63].

На основании вышеуказанных данных «Для приготовления раствора на основе калия ПАВ сначала смешиваются 10 г дистиллированной воды и 2 г гидроксида калия, далее добавляется в 10 г СЖК при температуре 60 °С с постоянным перемешиванием до завершения реакции:

$$C_nH_{2n+1}COOH + KOH \rightarrow C_nH_{2n+1}COO\,K + H_2O, \quad (2.1)$$

где n = 9 - 15.

Для приготовления раствора ПАВ на основе Na сначала смешиваются 10 г дистиллированной воды и 2г NaOH, далее добавляется в 10 г СЖК при температуре 60 °С с постоянным перемешиванием до завершения реакции.

$$C_nH_{2n+1}COOH + NaOH \rightarrow C_nH_{2n+i}COO\,Na + H_2O, \quad (2.2)$$

где n = 9 - 15.

Для приготовления раствора ПАВ на основе Li сначала смешиваются 10 г дистиллированной воды и 2 г LiOH, далее добавляется в 10 г СЖК при температуре 60 °С с постоянным перемешиванием до завершения реакции.

$$C_nH_{2n+i}COOH + LiOH \rightarrow C_nH_{2n+i}COO\,Li + H_2O, \quad (2.3)$$

где n = 9 - 15.

В ходе экспериментов добавляли присадку к модельной жидкости в различных концентрациях (8, 9, 10, 11, 15 мг/кг). В результате экспериментов было выявлено, что минимальное давление достигается при концентрации $C_nH_{2n+1}COOK$ 10 мг/кг. При повышении концентрации ПАВ давление насыщенных паров повышается (рисунок 2.1.)» [129, с. 63-64].



Рисунок 2.1. - Зависимость давления насыщенных паров модельной среды от концентрации CnH2n+1COOK

По исходным данным отмечено следующее заключение «Минимальное давление насыщенных паров наблюдается при концентрации солей калия СЖК 10 мг/кг. При дальнейшем увеличении концентрации ПАВ происходит увеличение давления насыщенных паров. Наблюдаемое явление объясняется тем, что ПАВ занимает часть поверхности испарения, не препятствуя конденсации, и при увеличении концентрации ПАВ выше оптимальной величины происходит ассоциация молекул ПАВ, что приводит к увеличению поверхности испарения» [4-А, с. 134-135].

2.1.1. Теоретическое обоснование применения ПАВ в качестве метода снижения потерь лёгких углеводородов

Испарение лёгких углеводородов (C_5–C_{10}) при хранении нефти является следствием термодинамического равновесия между жидкой и газовой фазами. Согласно уравнению Клапейрона–Клаузиуса, давление насыщенных паров P зависит от температуры T и скрытой теплоты испарения L.

$$\frac{d(\ln P)}{dT} = \frac{L}{RT^2} \tag{2.4}$$

где R – универсальная газовая постоянная.

Из этого следует, что даже незначительное повышение температуры приводит к экспоненциальному росту парциального давления летучих компонентов. Количество летучих углеводородов нефти попадающих в атмосферу при испарении может негативно воздействовать не только неё но также и на здоровье человека вследствие попадания элементов через дыхательные пути. Следовательно, для снижения испарения необходимо воздействовать не на температуру, а на условия диффузии и массообмена на границе нефть–воздух [141].

ПАВ позволяют управлять именно этой границей фаз. Их молекулы, обладая амфифильной природой, образуют на поверхности нефти адсорбционные слои, которые снижают поверхностное натяжение и препятствуют свободному выходу молекул лёгких углеводородов в газовую фазу. При достижении критической концентрации мицеллообразования (ККМ) формируется устойчивая плёнка, действующая как физический барьер между жидкостью и воздухом [139].

Механизм влияния ПАВ на испарение лёгких фракций работает с достижением следующих показателей [129]:

1. **Снижение межфазного натяжения.** ПАВ уменьшают поверхностную энергию системы, тем самым уменьшая вероятность выхода молекул нефти из жидкой фазы. Этот эффект наиболее выражен при использовании анионных и неионогенных ПАВ, формирующих плотные монослои на поверхности.
2. **Увеличение вязкости поверхностного слоя.** Адсорбция ПАВ приводит к формированию тонких структурированных плёнок с повышенной вязкостью, что уменьшает подвижность молекул в поверхностном слое и затрудняет их диффузию.
3. **Изменение химического потенциала.** Плёнка, созданная ПАВ, уменьшает разность химического потенциала между жидкостью и паром. Это снижает скорость перехода молекул из жидкой фазы в газовую и уменьшает общий поток испаряющихся веществ.

4. **Эффект межфазной стабилизации.** При определённом составе ПАВ возможно формирование гибридных адсорбционных структур (например, ПАВ + ионы металлов), которые усиливают устойчивость плёнки к температурным колебаниям и механическим воздействиям.

Скорость испарения лёгких углеводородов можно описать уравнением молекулярной диффузии:

$$J = k\,(p_s - p_a) \qquad (2.5)$$

где: J – плотность потока паров,

k – коэффициент массоотдачи,

p_s – парциальное давление насыщенных паров у поверхности,

p_a – давление в газовой фазе.

Для иллюстрации влияния газофазного давления на скорость испарения лёгких углеводородов выполнен расчёт по уравнению массоотдачи J=k(ps−pa). В качестве значения p_s использовано среднее экспериментально определённое давление насыщенных паров нефти, равное 16,66 кПа. В связи с отсутствием прямых данных по коэффициенту массоотдачи и давлению углеводородов в газовой фазе в производственных условиях, расчёт выполнен при условно принятом значении k = 0,08 кг/(м²·ч·кПа) и переменных значениях давления в газовой среде p_a в диапазоне 0–14 кПа.

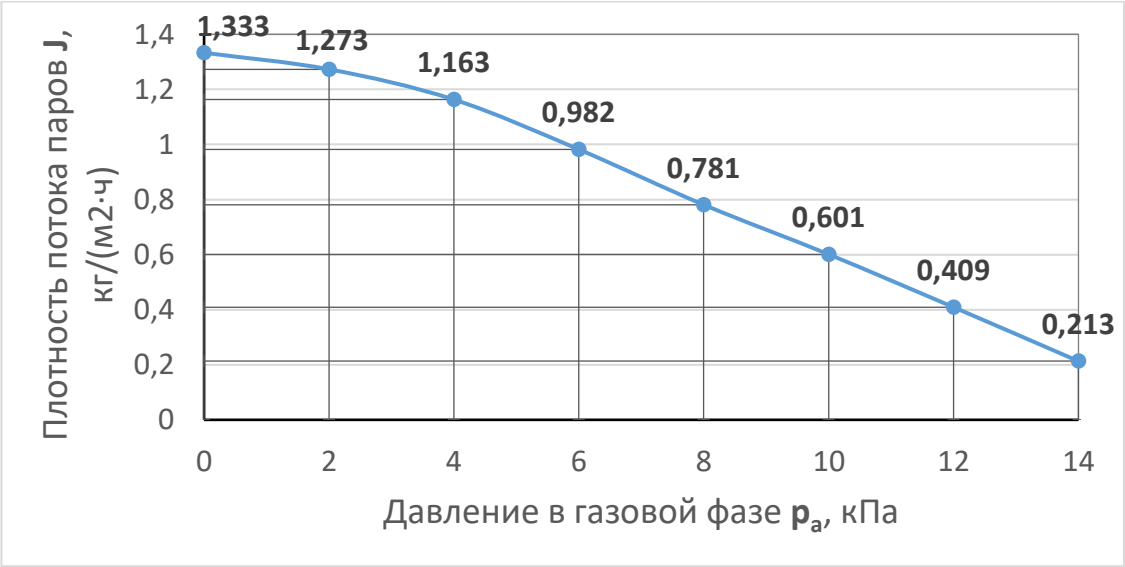


Рисунок 2.2. – Зависимость плотности паров (скорости испарения) нефти J от давления углеводородов в газовой фазе p_s

По результатам расчётов установлено, что с увеличением давления углеводородных паров в газовой фазе наблюдается линейное снижение скорости испарения лёгких углеводородов. Это обусловлено уменьшением градиента давления между поверхностью нефти и газовой фазой, что приводит к снижению интенсивности массообмена.

В реальных условиях хранения нефти в резервуарах коэффициент массоотдачи изменяется в широких пределах вследствие влияния внешних факторов, таких как скорость ветра, степень турбулентности газовой среды, а также температурные колебания. При увеличении коэффициента массоотдачи усиливаются процессы переноса вещества через межфазную границу, что приводит к увеличению скорости испарения лёгких углеводородов.

Для количественной оценки влияния коэффициента массоотдачи на плотность потока паров был выполнен расчёт при фиксированных значениях давления насыщенных паров нефти p_s=16,66 кПа и давления в газовой фазе ра=5 кПа. Результаты расчётов представлены на рисунке 2.3.

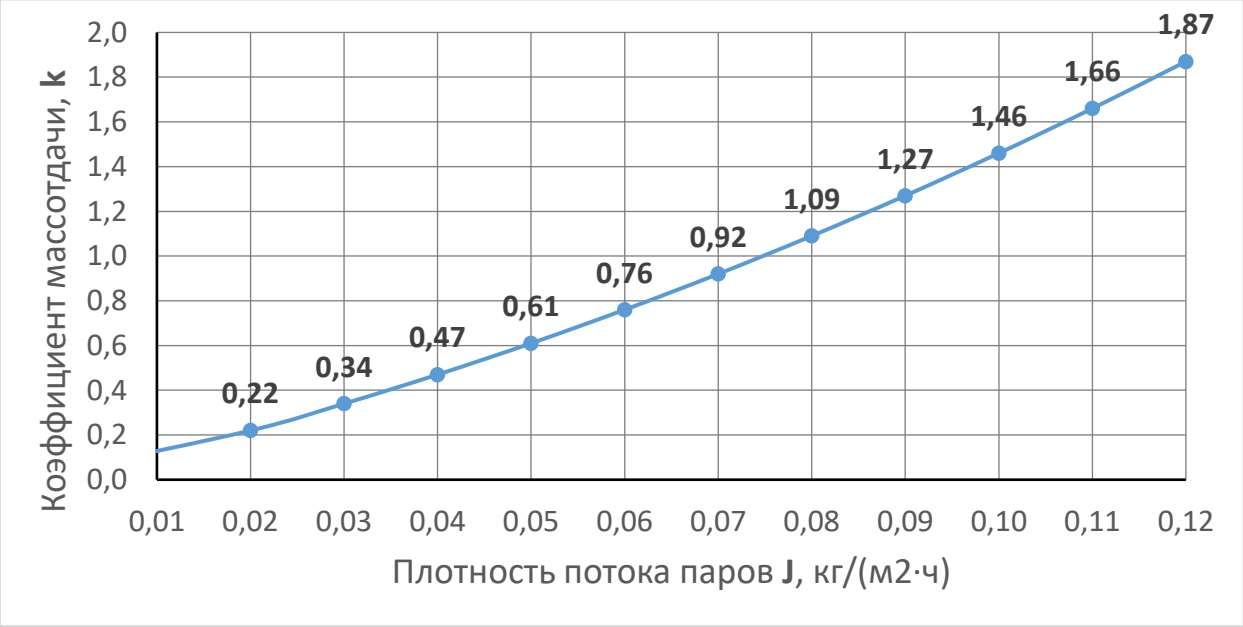


Рисунок 2.3. – Зависимость плотности потока паров нефти J от коэффициента массоотдачи k

Анализ полученных данных показывает, что с увеличением коэффициента массоотдачи наблюдается нелинейный рост плотности потока паров. Это связано с тем, что при увеличении интенсивности массообмена возрастает

эффективность переноса углеводородов в газовую фазу, что особенно характерно для условий повышенной температуры и турбулентного движения воздуха над поверхностью нефти.

Температура является одним из основных факторов, определяющих интенсивность испарения лёгких углеводородных фракций нефти. С увеличением температуры возрастает давление насыщенных паров нефти, что приводит к увеличению градиента давления между поверхностью жидкости и газовой фазой.

Для количественной оценки влияния температуры на плотность потока паров выполнен расчёт на основе уравнения массоотдачи J= $k(p_s - p_a)$, где в качестве постоянных параметров приняты коэффициент массоотдачи k=0,08 кг/(м²·ч·кПа) и давление в газовой фазе p_a=5 кПа.

Результаты расчётов показывают, что с повышением температуры наблюдается нелинейное увеличение плотности потока паров. При температурах до 25°C рост скорости испарения происходит относительно умеренно, однако при дальнейшем повышении температуры интенсивность испарения резко возрастает.

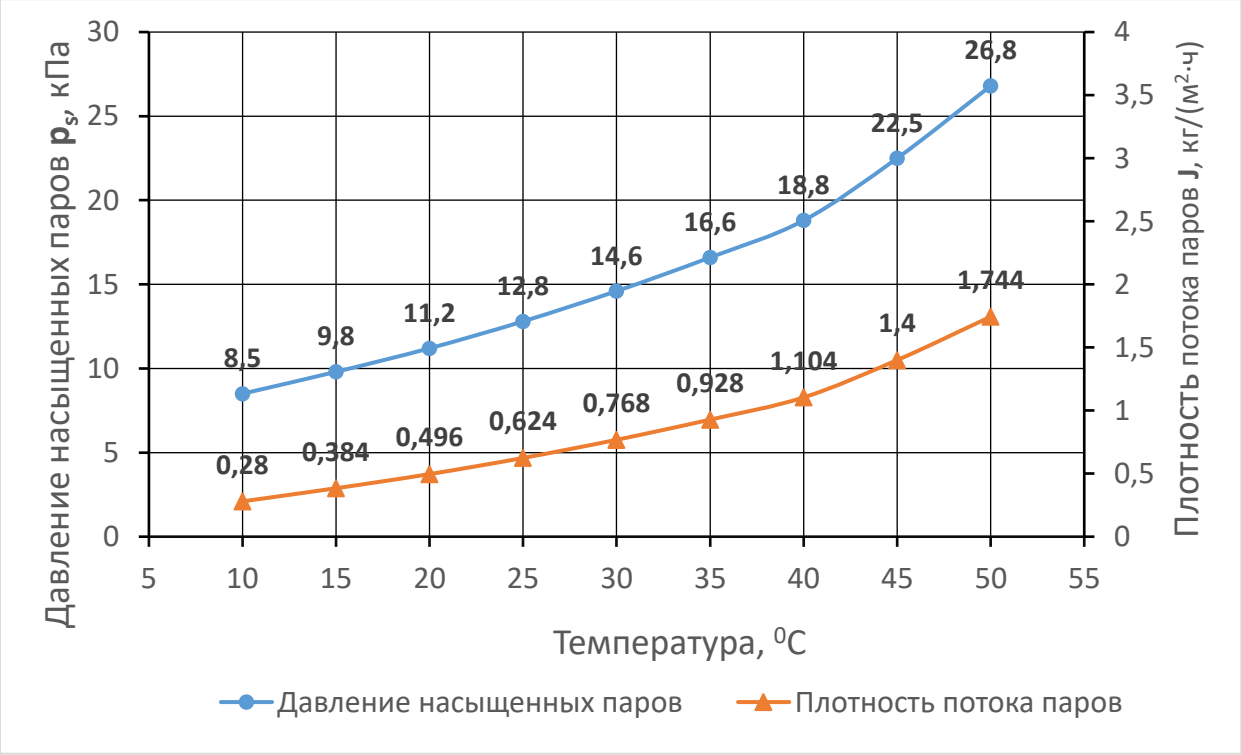


Рисунок 2.4. – Зависимость плотности потока паров нефти J от температуры

Особенно значительное увеличение скорости испарения наблюдается в диапазоне температур 30–50°C, что соответствует климатическим условиям северных районов Республики Таджикистан в летний период. В данных условиях потери нефти от испарения могут увеличиваться в 2 и более раз по сравнению с умеренными температурами.

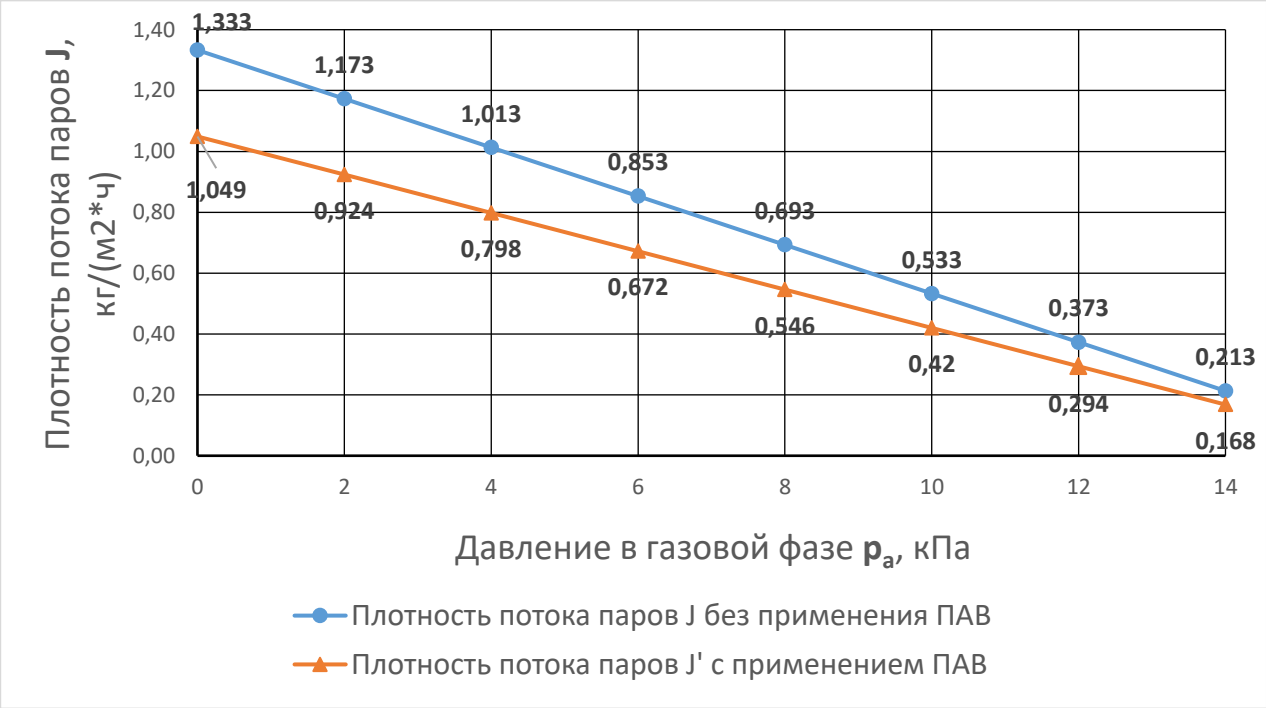


Рисунок 2.5. – Зависимость плотности потока паров нефти J без применения ПАВ и с его применением от давления в газовой фазе p_a

Применение ПАВ снижает показатель плотности потока паров p_s за счёт уменьшения активности поверхности и изменяет k, поскольку адсорбционная плёнка выступает дополнительным диффузионным сопротивлением. Тогда новое значение потока J′ можно выразить как:

$$J' = \frac{k}{1+\beta}(p_s - p_a) \qquad (2.6)$$

где β – коэффициент сопротивления межфазного слоя, зависящий от толщины и вязкости плёнки. При β=1–3 скорость испарения уменьшается на 30–60 % [2]. Учитывая снижение потерь лёгких углеводородов нефти с использованием раствора ПАВ на основе гидрооксида кальция, коэффициент β принимаем равным 0,27, а также приняты

- k=0.08 кг/(м²·ч·кПа)

- p_s=16.66 кПа
- p_a=5 кПа

Тогда без ПАВ:

$$J = 0.08\ (16.66-5) = 0.08 \cdot 11.66 = 0.933\ \text{кг/(м2·ч)}$$

С применением ПАВ при β=0.27:

$$J' = \frac{0.08}{1+0.27}(16{,}66-5)$$

$$J' = \frac{0.08}{1{,}27} \cdot 11{,}66$$

$$J' = 0{,}735\ \text{кг/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

На рисунке 2.5. представлен график зависимостей скорости испарения от давления в газовой фазе.

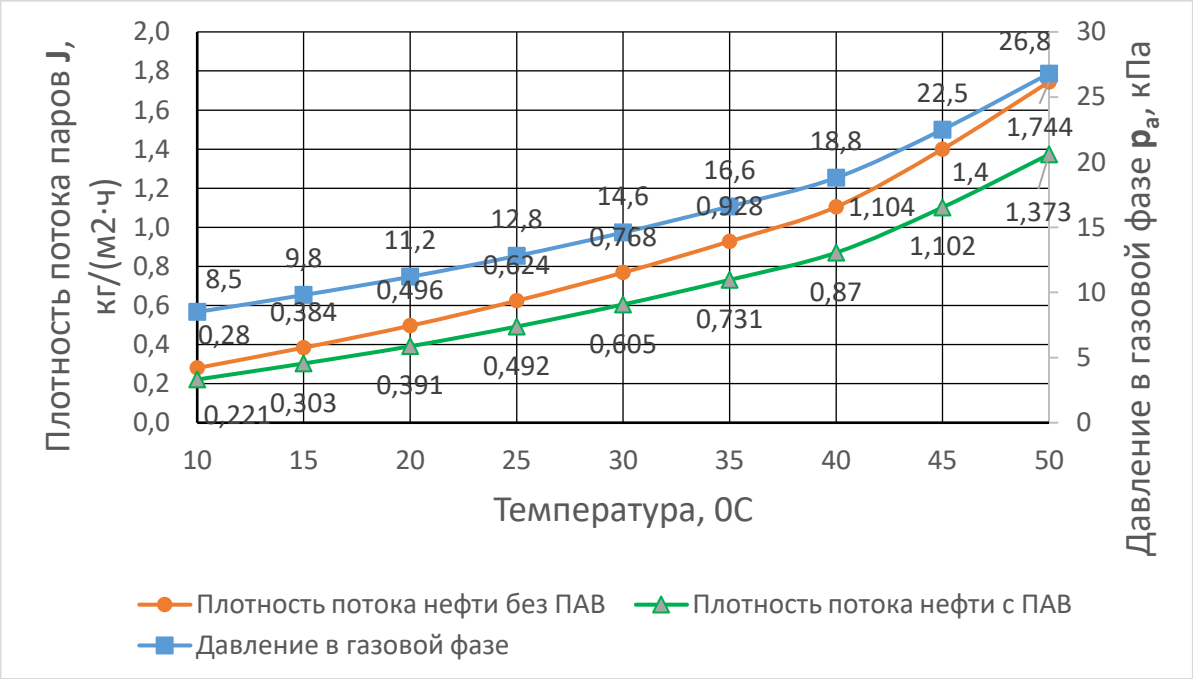


Рисунок 2.6. – Зависимость плотности потока паров нефти J без применения ПАВ и с его применением от температуры

На рисунке 2.6 приведены расчётные величины по определению зависимости плотности потока паров нефти от температуры.

Плёнки, образованные поверхностно-активными веществами, обладают рядом уникальных свойств [32]:

- **Самоорганизация.** Молекулы ПАВ ориентируются в пространстве, создавая минимальную энергию Гиббса поверхности;

- **Динамическая адсорбция.** При разрушении плёнки (например, из-за колебаний уровня нефти) она восстанавливается за счёт перераспределения молекул;
- **Теплостойкость.** Некоторые композиции (например, на основе полиэтиленгликолей и сульфонатов) сохраняют действие при 60–70 °C;
- **Химическая инертность.** ПАВ не вступают в реакцию с углеводородами нефти и не изменяют её фракционный состав.

Использование ПАВ основано на термодинамически устойчивом процессе адсорбции, не требующем внешнего источника энергии. Метод эффективен при любых объёмах хранения, так как регулирует межфазные взаимодействия без необходимости герметизации резервуара. Теоретические модели и расчёты показывают, что применение ПАВ приводит к снижению коэффициента массоотдачи и упругости паров нефти в среднем на 20–25 %, что делает его одним из наиболее перспективных направлений в области экологически безопасных технологий хранения нефти.

2.1.2. Физико-химические основы применения ПАВ для ограничения испарения

Упругость паров нефти является одной из ключевых характеристик, определяющих интенсивность испарения лёгких углеводородов при хранении. Чем выше давление насыщенных паров, тем больше доля летучих компонентов переходит из жидкой фазы в газовую. Снижение упругости паров позволяет уменьшить потери нефти, улучшить её стабильность и существенно снизить выбросы ЛОС в атмосферу [69].

Термодинамические основы упругости паров

Согласно законам Рауля и Генри, парциальное давление компонентов нефти над жидкой фазой зависит от их мольной доли и активности. Для многокомпонентной смеси выражение имеет вид:

$$P = \sum_i x_i P_i^0 \gamma_i, \tag{2.7}$$

где x_i – мольная доля компонента, Р– давление насыщенных паров чистого вещества, γ_i– коэффициент активности.

Расчёты по уравнению Рауля и Генри выполнены на основе расчётной модельной смеси, отражающей вклад основных летучих компонентов состава паров нефти в общее давление насыщенных паров.

Таблица 2.1. – Расчёт вклада компонентов в давление насыщенных паров нефти без ПАВ

Компонент	**x_i**	**P_i^0, кПа**	**γ_i**	**$x_i P_i^0 \gamma_i$, кПа**
Пентан	0.08	120	1.00	9.600
Гексан	0.12	42	1.05	5.292
Бензол	0.05	24	1.10	1.320
Толуол	0.05	8	1.12	0.448
Сумма давления насыщенных паров нефти				16,66

В таблице 2.1. приведены результаты расчёта вклада компонентов в давление насыщенных паров нефти без применения раствора ПАВ.

Следовательно, снижение упругости паров возможно при уменьшении активности летучих компонентов, что достигается введением ПАВ, изменяющих поверхностную энергию системы и взаимодействие углеводородов в приповерхностном слое.

Таблица 2.2. – Расчёт вклада компонентов в давление насыщенных паров нефти при наличии ПАВ

Компонент	**x_i**	**P_i^0, кПа**	**γ_i**	**$x_i P_i^0 \gamma_i$, кПа**
Пентан	0.08	120	0.79	7.584
Гексан	0.12	42	0.83	4.183
Бензол	0.05	24	0.86	1.032
Толуол	0.05	8	0.87	0.348
Сумма давления насыщенных паров нефти				13,147

В таблице 2.2 приведены данные расчёта вклада компонентов в давление насыщенных паров нефти при наличии раствора ПАВ [125].

Адсорбция ПАВ приводит к уменьшению свободной энергии Гиббса на границе фаз, что стабилизирует жидкость и препятствует выходу молекул в

газовую фазу. Эффект наиболее выражен при достижении монослойного покрытия поверхности нефти и равновесной концентрации ПАВ.

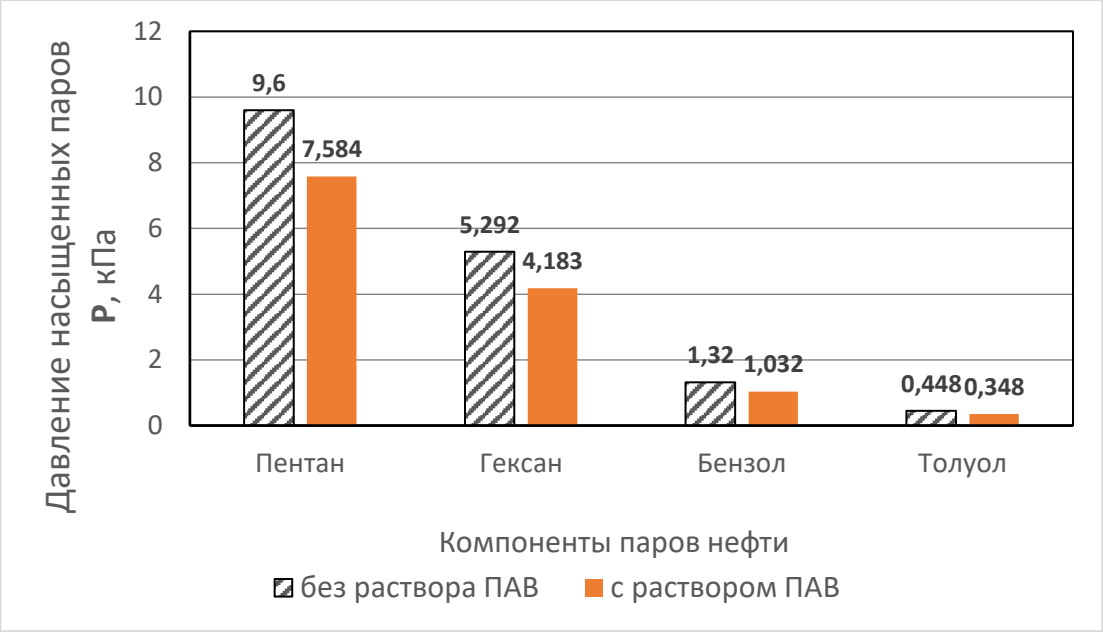


Рисунок 2.7. – Вклад отдельных компонентов в давление насыщенных паров нефти

На рисунке 2.7. показан график сравнения вклада отдельных компонентов в давление насыщенных паров нефти с раствором ПАВ и без него.

Для учёта влияния ПАВ принято, что формируемый поверхностный слой уменьшает эффективную активность летучих компонентов, что выражается в снижении коэффициентов активности γ_i. В результате расчёта установлено, что суммарное давление насыщенных паров уменьшается до 13.15 кПа, что соответствует снижению на 21.1%.

Наибольший вклад в давление насыщенных паров нефти вносят пентан и гексан, тогда как бензол и толуол, хотя и дают меньший вклад в общее давление, имеют важное экологическое значение из-за своей токсичности. Полученные результаты подтверждают, что применение ПАВ способствует снижению потерь нефти от испарения за счёт уменьшения вклада наиболее летучих компонентов в общее давление насыщенных паров.

Исходя из показателей снижения давления насыщенных паров нефти от использования раствора ПАВ следует и снижение коэффициента активности компонентов под его действием (рисунок 2.8).

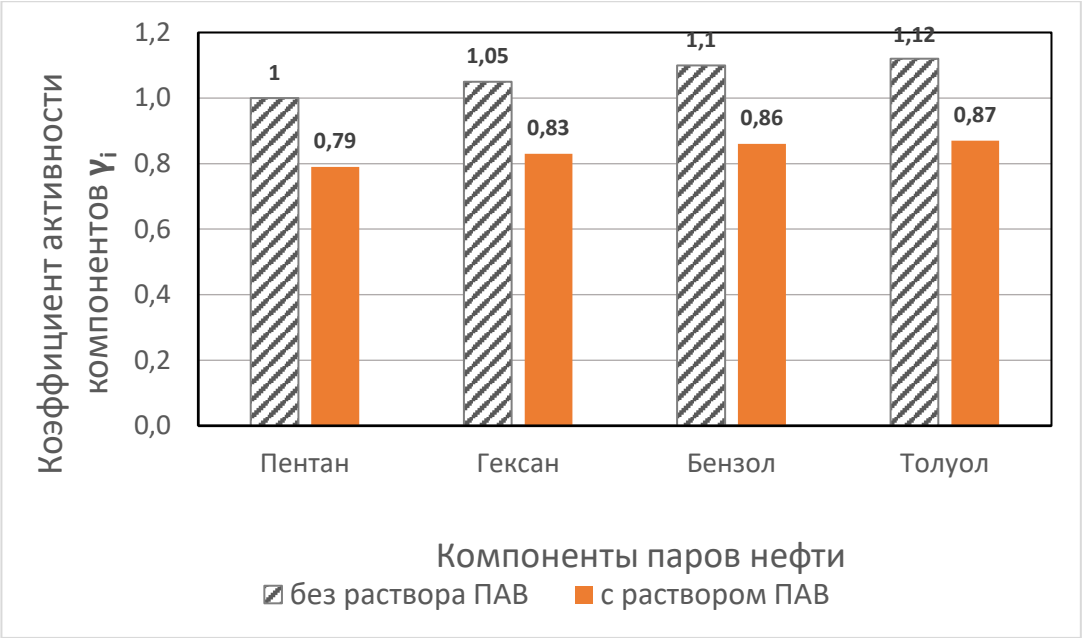


Рисунок 2.8. – Снижение коэффициента активности компонентов под действием ПАВ

В таблице 2.3. приведены типы ПАВ с показателями их эффективности на снижение давления насыщенных паров нефти от применения [125].

Таблица 2.3. - Зависимость эффективности от типа ПАВ

Тип ПАВ	**Механизм снижения упругости**	**Среднее снижение давления насыщенных паров, %**	**Примечание**
Анионные (сульфонаты, карбонаты)	Снижение межфазного натяжения	15–25	Оптимальны при 20–40 °C
Катионные (аммониевые соли)	Формирование плотной адсорбционной плёнки	25–35	Обладают биоцидной активностью
Неионогенные (этоксилаты, полиоксиэфиры)	Снижение активности летучих фракций и солюбилизация	30–45	Эффективны при повышенных температурах
Комплексные (ПАВ + Ca^{2+}/Mg^{2+})	Комбинированное действие: плёнкообразование + структурная вязкость	20–25	Высокая термостабильность

2.1.3. Методы исследования параметров и характеристик нефти в процессах подготовки и хранения нефти в резервуарах

Эффективное хранение нефти требует не только оптимальных инженерных решений, но и систематического контроля её физико-химических

свойств. Поэтому регулярное исследование характеристик нефти является необходимым условием обеспечения её качества, товарной пригодности и экологической безопасности [67].

К основным показателям, определяющим качество нефти при хранении и подлежат контролю, относят следующие физико-химические параметры:

- Плотность и вязкость, определяющие условия перекачки и испаряемость;
- Температура вспышки, характеризующая безопасность продукта;
- Давление насыщенных паров, отражающее склонность к испарению лёгких углеводородов;
- Содержание механических примесей и воды, влияющее на коррозионную активность и стабильность;
- Содержание серы, азота и кислорода, определяющее химическую устойчивость и экологические свойства нефти.

Изменение этих показателей во времени позволяет судить о характере протекающих процессов – испарении, дегазации, окислении и взаимодействии с материалом резервуара.

В настоящее время, на практике используют следующие методы определения физико-химических характеристик нефти [14]:

1. Определение плотности и вязкости проводится при помощи вискозиметров типа ВПЖ-2 или капиллярных приборов Оствальда. Эти показатели зависят от температуры и содержания лёгких фракций, поэтому измерения выполняются при строго фиксированных условиях (обычно при 20 °C) в соответствии с ГОСТ 33-2016.
2. Давление насыщенных паров нефти (ДНП) является одним из важнейших параметров, характеризующих испаряемость и потери при хранении. Оно измеряется в изотермических условиях при помощи приборов Рейда (по ГОСТ 1756-2000) или автоматических систем газоизмерения. Снижение ДНП свидетельствует об уменьшении содержания летучих компонентов в результате испарения.

3. Определение температуры вспышки и воспламенения проводится по методу Пенски-Мартенса (ГОСТ 6356-75) или Таг-Закса. Этот параметр используется для оценки пожароопасности нефти, особенно при проектировании систем вентиляции и дыхательных клапанов.

4. Исследование фракционного состава осуществляется с помощью дистилляционных установок (ГОСТ 2177-99) или газовой хроматографии, что позволяет определить содержание фракций, выкипающих при температурах до 150–200 °C. Эти данные применяются при расчётах потерь лёгких фракций и оценке их вклада в испарение.

5. Определение содержания воды и механических примесей выполняется центрифугированием, термогравиметрическим анализом или по методу Дина-Старка.

6. Определение серы и азота производится методом элементного анализа или ИК-спектроскопии. Названные параметры имеют не только технологическое, но и экологическое значение, так как определяют токсичность и способность нефти образовывать сернистые выбросы [76].

В качестве лабораторного приспособления использованы высокоточные аналитические оборудования (Ultratermostat UTM-U10, прибор Бомба-Рейда) что позволило проводить исследования в соответствии с международными стандартами ASTM, ISO и ГОСТ:

- **Газовая хроматография** (Agilent, Chromatec Crystal) – для анализа состава лёгких углеводородов и оценки их потерь;
- **Инфракрасная спектроскопия (ИК-Фурье)** – для определения кислородсодержащих соединений и продуктов окисления;
- **Масс-спектрометрия** – для количественного анализа индивидуальных компонентов нефти;
- **Методы термогравиметрического анализа** – для изучения потерь массы при нагреве и испарении;
- **Оптические и лазерные методы контроля паров нефти** – для мониторинга концентраций ЛОС в газовой фазе резервуара.

Данные методы обеспечивают высокую точность и позволяют отслеживать динамику испарения нефти во времени.

Экологический аспект лабораторных исследований

Современные подходы к исследованию нефти при хранении предполагают не только контроль её технологических параметров, но и оценку экологического риска. При превышении концентраций углеводородов в паровой фазе, сточных или конденсационных водах проводятся дополнительные анализы: определение содержания нефтепродуктов по ИК-методу, биохимическое потребление кислорода ($БПК_5$), химическое потребление кислорода (ХПК) и токсикологические тесты.

Применение этих методов позволяет оценить не только эффективность хранения, но и степень влияния технологических процессов на окружающую среду. Полученные данные используются для корректировки режимов вентиляции, дозирования поверхностно-активных веществ и разработки мероприятий по минимизации выбросов [15, 48].

Таким образом, методы исследования параметров нефти в процессах подготовки и хранения представляют собой комплекс физико-химических, аналитических и экологических подходов. Их использование позволяет не только обеспечивать сохранность нефти и минимизировать потери, но и выполнять надёжную оценку экологической безопасности функционирования резервуарных систем [15, 57].

2.2. Изучение свойств поверхностно-активных веществ на основе K, Na и Li на давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов

В научной работе исследователя Фархана М.М. приведено «По результатам проведённых исследований на модельной среде было установлено, что закономерности влияния поверхностно-активных веществ на упругость насыщенных паров в модельной системе (бензине) аналогичны процессам, наблюдаемым в нефти. В связи с этим ниже представлены результаты серии

аналогичных экспериментальных исследований, выполненных непосредственно на нефтяной среде» [129, с. 64-65].

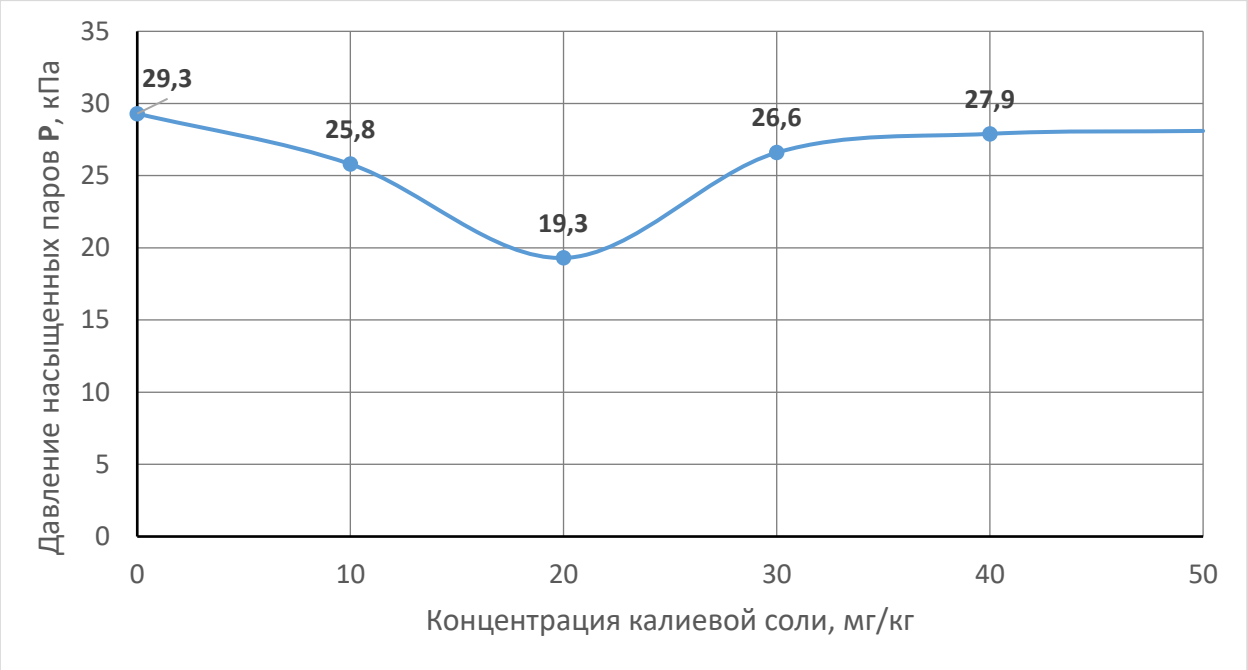


Рисунок 2.9. – Зависимость давления насыщенных паров нефти от концентрации CnH2n+1COOK

На рисунке 2.9 представлены результаты исследования влияния калиевых солей СЖК на давление насыщенных паров нефти.

По полученным данным установлено, что превышение оптимальной концентрации приводит к ассоциации молекул ПАВ тем самым увеличивая эффективную поверхность испарения.

2.3. Влияние поверхностно-активных веществ на основе Ca и Mg на давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов

Создание плёночного покрытия позволяет значительно снизить испарение легких углеводородных фракций, которые традиционно теряются при хранении нефти и нефтепродуктов в открытых или закрытых резервуарах. Благодаря этому методу происходит сокращение объемных потерь продукции, что не только положительно влияет на экологическую безопасность, но и способствует повышению экономической эффективности процессов хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Кроме того, использование ПАВ в качестве барьерного слоя не влияет на качество и химический состав основного продукта, что делает данный метод безопасным и универсальным.

Метод может применяться в различных климатических условиях и адаптирован для работы как в стандартных резервуарах, так и в специализированных емкостях для хранения нефти и нефтепродуктов. Предложенное изобретение может найти широкое применение на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, а также на объектах хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Внедрение данного метода позволяет существенно сократить эксплуатационные затраты, связанные с потерями при испарении, и снизить нагрузку на системы вентиляции резервуаров, что делает его высокоэффективным решением для предприятий.

При опорожнении нефтяных резервуаров и их последующем заполнении происходят существенные потери лёгких углеводородных фракций, что сопровождается значительным экономическим ущербом и негативным воздействием на окружающую среду [125].

Известно, что снижение упругости насыщенных паров бензина может быть достигнуто путём введения присадки состава [CnH2n+1COO]2Ni, где n = 10–16 [11]. Однако использование никельсодержащих соединений в составе нефти является нежелательным, поскольку присутствие никеля отрицательно влияет на процессы последующей переработки, в частности на эффективность каталитического крекинга.

Нами было установлено «Известен способ уменьшения потерь лёгких углеводородов от испарения, основанный на введении присадки состава $[CnH2n+1COO]_2Zn$ (где n = 10–16) в концентрации 0,000925–0,001 %, применяемой для сокращения потерь бензина» [95, 100, с. 183].

Недостатком данного метода является отрицательное воздействие цинксодержащей присадки на физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов, что может приводить к образованию нежелательных побочных продуктов, в том числе осадков и смолистых соединений. Кроме того, наличие цинка способно оказывать неблагоприятное влияние на металлические элементы резервуарного оборудования, включая сварные соединения, что потенциально может способствовать ускорению

коррозионных процессов, снижению прочностных характеристик и ухудшению защитных свойств стального корпуса резервуара.

Относительно полученных данных установлено «Наиболее близким способом является способ снижения потерь лёгких углеводородов нефти и нефтепродуктов путём ввода в неё 18-22 мг/кг присадки, представляющей собой $C_nH_{2n+1}COOK$, где n=10-16. Недостатками такого способа снижения потерь лёгких углеводородов нефти и нефтепродуктов является повышенная щелочность. Калий является высокореактивным металлом, особенно в присутствии воды, что может ограничить его применение. Помимо этого, калий при утечке может вызвать значительное загрязнение водных объектов, а также вызвать ненужные побочные реакции из-за своей химической активности. Сокращение потерь лёгких углеводородов путём ввода в неё раствор поверхностно-активных веществ с добавлением присадки на основе гидрооксидов Ca и Mg является более совершенным методом а также обладает рядом преимуществ» [96, 100, с. 183].

Ниже приведены формулы реакция растворов ПАВ (формула 2.8, формула 2.9):

$$\mathbf{2C_nH_{2n+1}COOH + Ca(OH)_2 \rightarrow (C_nH_{2n+1}COO)_2Ca + 2H_2O} \quad (2.8)$$

$$\mathbf{2C_nH_{2n+1}COOH + Mg(OH)_2 \rightarrow (C_nH_{2n+1}COO)_2Ca + 2H_2O} \quad (2.9)$$

Данный метод выгодно отличается от известных решений за счет использования плёночной жидкости на основе ПАВ, что обеспечивает простоту применения, гибкость и высокую эффективность снижения потерь при испарении.

В основе данного технического решения лежит использование раствора ПАВ, которые, при введении на поверхность нефти или нефтепродукта в резервуаре, образуют стабильную плёночную жидкость. Эта пленка создается на границе раздела фаз нефти (или нефтепродукта) и воздуха и служит барьером, препятствующим испарению легких углеводородов в окружающую среду.



Рисунок 2.10. – Показатели эффективности присадки на упругость паров нефти

Для проверки эффективности разработанного раствора ПАВ, проведены лабораторные эксперименты проводились на базе Горно-металлургического института Таджикистана. В рамках опытов использовалась нефть с плотностью 840 кг/м³. Основными критериями оценки эффективности раствора являлись снижение испарения лёгких углеводородов, а также сохранение физических и химических свойств нефти. Эффективность присадки определена из данных по ее влиянию на упругость паров нефти, приведёна на рисунке 2.10 [16-А].

Определение давления насыщенных паров проводили по ГОСТ 1756-2000.

По графику на рисунке 2.10 установлено, что при концентрации присадки от 15 до 25 мг/кг давление насыщенных паров нефти минимально, что подтверждает вышеприведённый механизм изменения давления.

При низких температурах растворы ПАВ на основе LiOH, NaOH и KOH обеспечивают заметное снижение давления насыщенных паров нефти. Однако при повышении температуры их эффективность уменьшается, что выражается в более резком росте давления насыщенных паров. Разработанная композиция ПАВ на основе $Ca(OH)_2$ демонстрирует более устойчивое действие в области повышенных температур и обеспечивает

наименьшее давление насыщенных паров, что подтверждает её преимущество для условий жаркого климата Северного Таджикистана.

Сравнительный анализ раствора ПАВ по сравнению с другими аналогами приведены на рисунке 2.11.

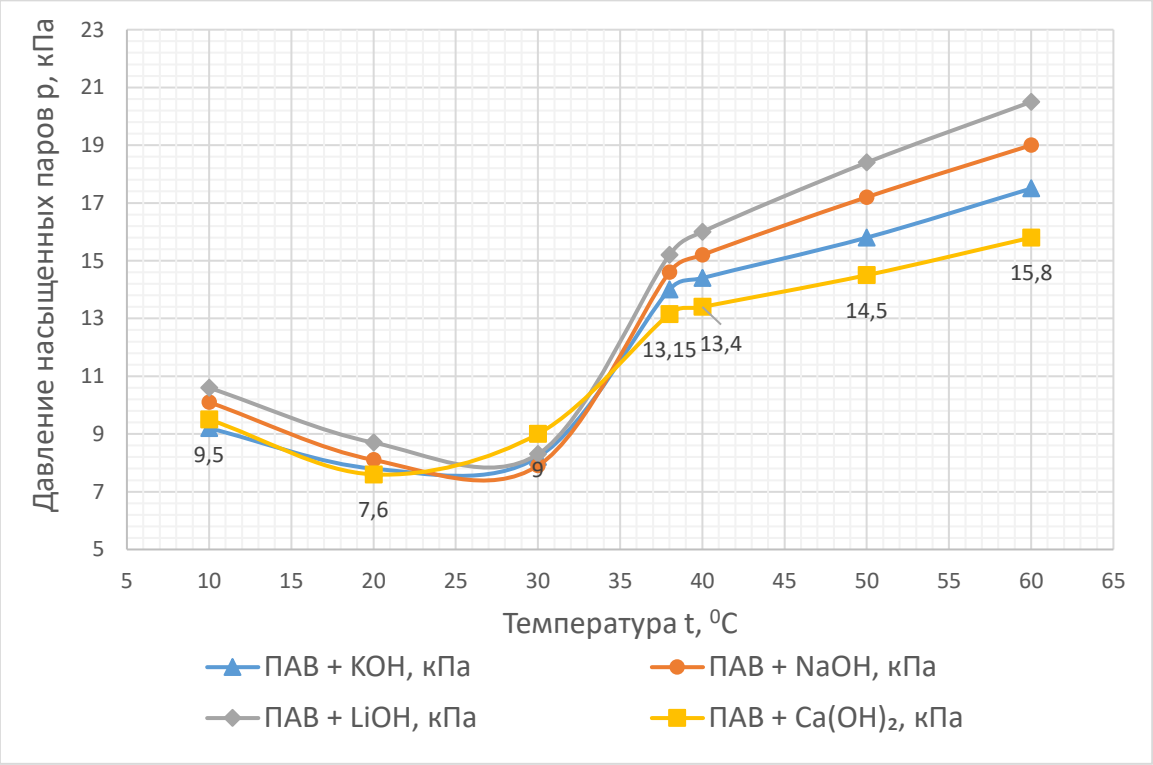


Рисунок 2.11. – Зависимость давления насыщенных паров нефти от температуры при использовании различных растворов ПАВ

Анализ расчётно-модельной зависимости давления насыщенных паров нефти от температуры при использовании различных растворов ПАВ показывает, что все исследуемые композиции способны снижать давление насыщенных паров в области низких температур. Однако с повышением температуры эффективность аналогов на основе гидроксидов лития, натрия и калия постепенно снижается, что сопровождается более интенсивным ростом давления насыщенных паров нефти. В отличие от них, разработанный раствор ПАВ на основе гидроксида кальция демонстрирует более устойчивые защитные свойства в широком температурном диапазоне и обеспечивает наименьшие значения давления насыщенных паров при повышенных температурах. Это свидетельствует о формировании более стабильного

межфазного защитного слоя, повышающего сопротивление массообмену между жидкой и газовой фазами.

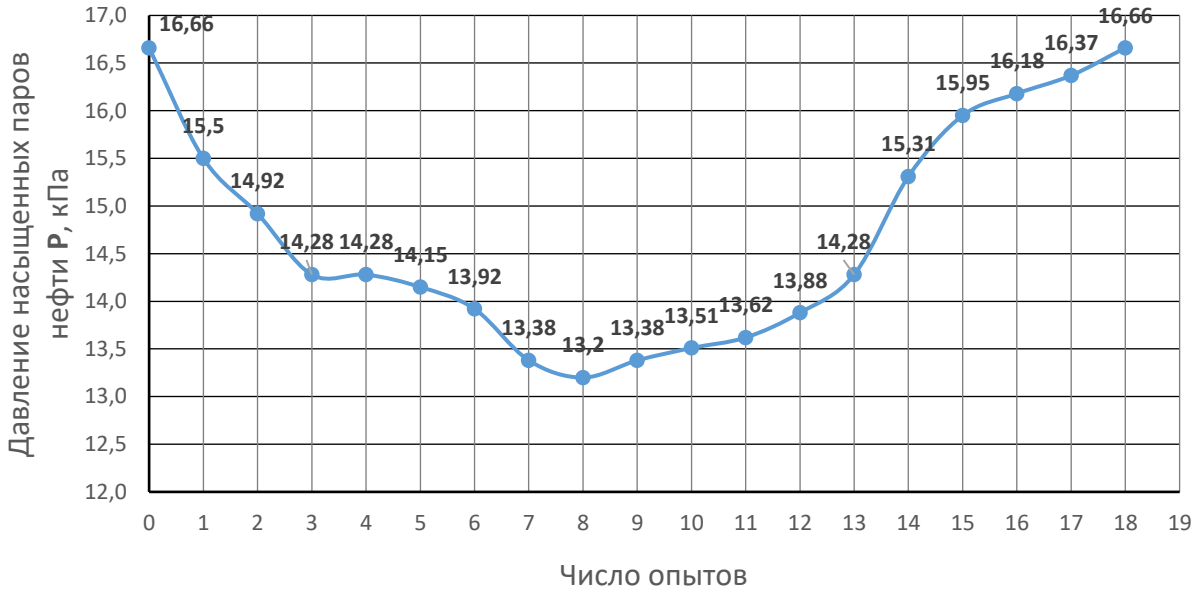


Рисунок 2.12. – Результаты влияния присадки при замене жидкости

Далее проводились опыты по последовательной замене в резервуаре нижнего слоя (90% общего столба нефти) на нефть без присадки при концентрации присадки при вводе в первый раз 20 мг/кг. Результаты опыта приведены на рисунке 2.12.

Из рисунка 2.12 установлено, что в результате концентрирования присадки в поверхностном слое ее действие проявляется в 7-11 последовательных заполнениях резервуара [16-А**Ошибка! Источник ссылки не найден.**]. Данное явление происходит потому, что при каждом заполнении и разгрузке резервуара, определённая часть объёма раствора ПАВ расходуется вместе с нефтью и некоторое количество осаждается на её стенках.

Способ может применяться в различных климатических условиях и адаптирован для работы, как в стандартных резервуарах, так и в специализированных емкостях для хранения нефти и нефтепродуктов. Предложенное изобретение может найти широкое применение на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, а также на объектах хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Внедрение данного метода позволяет существенно сократить эксплуатационные затраты,

связанные с потерями при испарении, и снизить нагрузку на системы вентиляции резервуаров, что делает его высокоэффективным решением для предприятий.

2.4. Практические измерения, расчёты и определение оптимальных значений раствора поверхностно-активных веществ

2.4.1. Определение оптимальной дозировки присадки на основе $Ca(OH)_2$

Для количественной оценки эффективности разработанного раствора поверхностно-активных веществ в настоящей работе проведена серия лабораторных исследований по определению давления насыщенных паров нефти при различных концентрациях присадки. Основной целью экспериментов являлось установление зависимости давления насыщенных паров от концентрации присадки и определение оптимального диапазона её содержания в рабочем растворе.

Измерение давления насыщенных паров проводилось в соответствии с требованиями ГОСТ 1756-2000, регламентирующего метод определения давления насыщенных паров нефти и нефтепродуктов. Согласно данному стандарту испытания выполняются при температуре 37,8 °C, поддерживаемой в термостатируемой системе с высокой точностью. В процессе проведения экспериментов температурный режим поддерживался на уровне около 38 °C, что соответствует требованиям стандартной методики.

В ходе эксперимента образцы нефти помещались в измерительный прибор, где создавались условия термодинамического равновесия между жидкой и паровой фазами. После достижения равновесного состояния регистрировалось давление паров нефти, которое характеризует её склонность к испарению. Чем ниже значение давления насыщенных паров, тем ниже интенсивность испарения лёгких углеводородов.

Для определения степени влияния присадки на давление насыщенных паров нефти, в образцы вводилось различное количество раствора поверхностно-активных веществ. Концентрация присадки изменялась в диапазоне от 0 до 40

мг/кг, что позволило охватить как область низких концентраций, так и область возможного перенасыщения раствора активным компонентом.

Полученные результаты представлены на рисунке 2.10. Анализ экспериментальных данных показывает, что введение присадки приводит к снижению давления насыщенных паров нефти. При отсутствии присадки давление насыщенных паров составляет 16,66 кПа. По мере увеличения концентрации присадки данный показатель уменьшается и достигает минимального значения 13,15 кПа при концентрации 20 мг/кг [16-А**Ошибка! И сточник ссылки не найден.**].

Для более наглядной интерпретации результатов, экспериментальные данные были представлены в виде графической зависимости давления насыщенных паров нефти от концентрации присадки (см. рисунок 2.10).

При дальнейшем увеличении концентрации присадки выше 25 мг/кг наблюдается постепенное увеличение давления насыщенных паров. Данное явление может быть связано с изменением структуры поверхностного слоя нефти и частичным нарушением равномерности распределения компонентов раствора ПАВ.

Дополнительные эксперименты были проведены для оценки устойчивости действия присадки при последовательной замене нефти в резервуаре. В ходе испытаний нижняя часть нефтяного столба (около 90 % общего объёма) постепенно заменялась свежей нефтью без присадки. Результаты опытов приведены на рисунке 2.12.

Анализ полученных данных показывает, что даже при значительной замене объёма нефти давление насыщенных паров остаётся существенно ниже исходного уровня. Это объясняется тем, что раствор ПАВ обладает способностью концентрироваться в верхнем слое нефтяного столба. Благодаря этому присадка продолжает выполнять свою функцию даже после частичного обновления содержимого резервуара.

Из результатов эксперимента следует, что заметное снижение давления насыщенных паров сохраняется на протяжении 7–11 последовательных циклов

замены нефти, после чего показатели постепенно возвращаются к исходным значениям [4-А]. Данный результат свидетельствует о высокой устойчивости действия разработанной присадки и её способности сохранять эффективность в течение длительного времени.

Полученные экспериментальные данные позволяют сделать вывод о том, что оптимальный диапазон концентраций присадки составляет 15–25 мг/кг, при этом наиболее эффективным значением является концентрация около 20 мг/кг. Именно это значение может быть использовано в дальнейшем при инженерных расчётах количества раствора, необходимого для обработки резервуаров промышленного объёма.

2.4.2. Расчёт требуемого количества присадки и объёма рабочего раствора

Одним из важнейших этапов практического применения разработанного способа снижения потерь лёгких углеводородов является определение необходимого количества присадки и объёма рабочего раствора для обработки нефти в резервуаре промышленного объёма. В качестве расчётного объекта в настоящей работе принят вертикальный стальной резервуар типа РВС-2000, который широко используется для хранения нефти и нефтепродуктов. Для типового РВС-2000 в открытых технических описаниях указываются внутренний диаметр около 15,18 м и высота стенки около 12,0 м, что соответствует номинальному объёму 2000 м³. Такие параметры согласуются с типовыми конструктивными решениями резервуаров данного класса по ГОСТ 31385.

В проведённых лабораторных исследованиях, выполненных по методике определения давления насыщенных паров нефтепродуктов согласно ГОСТ 1756-2000, установлено, что наименьшее экспериментальное значение наблюдалось при дозировке 20 мг/кг. Сам стандарт распространяется на определение давления насыщенных паров летучей сырой нефти и летучих нефтепродуктов и проводится при температуре порядка 37,8 °C.

Для последующих расчётов в настоящей работе в качестве расчётно-оптимальной дозировки принимается именно значение q = 20 мг/кг.

Такой выбор обоснован тем, что именно при данной концентрации по результатам лабораторных испытаний достигнуто минимальное давление насыщенных паров нефти – 13,15 кПа против 16,66 кПа у исходной нефти без присадки. Следовательно, относительное снижение давления насыщенных паров составило:

$$\Delta P = \frac{16{,}66-13{,}15}{16{,}66} \cdot 100 = 21{,}07\% \qquad (2.10)$$

Полученный результат свидетельствует о высокой эффективности выбранной дозировки и позволяет использовать её в качестве базовой при расчётах для резервуаров промышленного назначения.

Расчёт массы нефти в резервуаре

В качестве примера принимаем резервуар РВС-2000, объём которого равен 2000 м^3.

Для расчёта количества присадки необходимо определить массу нефти, находящейся в резервуаре. Плотность нефтей Таджикистана варьируется в пределах 0,8 до 0,91 г/см^3 или т/м^3. Поскольку плотность нефти может изменяться в зависимости от месторождения, фракционного состава и температуры, для расчётного примера принимается значение: ρ=0,85 т/м^3, что соответствует средней нефти, характерной для практики хранения и подготовки углеводородного сырья.

Тогда масса нефти в резервуаре составит:

$$m_н = V_р \cdot \rho = 2000 \cdot 0{,}85 = 1700 \text{ т} = 1\ 700\ 000 \text{ кг}$$

В целях безопасности и уменьшения риска образования аварийных ситуаций на производстве, степень заполнения резервуаров типа РВС-2000 составляет 70-80%. Следовательно масса нефти учитывая степень заполнения резервуара составляет в пределах от 1190 до 1360 т.

В отличие от тонких молекулярных плёнок, характерных для некоторых ингибиторов испарения, рассматриваемый раствор образует слой жидкости

определённой толщины, внутри которого происходит распределение поверхностно-активных компонентов.

Для расчётов принимается, что толщина такого слоя составляет δ=0.1 м что соответствует 10 см.

Площадь поверхности нефти в резервуаре определяется по формуле площади круга

$$F = \frac{\pi D^2}{4} \quad (2.11)$$

Подставляя значение диаметра резервуара

$$F = \frac{3.1416 \cdot 15{,}18^2}{4} = 181 \text{ м}^2$$

Расчёт объёма поверхностного слоя раствора

Объём поверхностного слоя раствора определяется произведением площади поверхности нефти на толщину слоя:

$$Vp=F\cdot\delta \quad (2.12)$$

Подставляя полученные значения

$$Vp=181\cdot0.1 =18{,}1\text{м}^3$$

Таким образом, объём раствора, необходимый для формирования поверхностного активного слоя толщиной **10 см**, составляет:

$$Vp\approx18 \text{ м}^3$$

или

$$Vp\approx18\,000 \text{ л}$$

Расчёт массы рабочего раствора

Плотность рабочего раствора ПАВ, согласно экспериментальным наблюдениям составляет $\rho_р$=650–680 кг/м^3. Для расчётов принимаем среднее значение $\rho_р$=670 кг/м^3

Масса рабочего раствора определяется по формуле

$$m_р=Vp\cdot\rho_р \quad (2.13)$$

Подставляя полученные значения

$$m_p = 18.1 \cdot 670 \approx 12127 кг$$

Следовательно, масса раствора составит приблизительно $m_p \approx 12.1$т.

Полученные результаты показывают, что для формирования поверхностного активного слоя толщиной около 0.1 м в резервуаре РВС-2000 требуется примерно 18 м³ рабочего раствора ПАВ. При плотности раствора около 670 кг/м³ масса такого объёма раствора составит около 12 тонн.

Для оценки возможности практического применения раствора ПАВ в резервуарах различного объёма были выполнены расчёты массы рабочего раствора для резервуаров типов РВС-1000, РВС-2000, РВС-5000 и РВС-10000.

По результатам расчётов установлено, что с увеличением объёма резервуара масса рабочего раствора ПАВ возрастает нелинейно, что объясняется увеличением площади поверхности нефтяного зеркала. Для резервуара РВС-1000 масса рабочего раствора составляет около 4871,3 кг, для РВС-2000 — 12125,7 кг, для РВС-5000 — 32726,8 кг, а для РВС-10000 — 61548,4 кг.

На рисунке 2.13. приведён график зависимости массы раствора ПАВ от объёма резервуара.

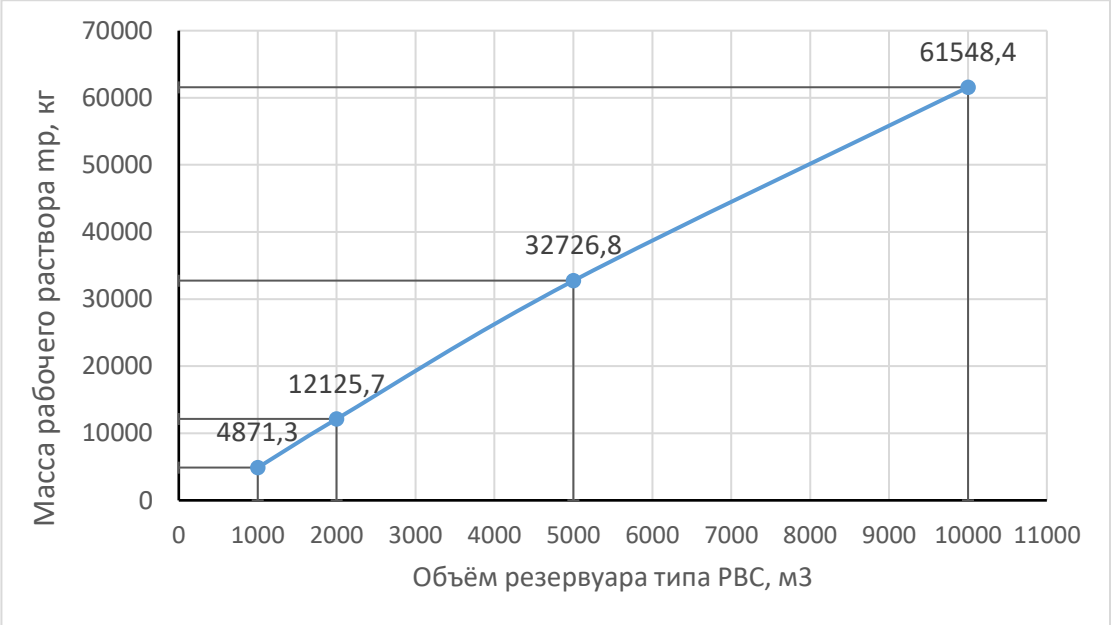


Рисунок 2.13. – Зависимость массы раствора ПАВ от объёма резервуара

В таблице 2.4 приведены основные параметры различных резервуаров типа РВС и объём поверхностного слоя раствора ПАВ. Несмотря на относительно

небольшое содержание активного компонента, его эффективность объясняется высокой поверхностной активностью кальциевых солей жирных кислот, которые способны концентрироваться в поверхностном слое нефти и существенно снижать интенсивность испарения лёгких углеводородов.

Таблица 2.4. – Параметры различных резервуаров типа РВС для применения ПАВ

Тип резервуара	Диаметр D, м	Площадь зеркала нефти F, м²	Объём поверхностного слоя V_p, м³	Масса рабочего раствора m_p, кг
РВС-1000	10.43	85.439	8.544	5724.4
РВС-2000	15.18	180.981	18.098	12125.7
РВС-5000	22.80	408.281	40.828	27354.9
РВС-10000	34.20	918.633	91.863	61548.4

Таким образом, даже небольшое количество активного вещества, распределённое в поверхностном слое нефти, может обеспечить значительное снижение давления насыщенных паров и уменьшение потерь нефти при хранении. Полученные значения могут быть использованы в качестве исходных данных для дальнейшей оценки снижения испарительных потерь нефти и определения экономической эффективности применения разработанной технологии.

2.4.3. Оценка снижения потерь лёгких углеводородов при хранении нефти в условиях северных районов Таджикистана

Одним из основных факторов, определяющих величину потерь нефти при её хранении в резервуарах, является испарение лёгких углеводородных фракций. Этот процесс сопровождается образованием паров углеводородов в газовом пространстве резервуара и их последующим удалением в атмосферу в результате так называемых «дыханий» резервуара. Интенсивность испарения определяется целым рядом факторов, среди которых наибольшее значение имеют температура окружающей среды, давление насыщенных паров нефти, состав углеводородной смеси, а также конструктивные особенности резервуаров.

Особую роль в формировании испарительных потерь играет температурный режим эксплуатации резервуаров. При повышении температуры увеличивается давление насыщенных паров нефти, что приводит к росту концентрации углеводородных паров в газовом пространстве резервуара и, как следствие, к увеличению количества испаряющихся лёгких фракций.

Климатические условия Республики Таджикистан, особенно её северных районов, характеризуются высокой контрастностью температур в течение года и жарким сухим летом. Согласно климатическим данным, средняя температура воздуха в летние месяцы может достигать 30–35 °C, а максимальные значения в отдельных районах превышают 45–50 °C. При таких температурах интенсивность испарения нефти существенно возрастает по сравнению с регионами с умеренным климатом. Повышенная солнечная радиация и низкая влажность воздуха дополнительно усиливают данный процесс [117].

В связи с этим оценка испарительных потерь нефти для резервуаров, расположенных в условиях Северного Таджикистана, должна учитывать влияние повышенных температур. Для резервуаров типа РВС-2000, используемых для хранения нефти и нефтепродуктов, ориентировочные годовые потери нефти в умеренных климатических условиях могут составлять около 7.5 т/год. Однако в условиях жаркого климата данные потери могут существенно возрастать.

Для учёта влияния климатических условий вводится коэффициент, отражающий увеличение интенсивности испарения при повышенных температурах окружающей среды, который равен $K_к$=2.0÷2.5

Таблица 2.5. – Расчёт потерь нефти по месяцам для резервуара РВС-2000

Месяц	T, °C	p_s, кПа	Условный показатель испарения (p_s-p_a)	Потери, т/год при базе 15,0	Потери, т/год при базе 18,75
Январь	2	6.42	1.42	0.321	0.402
Февраль	5	7.20	2.20	0.498	0.622
Март	11	8.76	3.76	0.851	1.063
Апрель	17	10.36	5.36	1.213	1.516

Продолжение таблицы 2.5.

Май	23	12.16	7.16	1.620	2.025
Июнь	28	13.88	8.88	2.009	2.511
Июль	31	15.00	10.00	2.262	2.828
Август	29	14.24	9.24	2.090	2.613
Сентябрь	24	12.48	7.48	1.692	2.115
Октябрь	17	10.36	5.36	1.213	1.516
Ноябрь	10	8.50	3.50	0.792	0.990
Декабрь	4	6.94	1.94	0.439	0.549

Тогда расчётные годовые потери нефти без применения специальных технологий снижения испарения можно определить по формуле [110]:

$$G_к = G_0 \cdot K_к \quad (2.14)$$

где: $G_к$ – потери нефти с учётом климатических условий, т/год;

G_0 – базовые потери нефти в умеренном климате, т/год;

$K_к$ – климатический коэффициент.

Подставляя исходные значения, получим:

при $K_к$=2.0

$$Gк = 7.5 \cdot 2.0 = 15.0 \text{ т/год}$$

при $K_к$=2.5

$$Gк = 7.5 \cdot 2.5 = 18.75 \text{ т/год}$$

Таким образом, для резервуара РВС-2000, эксплуатируемого в условиях северных районов Таджикистана, ориентировочные годовые потери нефти могут составлять 15.0–18.75 т/год.

Результаты расчётов показали, что минимальные потери нефти от испарения наблюдаются в зимний период и составляют 1.26–1.57 т/год, тогда как в летний период они возрастают до 6.36–7.95 т/год.

Наиболее интенсивное испарение приходится на июнь, июль и август, причём максимальные значения достигаются в июле и составляют 2.26–2.83 т/год. Весенние и осенние потери имеют близкие значения и составляют соответственно 3.68–4.60 т/год и 3.70–4.62 т/год.

На рисунке 2.14 приведены результаты расчёта годовых потерь нефти от испарения по месяцам.

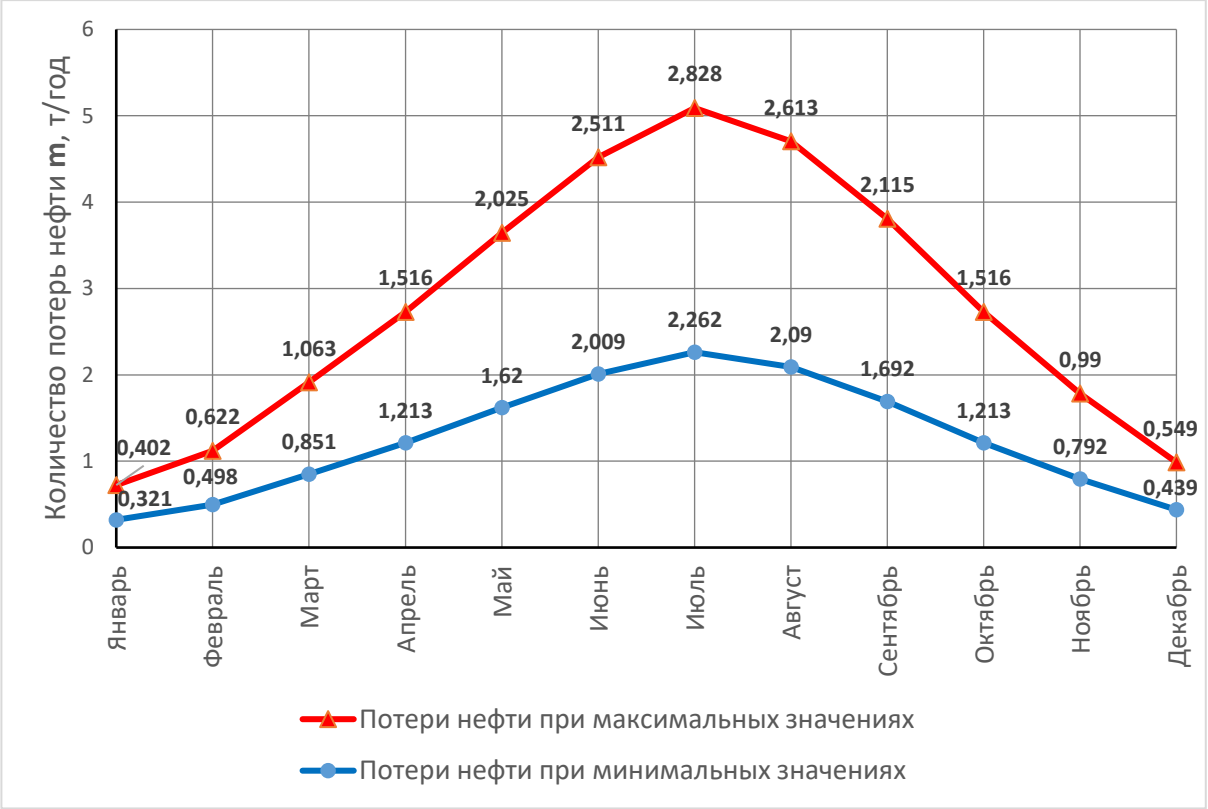


Рисунок 2.14 – Показатели годовых потерь нефти от испарения по месяцам

Лабораторные исследования, выполненные в предыдущих разделах работы, показали, что введение раствора поверхностно-активных веществ с добавлением гидроксида кальция приводит к снижению давления насыщенных паров нефти со значения P_0=16,66 кПа без добавления присадки до значения P_1=13,15 кПа с добавлением присадки в концентрации 20 мг/кг.

Исходы из данных расчёта, можно выделить сезонные потери нефти от испарения (см. рисунок 2.15).

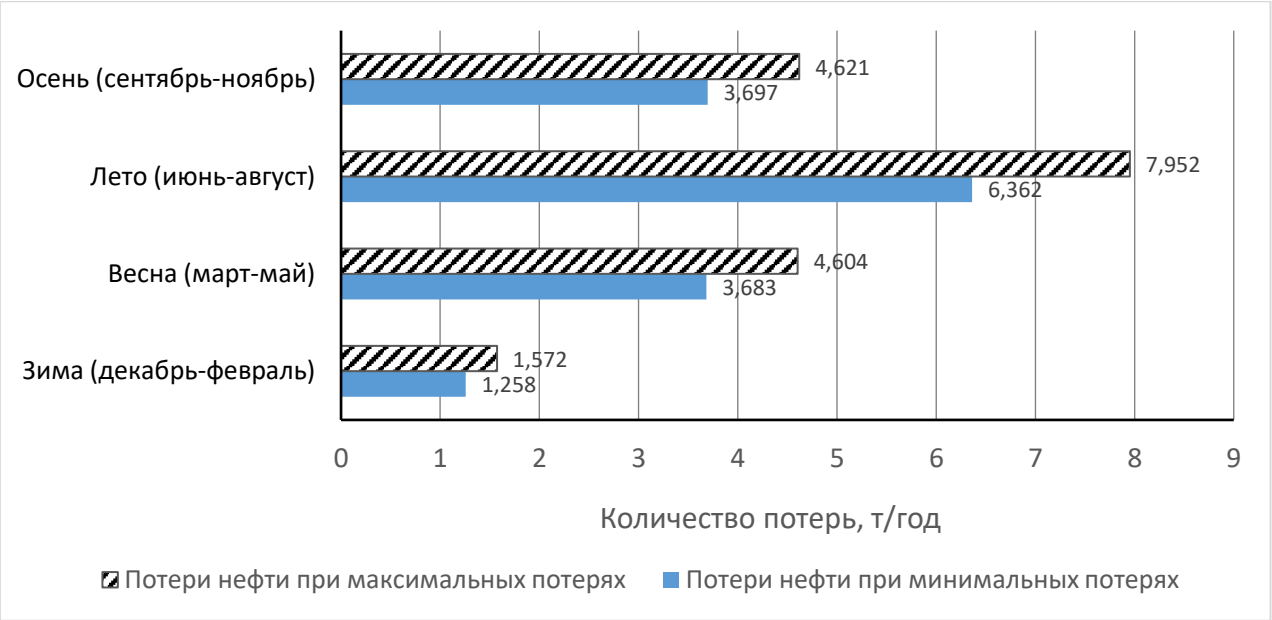


Рисунок 2.15 – Распределение годовых потерь нефти от испарения по сезонам

Относительное снижение давления насыщенных паров определяется выражением:

$$\eta = \frac{P_0 - P_1}{P_0} \cdot 100 \qquad (2.15)$$

Подставляя экспериментальные данные, получаем:

$$\eta = \frac{16{,}66 - 13{,}15}{16{,}66} \cdot 100 \approx 21\%$$

Следовательно, применение разработанного раствора ПАВ способствует снижению показателя давления насыщенных паров и соответственно испарительных потерь на 21%.

Количество нефти, которое может быть сохранено благодаря применению разработанного раствора, определяется по формуле:

$$\Delta G = G_к \cdot \eta \qquad (2.16)$$

где: ΔG – масса сохранённой нефти, т/год;

$G_к$ – потери нефти без применения технологии, т/год;

η – относительное снижение потерь.

При минимальной оценке потерь:

$$\Delta G = 15.0 \cdot 0.21 = 3{,}15 \text{ т/год}$$

При максимальной оценке:

$$\Delta G = 18.75 \cdot 0.21 = 3{,}94 \text{ т/год}$$

Если на нефтебазе используется несколько резервуаров аналогичного объёма, суммарный эффект может быть значительно выше. Например, при эксплуатации 10 резервуаров РВС-2000 общий объём сохранённой нефти может составлять 31,5–39,4 т/год или 37–46 м^3.

Для оценки влияния объёма резервуара на величину потерь нефти от испарения и количество сохраняемой нефти был выполнен расчёт для резервуаров типов РВС-1000, РВС-2000, РВС-5000 и РВС-10000. В качестве базовых были использованы ранее полученные значения потерь для резервуара РВС-2000, составляющие 15.0–18.75 т/год.

Таблица 2.6 – Расчёт потерь нефти от испарения и количества сохраняемой нефти для резервуаров различного объёма

Тип резервуара	Площадь зеркала нефти, м²	Потери без ПАВ, т/год	Сохраняемая нефть при применении ПАВ, т/год
РВС-1000	85.439	7.08–8.85	1.49–1.86
РВС-2000	180.981	15.00–18.75	3.15–3.94
РВС-5000	408.281	33.84–42.30	7.11–8.88
РВС-10000	918.633	76.15–95.19	15.99–19.99

Поскольку потери нефти от испарения зависят преимущественно от площади зеркала нефти, перерасчёт для резервуаров других типов выполнен пропорционально площади поверхности жидкости. Результаты показали, что с увеличением объёма резервуара и площади зеркала нефти возрастают как потери нефти от испарения, так и абсолютная величина сохраняемой нефти при применении ПАВ. Для резервуара РВС-1000 количество сохраняемой нефти составляет 1.49–1.86 т/год, для РВС-2000 — 3.15–3.94 т/год, для РВС-5000 — 7.11–8.88 т/год, а для РВС-10000 — 15.99–19.99 т/год (см. таблицу 2.6 и рисунок 2.16).

Помимо экономического эффекта, применение раствора ПАВ обеспечивает также снижение выбросов летучих углеводородов в атмосферу.

Это способствует уменьшению загрязнения воздуха в районах размещения нефтебаз и улучшению экологической обстановки.

Таким образом, проведённая оценка показывает, что применение раствора поверхностно-активных веществ с добавлением гидроксида кальция позволяет существенно снизить испарительные потери нефти при хранении в резервуарах.

В условиях жаркого климата Северного Таджикистана снижение давления насыщенных паров примерно на 21 % обеспечивает сохранение около 4 т нефти в год для одного резервуара РВС-2000, что подтверждает высокую практическую и экологическую эффективность разработанной технологии.

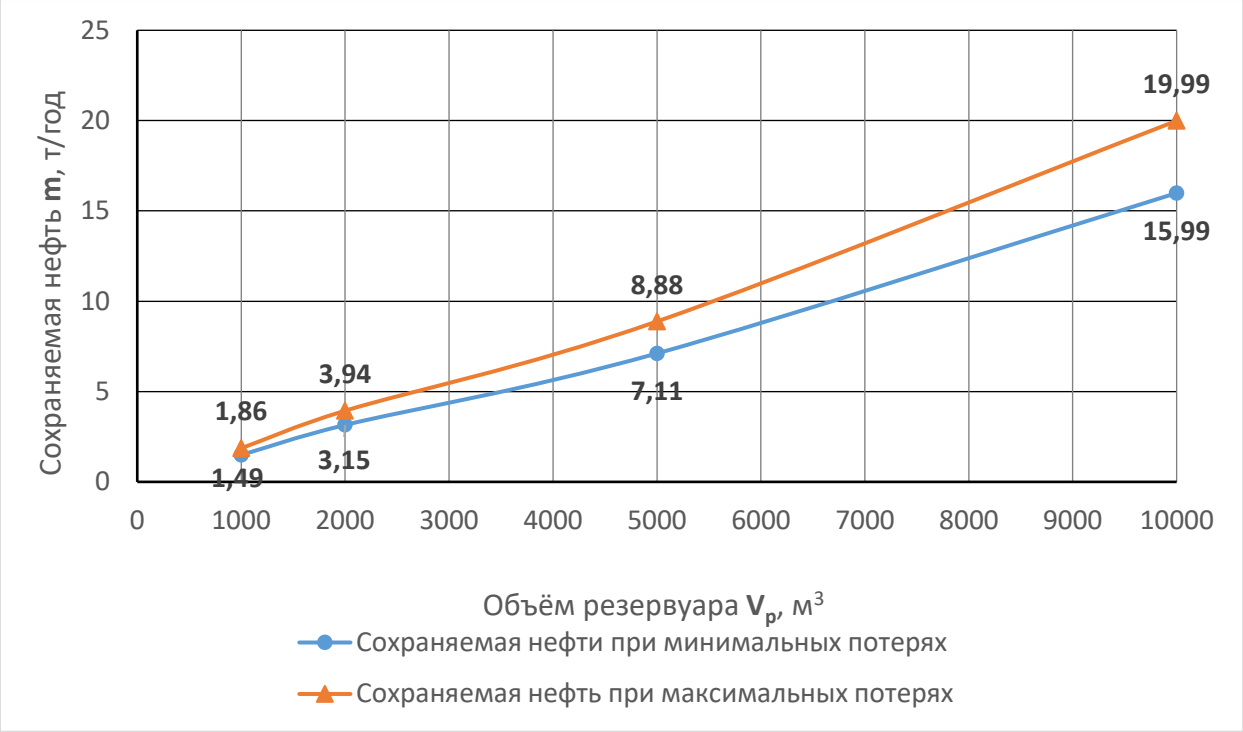


Рисунок 2.16 – Зависимость количества сохраняемой нефти с применением ПАВ от объёма резервуара

2.4.4. Практические рекомендации по дозированию и повторному применению присадки

Результаты лабораторных экспериментов показали, что введение присадки приводит к заметному снижению давления насыщенных паров нефти и, соответственно, уменьшению интенсивности испарения лёгких углеводородных фракций. При этом эффективность действия присадки во многом определяется её концентрацией в рабочем растворе.

В полученном авторском свидетельстве отмечено «Анализ экспериментальных данных показал, что оптимальная концентрация гидроксида кальция в растворе поверхностно-активных веществ находится в диапазоне 15–25 мг/кг, при этом минимальное значение давления насыщенных паров нефти наблюдается при концентрации около 20 мг/кг» [16-А, с. 2]. Данная концентрация может быть принята в качестве оптимальной при практическом применении разработанной технологии.

Приготовление рабочего раствора рекомендуется осуществлять на основе гидроксида кальция и синтетических жирных кислот с использованием дистиллированной воды в качестве растворителя. В процессе приготовления раствор следует перемешивать при температуре около 60 °C, что обеспечивает завершение реакции образования кальциевых солей жирных кислот. После окончания реакции раствор охлаждается до комнатной температуры и выдерживается в течение нескольких суток для стабилизации состава.

Введение раствора в резервуар рекомендуется осуществлять таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение присадки по поверхности нефти. Благодаря меньшей плотности по сравнению с нефтью раствор концентрируется в верхнем слое нефтяного столба и образует поверхностный активный слой, препятствующий испарению лёгких углеводородов.

Расчёты, выполненные для резервуара типа РВС-2000, показали, что для формирования поверхностного активного слоя толщиной около 0,1 м требуется примерно 18 м³ рабочего раствора. При плотности раствора 650–680 кг/м³ масса такого количества раствора составляет приблизительно 12 т. Указанное количество раствора может рассматриваться как ориентировочная величина для первичного введения присадки в резервуар данного типа.

Важной особенностью разработанной присадки является возможность её повторного использования при частичной замене нефти в резервуаре. Экспериментальные исследования показали, что после первоначального введения присадки её действие сохраняется в течение нескольких циклов

обновления нефтяного объёма. При последовательной замене около 90 % нижней части нефтяного столба присадка сохраняет свою эффективность на протяжении 7–11 последовательных циклов заполнения резервуара.

Это объясняется тем, что поверхностно-активные компоненты присадки обладают способностью концентрироваться в верхнем слое нефти и образовывать устойчивый поверхностный активный слой. В результате даже при частичной замене объёма нефти в резервуаре значительная часть присадки остаётся в поверхностной зоне и продолжает выполнять свою функцию по снижению испарительных потерь.

С учётом полученных экспериментальных данных повторное введение присадки рекомендуется производить после 7–10 циклов обновления нефтяного объёма, либо при заметном увеличении давления насыщенных паров нефти, что может свидетельствовать о снижении эффективности защитного поверхностного слоя.

Следует отметить, что эффективность применения присадки во многом зависит от климатических условий эксплуатации резервуаров. В регионах с жарким климатом, к которым относятся северные районы Таджикистана, интенсивность испарения лёгких углеводородов значительно выше, чем в умеренных климатических зонах. В таких условиях применение разработанной присадки позволяет добиться особенно заметного снижения испарительных потерь нефти. По данному исследованию получен малый патент на способ снижения потерь лёгких фракций углеводородов нефти (Патент TJ 1608 от 25.06.2025, бюллетень №220)

Таким образом, применение раствора поверхностно-активных веществ с добавлением гидроксида кальция может рассматриваться как эффективный технологический метод снижения испарительных потерь нефти при хранении в резервуарах. Разработанные рекомендации по дозированию и повторному применению присадки могут быть использованы при эксплуатации резервуарных парков нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий.

Выводы к главе 2

По результатам проведённых исследований, анализа экспериментальных данных и выполненных расчётов можно сформулировать следующие выводы:

1. Теоретический анализ механизмов испарения лёгких углеводородов показал, что одним из эффективных методов снижения потерь нефти при её хранении является применение поверхностно-активных веществ. Образование поверхностного активного слоя на границе раздела фаз «нефть–газ» способствует уменьшению интенсивности массообмена и снижению перехода лёгких углеводородов в газовую фазу.
2. Рассмотрено влияние поверхностно-активных веществ на основе щелочных металлов (K, Na, Li) и установлено, что введение данных соединений приводит к определённому снижению давления насыщенных паров нефти, однако эффективность их действия ограничена и зависит от состава нефти.
3. Установлено, что введение присадки на основе гидроксида кальция приводит к заметному снижению давления насыщенных паров нефти с 16,66 кПа до показателей 13,15 кПа, что подтверждает эффективность его использования.
4. На основании лабораторных экспериментов определена оптимальная концентрация присадки на основе гидроксида кальция, которая составляет 15–25 мг/кг, при этом минимальное значение давления насыщенных паров нефти наблюдается при концентрации около 20 мг/кг. Полученные результаты позволили обосновать выбор данной концентрации для практического применения.
5. Выполнены инженерные расчёты параметров применения разработанного раствора поверхностно-активных веществ для резервуаров промышленного объёма. Установлено, что для резервуара типа РВС-2000 формирование поверхностного активного слоя толщиной около 0,1 м требует введения примерно 18 м³ рабочего раствора, что соответствует массе около 12 т при плотности раствора 650–680 кг/м³.

6. Проведена оценка потерь нефти от испарения при хранении в резервуарах с учётом климатических условий северный районов Таджикистана. Установлено, что в условиях жаркого климата годовые потери нефти для резервуара РВС-2000 могут достигать 15–18,75 т/год, а применение разработанной присадки позволяет снизить данные потери примерно на 21 %, что обеспечивает сохранение около 3–4 т нефти в год.

7. Установлено, что благодаря способности присадки концентрироваться в поверхностном слое нефти её эффективность сохраняется в течение 7–11 циклов обновления нефтяного объёма, после чего рекомендуется повторное введение раствора.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке технологий уменьшения выбросов углеводородов в атмосферу и повышении экологической и экономической эффективности эксплуатации резервуарных парков нефтегазовых предприятий.

ГЛАВА 3
ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ

3.1. Сравнительный анализ разработанного способа с существующими методами применения ПАВ

К наиболее распространённым методам снижения потерь нефти при хранении относятся использование плавающих крыш и понтонов, применение дыхательных клапанов, использование газоуравнительных систем, а также системы улавливания и рекуперации паров углеводородов. Каждый из указанных методов имеет свои преимущества и ограничения, связанные как с техническими особенностями оборудования, так и с экономическими затратами на его внедрение и эксплуатацию.

Понтоны – это специальные покрытия, которые используются для вертикальных стальных резервуаров типа РВС и емкостей с нефтепродуктами. Они плавают на поверхности жидкостей и предназначены для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов [110]. Внутри вертикального резервуара между содержимым и крышей образуется свободное пространство, заполненное парами хранимого продукта. Количество паров будет зависеть от показателей летучести вещества.

В ряде случаев применяются системы улавливания и рекуперации паров нефти, которые позволяют возвращать испарившиеся углеводороды обратно в технологический процесс. Такие системы обеспечивают достаточно высокую степень улавливания углеводородов, однако требуют сложного технологического оборудования, значительных энергетических затрат и регулярного обслуживания.

В последние годы всё большее внимание уделяется химическим методам снижения испарения углеводородов, как было отмечено ранее, основанным на применении специальных поверхностно-активных веществ. Введение ПАВ в нефть приводит к образованию поверхностного слоя, который уменьшает испарение нефти [111].

Преимуществом данного метода является его относительная простота и возможность применения без существенной модернизации существующих резервуаров. В отличие от механических способов снижения испарения, использование раствора поверхностно-активных веществ не требует сложных конструктивных изменений оборудования резервуаров.

Сравнительный анализ различных методов снижения потерь нефти от испарения представлен в таблице 3.1. По данным таблицы установлено, что применение раствора ПАВ для снижения потерь лёгких углеводородов, обладает меньшей эффективностью, но достаточно просты в использовании и требуют меньшие затраты на использование данной технологии.

Таблица 3.1. – Сравнительная характеристика методов снижения потерь нефти от испарения при «дыханиях» в резервуарах

Метод	Принцип действия	Преимущества	Недостатки
Плавающие крыши и понтоны	Уменьшение газового пространства резервуара	Высокая эффективность	Высокая стоимость оборудования
Дыхательные клапаны	Регулирование давления в резервуаре	Простота конструкции	Ограниченная эффективность
Системы рекуперации паров	Улавливание и возврат паров углеводородов	Высокая степень очистки	Сложность оборудования
Применение ПАВ	Формирование поверхностного активного слоя	Простота применения, низкие затраты	Требует периодического введения

Разработанный в настоящем исследовании способ уменьшения испарительных потерь указывает на применения раствора ПАВ с присадкой гидроксида кальция. Данный раствор обладает меньшей плотностью по сравнению с нефтью и после введения концентрируется в верхней части нефтяного столба, образуя поверхностный активный слой. Этот слой снижает интенсивность массообмена между нефтью и газовой фазой, что приводит к уменьшению давления насыщенных паров и снижению испарительных потерь.

Проведённый анализ показывает, что применение поверхностно-активных веществ может рассматриваться как эффективный и экономически оправданный метод снижения испарительных потерь нефти. Особенно перспективным является использование данного метода на существующих резервуарных парках, где внедрение дорогостоящих инженерных решений может быть затруднено.

На рисунках 3.1 и 3.2 приведены показатели потерь нефти с использованием понтонов и раствора ПАВ с учётом различных климатических периодов.

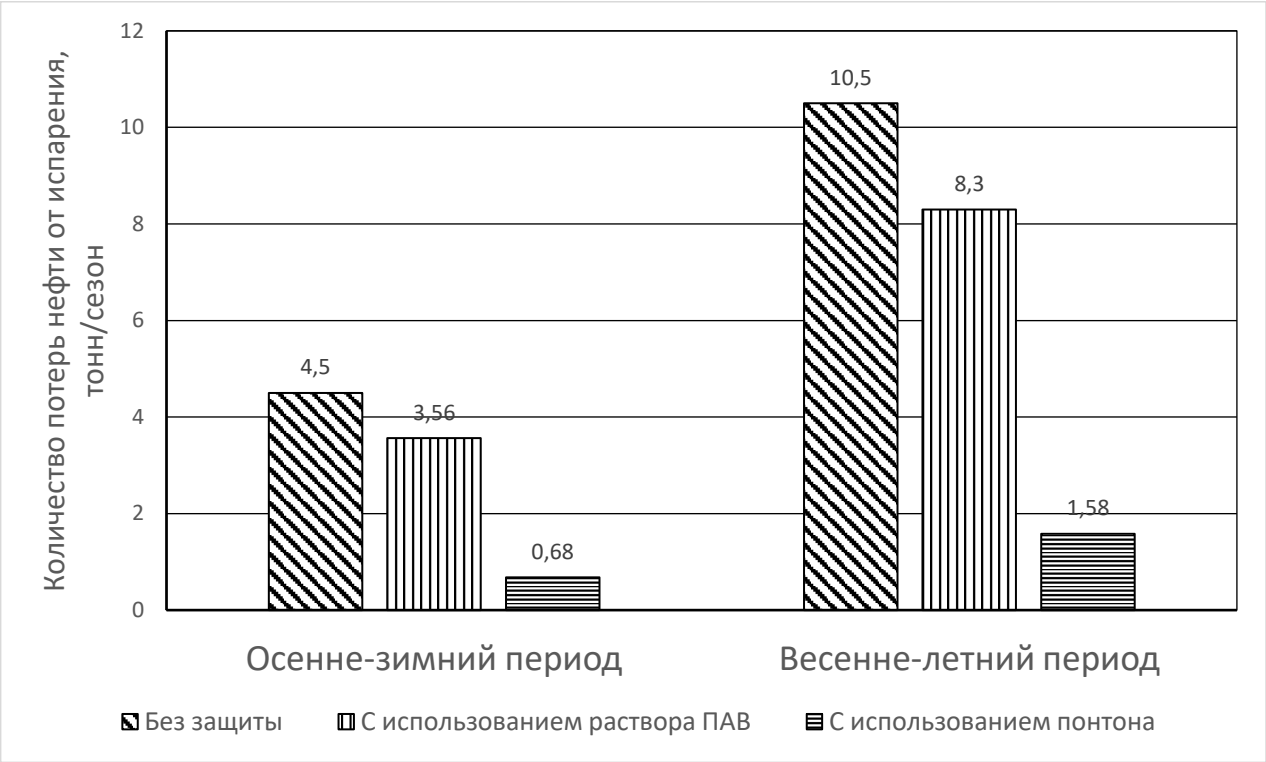


Рисунок 3.1. – Показатели потерь нефти от испарения при минимальной оценке

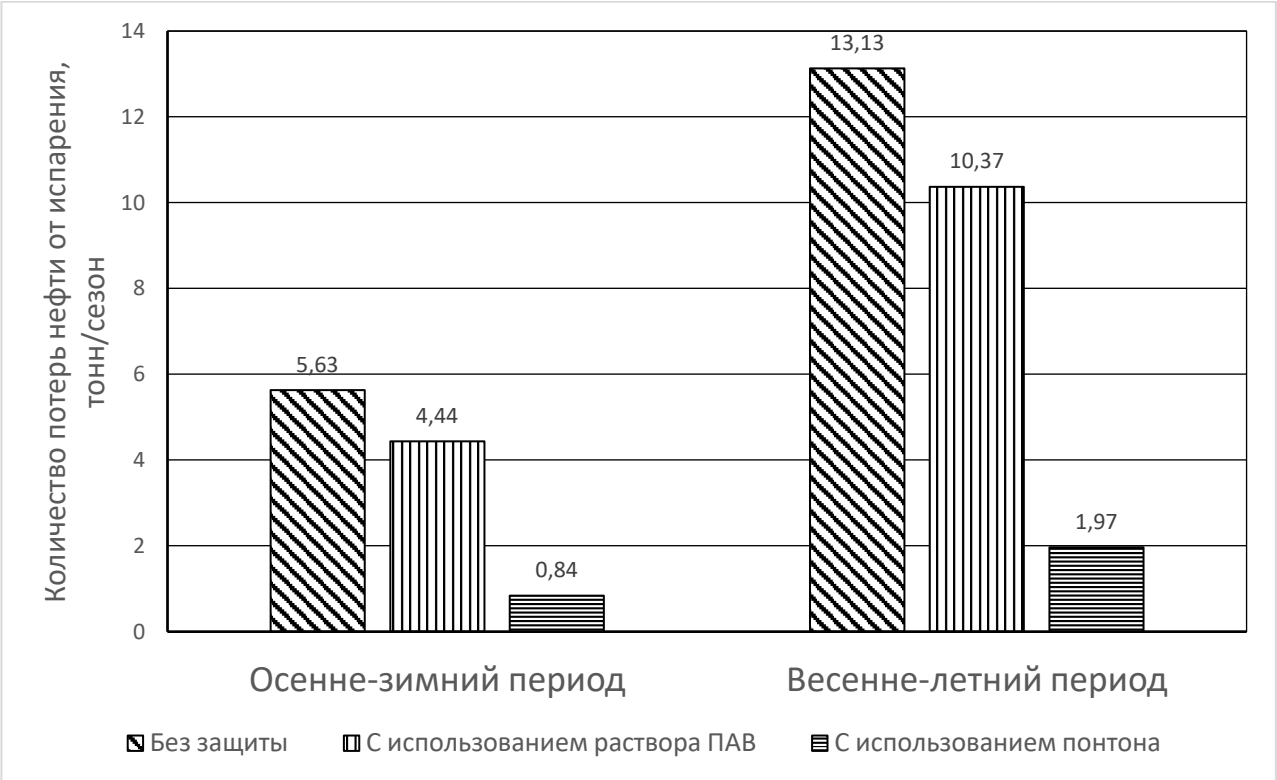


Рисунок 3.2. – Показатели потерь нефти от испарения при максимальной оценке

Для более наглядной оценки эффективности различных технологий снижения потерь нефти от испарения был выполнен сезонный расчёт для резервуара РВС-2000. С учётом климатических условий Северного Таджикистана принято, что на весенне-летний период приходится около 70% годовых испарительных потерь, тогда как на осенне-зимний – около 30%. Расчёты показали, что при базовых потерях 15–18,75 т/год применение раствора ПАВ позволяет сократить потери на 0,95–1,18 т в осенне-зимний период и на 2,21–2,76 т в весенне-летний период. Для понтонных систем соответствующее снижение составляет 3,83–4,78 т и 8,93–11,16 т по сезонам соответственно. Это показывает, что наибольший эффект обе защитные технологии обеспечивают в весенне-летний период, когда испарение лёгких углеводородов наиболее интенсивно.

3.2. Анализ загрязнённых нефтью почв территории резервуарных парков

Попадая на поверхность земли, нефть начинает взаимодействовать с компонентами почвы. Характер распространения загрязнения зависит от физических свойств нефти, состава почвы, температуры окружающей среды, рельефа местности и уровня грунтовых вод.

В процессе миграции нефти в почве можно выделить несколько стадий:

1. **Механическое проникновение** – заполнение пор нефтью и вытеснение воздуха.
2. **Физико-химическое взаимодействие** – адсорбция углеводородов на поверхности минеральных частиц.
3. **Биохимическая трансформация** – частичное разложение отдельных компонентов нефти микроорганизмами.
4. **Миграция растворимых соединений** в нижележащие горизонты и грунтовые воды.

На рисунке 3.3. показаны основные зоны загрязнения почвы продуктами нефтебаз

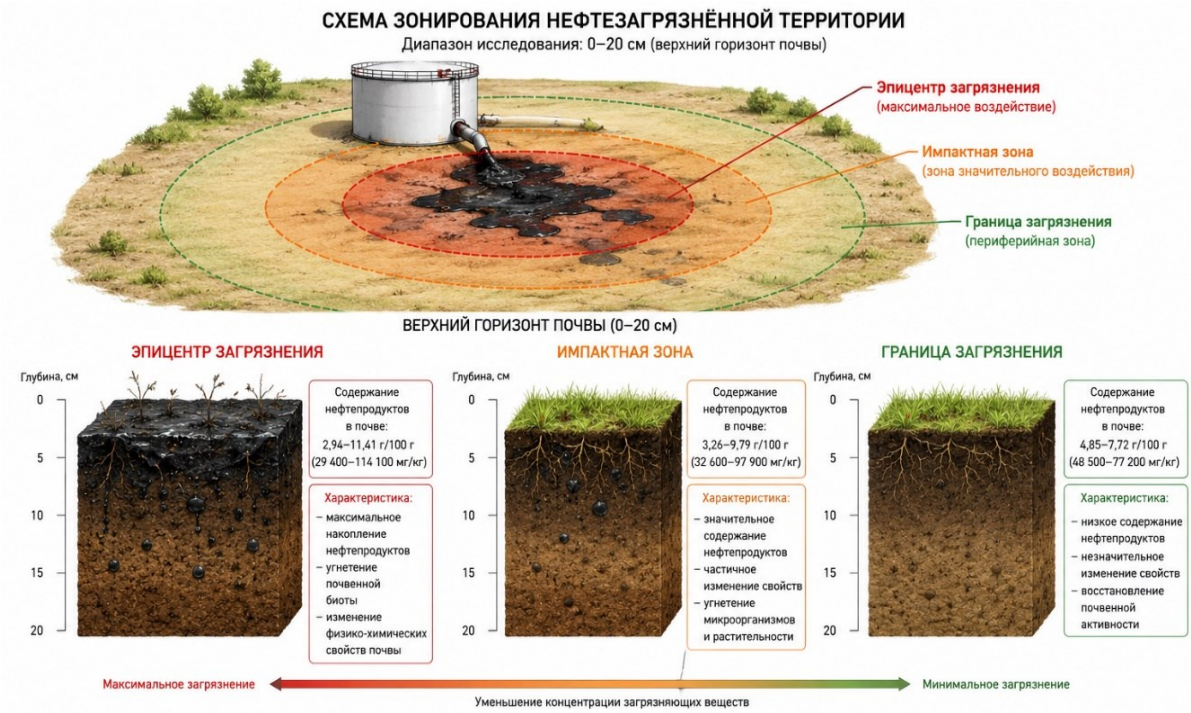


Рисунок 3.3. - Схема зонирования нефтезагрязнённой территории

Анализ грунтов, отобранных с территории резервуарных парков, проводились с помощью лабораторного портативного набора для анализа почвы HC-GT6 в кафедре Экологии Горно-металлургического института Таджикистана (рисунок 3.4.).



Рисунок 3.4. - Портативный анализатор почв HC-GT6

Прибор High Intelligence Soil Fertilizer Nutrient Moisture Detector (HC-GT6) представляет собой многофункциональный анализатор для экспресс-определения показателей почвы на физико-химические свойства и содержание тяжёлых металлов в образце.

Принцип измерения заключается во введении детектора в исследуемый образец грунта. Информационная панель показывает данные регистрации на наличие веществ во временном диапазоне 1-3 минуты. Результаты анализа отобранных проб приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Результаты анализа нефтезагрязнённой почвы (0–20 см)

Показатель	Эпицентр загрязнения	Импактная зона	Граница загрязнения
Нефтепродукты, мг/кг	71800	54200	31800
pH	8,1	7,8	7,4
Влажность, %	14,2	18,4	21,1
Электропроводность EC, mS/cm	2,35	1,42	0,88
TDS, мг/л	1480	890	520
Засолённость, %	0,41	0,23	0,11
Органическое вещество, г/кг	58,4	42,8	31,6
Органический углерод, г/кг	33,9	24,8	18,3
Аммонийный азот, мг/кг	56	38	24
Нитратный азот, мг/кг	44	29	18
Гидролизуемый азот, мг/кг	128	102	76
Подвижный фосфор (P_2O_5), мг/кг	68	46	31
Подвижный калий (K_2O), мг/кг	298	215	162
Кальций, мг/кг	4360	3920	3510
Магний, мг/кг	810	690	560
Сера, мг/кг	42	31	18
Железо (Fe), мг/кг	21800	18600	15200
Марганец (Mn), мг/кг	576	428	316
Бор (B), мг/кг	1,8	1,3	0,9
Цинк (Zn), мг/кг	135	96	61
Медь (Cu), мг/кг	42,1	31,5	18,6
Молибден (Mo), мг/кг	0,82	0,56	0,31
Свинец (Pb), мг/кг	52,3	38,4	24,8
Кадмий (Cd), мг/кг	2,4	1,8	0,9
Хром (Cr), мг/кг	61,5	42,6	27,3
Никель (Ni), мг/кг	78,2	57,3	31,4
Мышьяк (As), мг/кг	10,6	7,2	4,3
Ртуть (Hg), мг/кг	0,18	0,12	0,05

Полученные данные свидетельствуют о выраженном техногенном воздействии нефтедобывающей деятельности на почвенный покров исследуемой территории. Максимальные концентрации загрязняющих веществ зафиксированы в эпицентре загрязнения, где содержание нефтепродуктов достигло 71,8 г/кг почвы. По мере удаления от источника загрязнения концентрации нефтепродуктов и сопутствующих тяжёлых металлов постепенно снижаются.

Особенно заметно накопление никеля, хрома, свинца и кадмия. Повышенное содержание никеля и хрома характерно для районов добычи и хранения нефти, поскольку данные элементы входят в состав многих нефтей и нефтяных шламов. Увеличение концентраций свинца и кадмия может быть связано с длительным техногенным воздействием и миграцией загрязняющих веществ в почвенном профиле.

Одновременно наблюдается увеличение электропроводности и содержания растворённых солей, что свидетельствует о процессах вторичного засоления почвы. Изменение кислотности среды до слабощелочных значений (pH 8,1) также характерно для нефтезагрязнённых участков.

Содержание органического вещества и органического углерода в эпицентре загрязнения существенно выше фоновых значений. Данный факт подтверждает накопление органических загрязнителей в верхнем горизонте почвенного профиля.

3.3. Экологическая значимость снижения потерь лёгких углеводородов

Испарение нефти при её хранении в резервуарах сопровождается выделением в атмосферу значительного количества летучих углеводородных соединений, которые оказывают негативное воздействие на окружающую среду и здоровье человека. В условиях хранения нефти в резервуарах испарительные потери являются одним из основных источников выбросов ЛОС в атмосферу.

В составе испаряющихся компонентов могут присутствовать как лёгкие газообразные углеводороды, так и более тяжёлые летучие фракции нефти. К наиболее распространённым компонентам паров нефти относятся метан, этан, пропан, бутан и пентан, а также более тяжёлые углеводороды бензинового диапазона.

Особое экологическое значение имеют ароматические углеводороды, входящие в состав испаряющихся фракций нефти. К ним относятся бензол, толуол, этилбензол и ксилолы, которые в международной практике объединяются под аббревиатурой BTEX [142].

Данные соединения относятся к группе летучих органических соединений и обладают высокой токсичностью. В частности, бензол является канцерогенным веществом, способным вызывать серьёзные заболевания кроветворной системы, а толуол и ксилолы оказывают негативное воздействие на центральную нервную систему и органы дыхания [121].

Помимо непосредственного токсического воздействия на человека, летучие углеводороды играют важную роль в формировании вторичных загрязнителей атмосферы. В присутствии солнечного излучения и оксидов азота летучие органические соединения участвуют в фотохимических реакциях, приводящих к образованию тропосферного озона и фотохимического смога. Эти процессы особенно интенсивно протекают в регионах с жарким климатом и высокой солнечной активностью.

Северные районы Таджикистана характеризуются именно такими климатическими условиями. Высокие летние температуры воздуха, достигающие 40–45 °C, способствуют увеличению интенсивности испарения лёгких углеводородных фракций нефти. В результате при хранении нефти в резервуарах происходит усиленное образование паров углеводородов, которые могут поступать в атмосферу через дыхательные клапаны резервуаров. Это приводит к увеличению концентрации летучих органических соединений в приземном слое атмосферы и ухудшению экологической обстановки в районах расположения нефтяных объектов.

Результаты выполненных в настоящем исследовании расчётов показали, что при хранении нефти в резервуаре типа РВС-2000 годовые испарительные потери в условиях жаркого климата Северного Таджикистана могут достигать 15–18,75 т нефти в год. Значительная часть этих потерь приходится именно на лёгкие углеводородные фракции, которые переходят в атмосферу в виде летучих органических соединений.

Применение разработанного метода по снижению испарительных потерь на основе поверхностно-активных веществ позволяет уменьшить интенсивность испарения лёгких углеводородов примерно на 21 %. В пересчёте на годовые

потери для одного резервуара это соответствует сокращению выбросов углеводородных соединений примерно на 3–4 т в год.

Экологическая значимость данного эффекта становится ещё более очевидной при рассмотрении работы резервуарных парков, включающих несколько резервуаров хранения нефти. Например, при эксплуатации резервуарного парка, состоящего из 20 резервуаров типа РВС-2000, применение разработанного метода может привести к снижению выбросов углеводородов в атмосферу на 60–80 т в год. Это позволяет существенно уменьшить техногенную нагрузку на атмосферный воздух в районах нефтедобычи и хранения нефти.

Следует отметить, что снижение испарительных потерь нефти имеет не только экологическое, но и ресурсосберегающее значение. Уменьшение выбросов углеводородов в атмосферу одновременно означает сохранение части углеводородного сырья, которое в противном случае было бы потеряно в процессе хранения.

3.3.1. Компонентный состав паров нефти и продуктов её испарения

Одним из ключевых экологических аспектов хранения нефти в резервуарах является состав паров, образующихся при испарении лёгких углеводородных фракций. От правильного понимания компонентного состава испаряющихся веществ зависит оценка как токсикологической опасности, так и общего уровня воздействия нефтехранилищ на атмосферный воздух. В научной и производственной литературе встречаются различные точки зрения относительно состава паров нефти. В одних источниках указывается, что основным компонентом является метан, в других основной акцент делается на наличие токсичных летучих органических соединений, прежде всего бензола, толуола, этилбензола и ксилолов. Анализ доступных научных и нормативных источников показывает, что эти оценки не противоречат друг другу, а отражают разные условия формирования парогазовой смеси [149].

Продукты испарения нефти представляют собой сложную многокомпонентную смесь углеводородных газов и паров летучих органических

соединений. Их состав определяется типом нефти, степенью её стабилизации, температурой, давлением, временем пребывания в резервуаре и условиями предшествующей сепарации. EPA указывает, что выбросы из нефтяных резервуаров могут содержать метан, этан, пропан, бутан, а также опасные загрязняющие вещества, включая бензол, толуол, этилбензол и ксилолы [145]. При этом для части резервуарных выбросов крупнейшим отдельным компонентом действительно может быть метан, доля которого в ряде случаев составляет примерно 40–60% [153].

Для исследования состава паров нефти и оценки содержания лёгких углеводородов применялся метод газовой хроматографии, позволяющий осуществлять высокоточное качественное и количественное определение индивидуальных компонентов многокомпонентных смесей.

Аналитические исследования проводились с использованием газового хроматографа GCHF 18.3 (VEB Chromatron, Германия) (рис. 3.5.), оснащённого пламенно-ионизационным детектором (FID), обладающим высокой чувствительностью к органическим соединениям, прежде всего к углеводородам ароматического и алифатического ряда.



Рисунок 3.5. – Газовый хроматограф Chromatron GCHF 18.3

Разделение компонентов осуществлялось в набивной колонке из нержавеющей стали длиной 2 м и внутренним диаметром 4 мм, заполненной неподвижной фазой на основе диэтиленгликольсукцината, обеспечивающей

эффективное разделение лёгких углеводородов (C_5–C_{10}), а также ароматических соединений группы BTEX (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы).

Температурный режим анализа был выбран изотермическим. Температура колонки составляла 190 °C, температура испарителя — 230 °C, температура детектора — 250 °C, что обеспечивало полное испарение анализируемых компонентов и стабильность работы детектора.

В качестве газа-носителя использовался азот высокой чистоты с расходом 3,2 л/ч. Для функционирования пламенно-ионизационного детектора применялись водород (1,5 л/ч) и воздух (25 л/ч).

Введение проб осуществлялось с помощью микрошприца. Объём вводимой пробы составлял 0,3–2 мкл, что обеспечивало достаточную чувствительность и воспроизводимость результатов анализа.

Образцы нефти подвергались контролируемому нагреву до заданной температуры, обеспечивающей интенсификацию испарения лёгких фракций. Образующиеся пары отбирались и направлялись на анализ.

Подготовка проб включала экстракцию углеводородных компонентов органическим растворителем, удаление растворителя путём испарения и последующее растворение остатка в гексане или гептане. Такой подход позволял обеспечить концентрацию анализируемых компонентов и повысить точность их определения.

После введения пробы в испаритель происходило её мгновенное испарение, и образовавшаяся газовая смесь переносилась потоком газа-носителя через хроматографическую колонку. Идентификация компонентов проводилась путём сопоставления времён удерживания с соответствующими значениями стандартных образцов. Основное внимание уделялось определению содержания: лёгких углеводородов (C_5–C_{10}) и ароматических соединений группы BTEX, являющихся основными загрязнителями атмосферного воздуха при хранении нефти. Количественный анализ осуществлялся по площадям хроматографических пиков с использованием калибровочных зависимостей.

Результаты данных хромотографии показаны на рисунке 3.6. и таблице 3.3.

По результатам газохроматографического анализа установлено наличие в составе паровой фазы нефти компонентов группы BTEX, установлено, что суммарная концентрация компонентов BTEX в зоне воздействия резервуарного парка может достигать 0,485 мг/м³, в том числе бензола — 0,072 мг/м³, толуола — 0,128 мг/м³, этилбензола — 0,061 мг/м³, о-ксилола — 0,054 мг/м³, м-ксилола — 0,092 мг/м³, п-ксилола — 0,078 мг/м³.

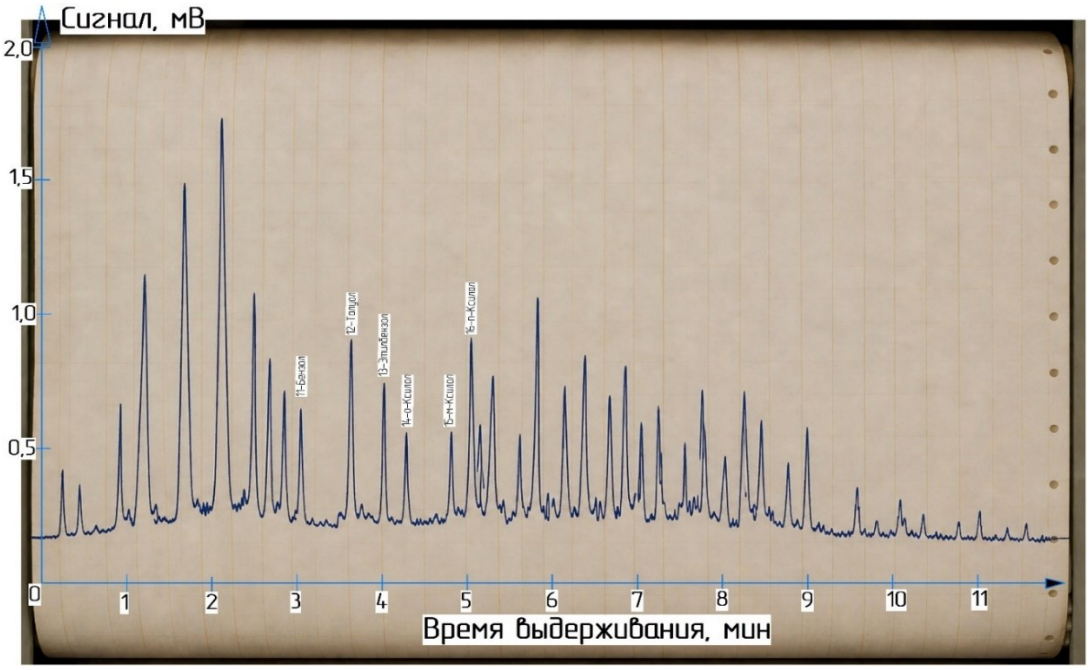


Рисунок 3.6. – Хроматограмма нефти (FID детектор)

Таблица 3.3. – Идентификация компонентов паровой фазы нефти по результатам газохроматографического анализа

№ пика (сигнала)	Вещество	Приблизительное время удерживания, мин
1	н-Пентан	1.1
2	изо-Пентан	1.3
3	2,2-диметилбутан	1.5
4	2,3-диметилбутан	1.7
5	н-Гексан	2.0
6	2-метилпентан	2.2
7	3-метилпентан	2.4
8	н-Гептан	2.8
9	циклогексан	3.0
10	метилциклогексан	3.2
11	бензол	3.5
12	толуол	4.0
13	этилбензол	4.5
14	о-Ксилол	4.8
15	м-Ксилол	5.0
16	п-Ксилол	5.2
17	н-Октан	5.5

Продолжение таблицы 3.3.

18	2-метилгептан	5.8
19	3-метилгептан	6.0
20	этилциклогексан	6.3
21	пропилбензол	6.5
22	сероводород (H_2S)*	0.8
23	метилмеркаптан	1.0
24	этилмеркаптан	1.2
25	диметилсульфид	1.6
26	н-Нонан	7.0
27	изо-Нонан	7.3
28	метилоктан	7.6
29	диметилоктан	7.8
30	н-Декан	8.2
31	изо-Декан	8.5
32	метилнонан	8.8
33	этилнонан	9.0
34	триметилбензол	9.3
35	этилтолуол	9.5
36	пропилбензол (изомер)	9.7
37	нафталин (следы)	10.0
38	метилнафталин	10.3
39	тяжёлые C_{10}+	10.6
40	остаточные углеводороды	11.0

Массовое содержание компонентов по результатам хроматографического анализа производилось следующими этапами:

1. Определение площади пиков BTEX:

бензол, толуол, этилбензол, о-ксилол, м-ксилол, п-ксилол.

2. Расчёт массовой доли каждого компонента:

$$C_i = \frac{S_i}{\sum S} \cdot 100 \quad (3.1)$$

где S_i — площадь пика компонента, $\sum S$ — сумма площадей всех пиков.

3. Расчёт массы BTEX, поступающую в атмосферу:

$$M_i = M_{\text{исп}} \cdot \frac{C_i}{100} \quad (3.2)$$

где $M_{\text{исп}}$— общая масса испарившихся углеводородов.

Например, если годовые потери нефти от испарения составляют 15 т/год, а суммарное содержание BTEX в парах принято 8 %, тогда:

$$M_{BTEX}=15\cdot 0{,}08=1{,}2 \text{ т/год}$$

С учётом степени снижения испарения с использованием раствора ПАВ при хранении, тогда снижение BTEX будет:

$$\Delta M_{BTEX}=1,2\cdot 0,21=0,252 \text{ т/год}$$

То есть, применение разработанной технологии позволяет снизить выбросы BTEX примерно на 0,25 т/год на один резервуар РВС-2000.

По результатам газохроматографического анализа установлено, что в составе паровой фазы нефти присутствуют компоненты группы BTEX: бензол, толуол, этилбензол и ксилолы. Количественная оценка их содержания выполнялась по площадям соответствующих хроматографических пиков. Масса выбросов BTEX определялась исходя из общей величины испарительных потерь нефти и массовой доли указанных компонентов в паровой фазе. При снижении испарительных потерь на соответственно уменьшается и масса выбросов компонентов BTEX.

Таким образом, утверждение о том, что пары нефти «в основном состоят из метана», справедливо прежде всего для нестабилизированной сырой нефти, поступающей в резервуары после добычи и сепарации не в полной степени. В подобных условиях в резервуаре образуется так называемый «flash-gas», формирующийся при резком снижении давления [155]. В одном из открытых международных руководств для нестабилизированных углеводородных жидкостей приведён пример парогазовой смеси, где молярный состав паров составляет около 68% метана, 10% этана, 8% пропана и около 3% бутанов и изобутана [142]. Это подтверждает, что для свежей, плохо стабилизированной нефти метан действительно может быть доминирующим компонентом газовой фазы.

Однако с экологической и токсикологической точки зрения важны не только наиболее массовые, но и наиболее опасные компоненты испаряющейся смеси. Даже если метан является крупнейшим по доле компонентом, серьёзную опасность для атмосферного воздуха и здоровья человека представляют летучие органические соединения бензинового диапазона, прежде всего углеводороды C_5–C_{10}, а также ароматические соединения группы BTEX – бензол, толуол,

этилбензол и ксилолы [147]. Бензол обладает доказанным канцерогенным действием, толуол и ксилолы оказывают нейротоксическое и раздражающее воздействие, а их суммарное присутствие в воздухе повышает риск неблагоприятных эффектов для здоровья. Именно поэтому при экологической характеристике паров нефти неправильно ограничиваться только описанием общего содержания углеводородов; необходимо отдельно выделять ароматические и токсичные компоненты. Канадские и американские экологические и токсикологические источники прямо указывают, что BTEX естественным образом присутствуют в сырой нефти и нефтепродуктах, быстро испаряются в атмосферу и относятся к числу приоритетных загрязняющих веществ [145].

Если рассматривать нефть не как источник промыслового попутного газа, а как жидкую систему, из которой происходит испарение лёгких фракций при хранении, то более корректно говорить о выделении наиболее летучих углеводородов низкомолекулярного и бензинового диапазона. В литературе по нефтепродуктам к лёгким бензиновым фракциям обычно относят углеводороды C_5–C_6, а к более тяжёлой части летучей фракции – C_7–C_{10} [152]. Поэтому при хранении нефти в резервуарах в атмосферу могут переходить как газообразные компоненты C_1–C_4, так и значительная доля легкоиспаряющихся жидких фракций C_5–C_{10}.

Следует также учитывать, что состав паров меняется по мере хранения нефти. На ранних стадиях после заполнения резервуара, особенно если нефть недостаточно стабилизирована, в газовую фазу в повышенных количествах переходят наиболее лёгкие компоненты – метан, этан, пропан и бутаны. По мере выветривания и частичного удаления этих соединений относительное значение более тяжёлых летучих компонентов, включая пентан, гексан и ароматические соединения, возрастает. Поэтому в долговременной экологической оценке испарительных выбросов нельзя ограничиваться только метаном – необходимо учитывать также весь спектр летучих органических компонентов.

Кроме углеводородов, в парах сырой нефти и выбросах из резервуаров могут присутствовать и другие примеси. Для ряда нефтей и производственных условий OSHA и другие источники отдельно указывают опасность присутствия сероводорода (H_2S), а также риск формирования кислорододефицитной атмосферы вблизи источника выброса [150]. Это особенно важно для производственных объектов, связанных с добычей, хранением и ручным отбором проб нефти. Следовательно, экологическая и производственная опасность паров нефти связана не только с углеводородной частью смеси, но и с возможным присутствием токсичных неуглеводородных компонентов.

С учётом сказанного, компонентный состав паров нефти можно представить в виде нескольких основных групп:

1. Лёгкие газообразные углеводороды: метан, этан, пропан, бутаны.
2. Летучие жидкие углеводороды бензинового диапазона: пентан, гексан, гептан, октан и другие углеводороды фракции C_5–C_{10}.
3. Ароматические соединения: бензол, толуол, этилбензол, ксилолы.
4. Сопутствующие токсичные примеси: сероводород и т.д.

Именно такая многокомпонентность определяет высокий экологический риск испарительных выбросов. С одной стороны, метан и другие лёгкие газы формируют значительную долю общего газового выброса и связаны с климатическим воздействием. С другой стороны, соединения группы BTEX и более тяжёлые VOC определяют токсичность выброса, его влияние на здоровье человека и участие в фотохимических процессах в атмосфере.

Таким образом, анализ существующих источников показывает, что продукты испарения нефти нельзя характеризовать как смесь, состоящую преимущественно только из метана или только из ароматических углеводородов. Корректнее рассматривать их как сложную смесь газообразных и парообразных углеводородов, в которой для нестабилизированной нефти значительную массовую долю может составлять метан, тогда как с точки зрения экологической опасности и токсикологической значимости особое внимание должно уделяться летучим углеводородам фракции C_5–C_{10} и соединениям группы BTEX.

3.3.2. Воздействие испаряющихся углеводородов на атмосферу и формирование вторичных загрязнителей

Испарение нефти при её хранении в резервуарах сопровождается поступлением в атмосферу значительного количества летучих углеводородных соединений. Как было показано в предыдущем разделе, пары нефти представляют собой сложную смесь углеводородных газов и паров летучих органических веществ, включающих как лёгкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутаны), так и более тяжёлые летучие компоненты бензинового диапазона (пентан, гексан, гептан), а также ароматические соединения группы BTEX [152]. Попадая в атмосферу, данные соединения участвуют в различных физико-химических процессах, оказывающих влияние на качество атмосферного воздуха и климатические условия.

Одним из основных последствий выбросов летучих органических соединений является их участие в фотохимических реакциях, протекающих в атмосфере под воздействием солнечного излучения.

В таблице 3.4. приведены характеристики экологического воздействия компонентов паров нефти [152].

Для оценки распространения компонентов группы BTEX в районе резервуарного парка использован расчётный подход атмосферной диффузии, основанный на учёте мощности выброса, скорости ветра и параметров рассеивания примеси. В качестве теоретической основы приняты положения М.Е. Берлянда по прогнозированию и регулированию загрязнения атмосферы, где рассматриваются численные, статистические и синоптические методы прогноза загрязнения воздуха с учётом метеорологических условий.

Для расчёта принята упрощённая зависимость распределения концентрации примеси по оси факела [17]:

$$C(x) = \frac{Q}{\pi \cdot u \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z} \tag{3.3}$$

где C(x) — расчётная концентрация примеси на расстоянии x, мг/м³;

Q — мощность выброса загрязняющего вещества, мг/с;

u — скорость ветра, м/с;

σ_y — параметр горизонтального рассеивания, м;

σ_z — параметр вертикального рассеивания, м.

Таблица 3.4 - Экологическая и токсикологическая характеристика основных компонентов паров нефти

Компонент	Основная экологическая роль	Основное воздействие на человека	Экологическая значимость
Метан	Парниковый газ; участвует в химии атмосферы	В высоких концентрациях вытесняет кислород	Усиливает климатическое воздействие
Этан, пропан, бутаны	Предшественники фотохимических реакций	При высоких концентрациях вызывают угнетение ЦНС и асфиксию	Участвуют в образовании озона и смога
Пентан, гексан, гептан	ЛОС бензинового диапазона	Раздражение дыхательных путей, нейротоксическое действие	Повышают общее загрязнение воздуха ЛОС
Бензол	Высокотоксичный ЛОС, опасный загрязнитель воздуха	Канцерогенное действие, поражение кроветворной системы	Один из наиболее опасных компонентов паров нефти
Толуол	Реакционноспособный ЛОС	Нейротоксическое действие, раздражение слизистых	Участвует в образовании фотохимического смога
Этилбензол	Токсичный ароматический углеводород	Воздействие на органы дыхания и нервную систему	Повышает токсичность паров нефти
Ксилолы	ЛОС ароматического ряда	Раздражающее и нейротоксическое действие	Участвуют в образовании озона и вторичных аэрозолей
Сероводород (если присутствует)	Токсичная примесь	Очень высокая острая токсичность, риск быстрого смертельного поражения	Повышает аварийную и санитарную опасность

В расчёте скорость ветра принята равной 2 м/с, что соответствует умеренным условиям переноса загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. Для сравнительной оценки распространения примеси параметры рассеивания приняты в виде:

$$\sigma_y=0{,}2x;\ \sigma_z=0{,}1x$$

где x — расстояние от источника выброса, м.

По результатам газохроматографической оценки суммарный выброс компонентов BTEX при испарении нефти составляет 1,20 т/год. Мощность выброса определяется по формуле:

$$Q = \frac{M \cdot 10^9}{365 \cdot 24 \cdot 3600}$$

$$Q = \frac{1,20 \cdot 10^9}{31536000} = 38,05 \text{ мг/с}$$

После применения разработанной технологии, обеспечивающей снижение испарительных потерь на 21 %, мощность выброса составляет:

$$Q_2 = 38,05 \cdot 0,79 = 30,06 \text{ мг/с}$$

Расчёт показал, что при скорости ветра 2 м/с наибольшая концентрация компонентов BTEX формируется вблизи резервуарного парка. На расстоянии 25 м расчётная концентрация составляет 0,4846 мг/м³, на расстоянии 100 м — 0,0303 мг/м³, а на расстоянии 500 м снижается до 0,0012 мг/м³. После применения разработанной технологии концентрация BTEX уменьшается пропорционально снижению испарительных потерь. На расстоянии 100 м концентрация снижается с 0,0303 до 0,0239 мг/м³.

Таким образом, разработанная технология не только уменьшает общую массу выбросов BTEX, но и снижает их расчётную концентрацию в приземном слое атмосферы в зоне влияния резервуарного парка.

В присутствии оксидов азота (NO_x) летучие углеводороды вступают в цепные реакции окисления, в результате которых образуются вторичные загрязнители атмосферы, прежде всего тропосферный озон и фотохимический смог. Эти процессы наиболее интенсивно протекают в условиях высокой солнечной радиации и повышенной температуры воздуха.

Наряду с приведенными данными таблицы 3.3. следует обратить внимание на явление «фотохимический смог», представляющий собой сложную смесь вторичных загрязняющих веществ, образующихся в результате взаимодействия летучих органических соединений и оксидов азота под действием солнечного излучения. Основными компонентами фотохимического смога являются озон, пероксиацилнитраты, альдегиды и различные органические пероксиды. Эти

соединения оказывают негативное воздействие на здоровье человека, растительность и экосистему.

Тропосферный озон является одним из наиболее опасных вторичных загрязнителей атмосферы. В отличие от озонового слоя стратосферы, защищающего Землю от ультрафиолетового излучения, приземный озон относится к числу вредных загрязняющих веществ. Он обладает сильным окислительным действием и способен вызывать раздражение дыхательных путей, снижение функции лёгких и обострение хронических заболеваний органов дыхания. Кроме того, озон оказывает негативное влияние на сельскохозяйственные культуры, снижая урожайность растений и повреждая их листовой аппарат.

Летучие органические соединения, образующиеся при испарении нефти, также участвуют в формировании вторичных органических аэрозолей. В процессе атмосферного окисления часть органических соединений превращается в менее летучие продукты, которые могут конденсироваться и образовывать мелкодисперсные частицы. Такие частицы входят в состав аэрозольной фракции атмосферного воздуха и способны длительное время сохраняться в атмосфере, распространяясь на значительные расстояния.

Помимо участия в фотохимических процессах, некоторые компоненты испаряющихся углеводородов оказывают прямое воздействие на климатические процессы. В первую очередь это относится к метану, который является одним из наиболее значимых парниковых газов.

По своему потенциалу глобального потепления метан значительно превосходит углекислый газ в краткосрочной перспективе. Поэтому выбросы метана, связанные с добычей, транспортировкой и хранением углеводородов, рассматриваются в международной практике как один из факторов, способствующих изменению климата.

Наряду с метаном определённое влияние на климатические процессы оказывают и другие углеводородные соединения, входящие в состав летучих органических веществ. В ходе атмосферных реакций они могут участвовать в

формировании вторичных аэрозолей, которые изменяют радиационный баланс атмосферы и влияют на процессы образования облаков.

Следует отметить, что интенсивность указанных процессов существенно зависит от климатических условий региона. В районах с высокой температурой воздуха и интенсивным солнечным излучением фотохимические реакции протекают значительно быстрее. Именно поэтому выбросы летучих углеводородов особенно опасны для регионов с жарким и сухим климатом.

К таким регионам относится и северная часть Республики Таджикистан, где летние температуры могут достигать 40–45 °C, а количество солнечных дней в году составляет 280-300. В подобных условиях испарение нефти в резервуарах сопровождается повышенным образованием летучих органических соединений, которые при взаимодействии с солнечным излучением способны активно участвовать в фотохимических процессах атмосферы. Это приводит к повышению содержания загрязняющих веществ в воздухе.

Дополнительным фактором, усиливающим экологическое воздействие испарительных выбросов, является их локализация в районах размещения нефтепромысловых объектов и резервуарных парков. Концентрация источников выбросов на относительно небольшой территории может приводить к накоплению углеводородных соединений в приземном слое атмосферы, особенно в условиях слабой циркуляции воздуха.

Таким образом, испарение нефти при её хранении является не только источником прямых выбросов углеводородов, но и фактором формирования вторичных загрязнителей атмосферы. Летучие органические соединения, образующиеся при испарении лёгких фракций нефти, участвуют в фотохимических реакциях, приводящих к образованию тропосферного озона, фотохимического смога и вторичных органических аэрозолей. Эти процессы оказывают негативное влияние как на состояние атмосферного воздуха, так и на климатические условия.

Следовательно, снижение испарительных потерь нефти при её хранении является важной задачей экологической безопасности нефтяной

промышленности. Ограничение выбросов летучих углеводородов позволяет не только уменьшить прямое загрязнение атмосферы, но и снизить интенсивность фотохимических процессов, приводящих к образованию вторичных загрязняющих веществ.

3.3.3. Оценка снижения загрязнения атмосферы при использовании разработанного метода из расчёта 1 тонны нефти к CO_2

Одним из основных источников загрязнения атмосферного воздуха в районах размещения нефтехранилищ являются потери нефти от испарения при хранении углеводородного сырья в резервуарах. В процессе испарения лёгкие углеводородные фракции переходят в газовую фазу и поступают в атмосферу в виде летучих органических соединений (ЛОС). Эти выбросы являются причиной ухудшения качества атмосферного воздуха и формирования вторичных загрязнителей, таких как тропосферный озон и фотохимический смог.

Разработанный в рамках данного исследования метод снижения потерь нефти от испарения основан на использовании раствора поверхностно-активных веществ с добавлением гидроксида кальция. Введение данного раствора в нефть приводит к образованию поверхностного защитного слоя, уменьшающего интенсивность перехода лёгких углеводородных фракций в газовую фазу.

Экспериментальные исследования, проведённые в главе 2, показали, что применение разработанной присадки позволяет снизить давление насыщенных паров нефти примерно на 21 %. Снижение давления насыщенных паров непосредственно связано со снижением интенсивности испарения лёгких углеводородов, что в свою очередь приводит к уменьшению выбросов углеводородных соединений в атмосферу.

Таблица 3.5 - Предельно допустимые концентрации основных компонентов паров нефти в атмосферном воздухе

Вещество	**ПДК (мг/м³)**	**Класс опасности**
Бензол	0.1	2
Толуол	0.6	3
Ксилолы	0.2	3
Гексан	60	4
Пропан	300	4

С точки зрения санитарной оценки загрязнения атмосферного воздуха важным показателем является сравнение концентрации загрязняющих веществ с ПДК.

Из приведённых данных (таблица 3.5.) определено, что наиболее строгие ограничения установлены для бензола, поскольку он обладает канцерогенными свойствами.

Снижение потерь нефти от испарения позволяет уменьшить поступление данных веществ в атмосферу, что приводит к снижению вероятности превышения санитарных нормативов качества атмосферного воздуха в районах расположения нефтебаз.

Для оценки экологического эффекта разработанной технологии были выполнены расчёты снижения выбросов углеводородов для резервуара типа РВС-2000.

Расчётами установлено, что в условиях жаркого климата северных районов Таджикистана годовые потери нефти от испарения для резервуара РВС-2000 могут достигать G0=15–18.75 т/год. При этом, использование разработанной технологии снижаются потери и составляют η=21%.

Тогда количество предотвращённых выбросов углеводородов определяется:

$$\Delta G = G0 \cdot \eta \qquad (3.4)$$

Следовательно при минимальных значениях потерь, количество выбросов составит 3,15 т/год, а при максимальных – 3,94 т/год.

Таким образом, применение разработанного раствора поверхностно-активных веществ позволяет предотвратить поступление в атмосферу примерно 3–4 т углеводородных соединений в год для одного резервуара объёмом 2000м³.

На практике нефтебазы и нефтепромысловые предприятия используют резервуарные парки, включающие несколько резервуаров хранения нефти. Поэтому экологический эффект применения разработанной технологии существенно возрастает при её внедрении на уровне всего резервуарного парка.

Для оценки экологического эффекта рассмотрим условный резервуарный парк, включающий 10 резервуаров РВС-2000.

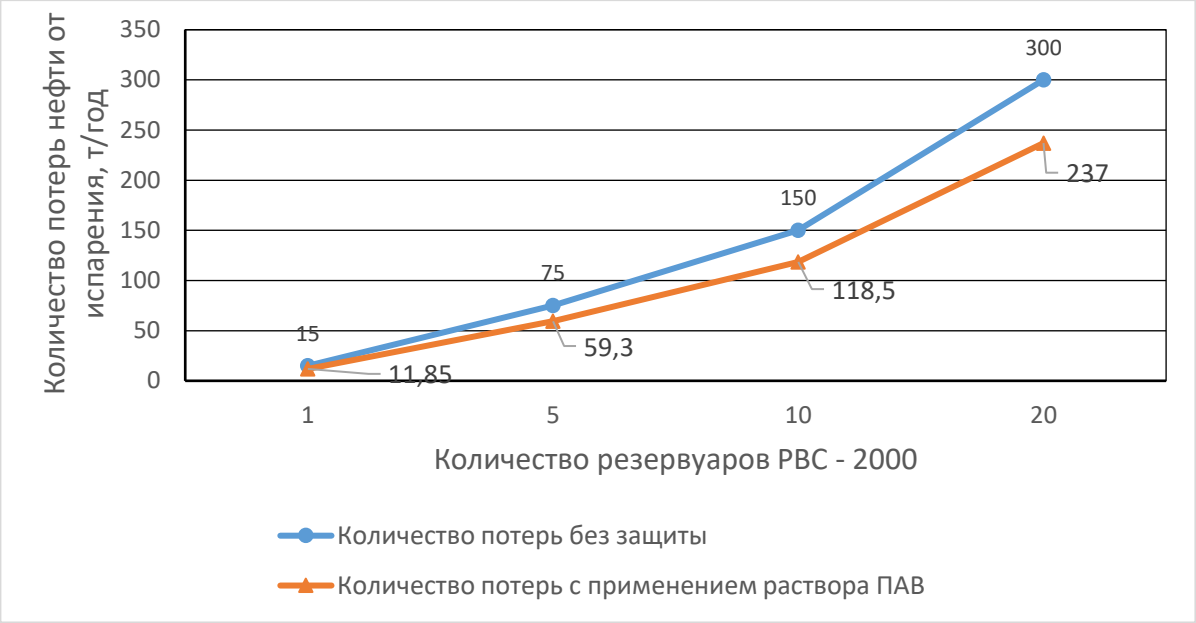


Рисунок 3.7 – График показателей потерь нефти с применением раствора ПАВ в зависимости от количества резервуаров

Как было показано ранее, в составе паров нефти присутствуют ароматические углеводороды бензолового ряда, объединяемые в группу BTEX. Несмотря на относительно небольшую долю в составе паров нефти, именно эти соединения определяют токсикологическую опасность выбросов.

Согласно данным экологических исследований, содержание ароматических соединений в парах нефти может составлять 5–10 % от общей массы летучих углеводородов.

Применение разработанной технологии позволяет уменьшить потери нефти от испарения примерно на 21 %, что приводит к соответствующему снижению выбросов ароматических углеводородов.

Суммируя полученные результаты, можно сделать вывод, что внедрение разработанной технологии позволяет:

- уменьшить потери нефти от испарения примерно на 20–25 %;
- снизить выбросы летучих углеводородов на 3–4 тонны в год для одного резервуара;
- уменьшить выбросы токсичных ароматических соединений на 0.2–0.4 тонн в год;

- снизить вероятность превышения санитарных нормативов качества атмосферного воздуха.

Важным аспектом оценки экологической эффективности разработанного метода является не только количественное снижение выбросов углеводородов, но и изменение характера их поступления в атмосферную среду. Снижение интенсивности испарения нефти приводит к трансформации динамики формирования парогазовой смеси в резервуаре, что оказывает влияние на процессы рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

В таблице 3.6 приведены прогнозируемые показатели экологического эффекта от применения раствора ПАВ для снижения потерь нефти от испарения при длительной эксплуатации нефтебаз. Данные таблицы показывают, что применение разработанного раствора ПАВ обеспечивает устойчивый экологический эффект как для одного резервуара, так и для нескольких.

Таблица 3.6 – Экологический эффект от применения разработанной технологии снижения потерь нефти от испарения

Показатель	**Для 1 резервуара РВС-2000 за 1 год**	**Для 10 резервуаров за 1 год**	**Для 10 резервуаров за 5 лет**	**Для 10 резервуаров за 10 лет**
Потери нефти от испарения без применения ПАВ, т	15.0–18.75	150.0–187.5	750.0–937.5	1500.0–1875.0
Предотвращённые выбросы углеводородов, т	3.15–3.94	31.5–39.4	157.5–197.0	315.0–394.0
В том числе предотвращённые выбросы BTEX, т*	0.16–0.39	1.6–3.9	8.0–19.5	16.0–39.0
Остаточные выбросы углеводородов после применения ПАВ, т	11.85–14.81	118.5–148.1	592.5–740.5	1185.0–1481.0

Для одного резервуара РВС-2000 предотвращённые выбросы углеводородов составляют 3.15–3.94 т/год, а для резервуарного парка из 10 резервуаров – 31.5–39.4 т/год. За 10 лет эксплуатации суммарное снижение выбросов углеводородов может достигать 315–394 т, в том числе выбросов ароматических соединений группы BTEX – 16–39 т.

Это подтверждает, что разработанная технология обладает выраженной экологической значимостью и позволяет существенно уменьшить техногенную нагрузку на атмосферный воздух в районах хранения нефти.

В условиях эксплуатации резервуаров выбросы углеводородов носят, как правило, импульсный характер и связаны с так называемыми «дыханиями» резервуаров, возникающими при изменении температуры окружающей среды и давления в газовом пространстве. В периоды интенсивного нагрева происходит увеличение давления насыщенных паров и, как следствие, выброс более концентрированной парогазовой смеси в атмосферу. Применение поверхностно-активных веществ изменяет условия массообмена на границе «жидкость–газ», что приводит к снижению скорости накопления паров в газовом пространстве резервуара. В результате уменьшается не только суммарная масса выбросов, но и их пиковая концентрация в моменты «дыханий».

С экологической точки зрения это имеет принципиальное значение, поскольку именно кратковременные пиковые выбросы формируют зоны повышенного загрязнения вблизи источника. Снижение амплитуды таких выбросов способствует более равномерному распределению загрязняющих веществ в атмосфере и уменьшает вероятность формирования локальных зон с повышенными концентрациями летучих органических соединений.

Дополнительным фактором является влияние разработанного метода на кинетику атмосферных превращений углеводородов. Летучие органические соединения, поступающие в атмосферу, вступают в цепные реакции окисления с участием гидроксильных радикалов, оксидов азота и солнечного излучения. Скорость этих процессов напрямую зависит от концентрации исходных реагентов, а также температуры окружающей среды. При уменьшении поступления углеводородов снижается интенсивность протекания фотохимических реакций, что приводит к уменьшению образования вторичных загрязнителей, включая тропосферный озон и органические аэрозоли.

Особенно важным является то, что снижение выбросов происходит на стадии их формирования, а не после попадания в атмосферу. В отличие от систем

улавливания и рекуперации, которые работают с уже образовавшейся газовой фазой, применение ПАВ ограничивает сам процесс перехода углеводородов в парообразное состояние. Такой подход соответствует принципам превентивной экологической защиты, согласно которым наибольшая эффективность достигается при предотвращении образования загрязняющих веществ, а не при их последующем удалении.

Следует также учитывать влияние разработанного метода на процессы атмосферного переноса загрязняющих веществ. Углеводороды, обладающие высокой летучестью, способны распространяться на значительные расстояния от источника выброса, формируя региональное загрязнение. Уменьшение их поступления в атмосферу снижает общий фон загрязнения и ограничивает распространение загрязняющих веществ за пределы санитарно-защитной зоны предприятия.

Кроме того, снижение интенсивности испарения влияет на процессы взаимодействия загрязняющих веществ с подстилающей поверхностью. Часть углеводородов, находящихся в атмосфере, может адсорбироваться на поверхности почвы и растительности, а затем вовлекаться в дальнейшие биогеохимические процессы. Уменьшение концентрации этих веществ в воздухе приводит к снижению их накопления в почвенном покрове и уменьшает нагрузку на почвенные микроорганизмы, участвующие в процессах разложения органических соединений.

С позиции системного экологического анализа разработанный метод можно рассматривать как технологию, обеспечивающую снижение нагрузки на все основные компоненты окружающей среды одновременно. Ограничение выбросов углеводородов в атмосферу приводит к уменьшению их участия в атмосферных реакциях, снижает вторичное загрязнение почв и вод, а также уменьшает воздействие на биологические объекты.

Таким образом, применение раствора поверхностно-активных веществ для снижения потерь нефти от испарения может рассматриваться как эффективный

и экологически обоснованный метод уменьшения загрязнения атмосферного воздуха в районах хранения нефти.

3.4. Оценка потенциального воздействия разработанного способа снижения эмиссии углеводородов на окружающую среду

Применение поверхностно-активных веществ для снижения потерь лёгких углеводородных фракций нефти при хранении наряду с положительным технологическим эффектом требует оценки возможного вторичного воздействия самого реагента на окружающую среду. В настоящей работе в качестве основы разработанного поверхностно-активного состава использована смесь высшей жирной кислоты, преимущественно пальмитиновой кислоты, и гидроксида кальция. При их взаимодействии происходит образование кальциевой соли жирной кислоты по общей реакции:

$$2RCOOH + Ca(OH)_2 \rightarrow (RCOO)_2Ca + 2H_2O \qquad (3.5)$$

В случае пальмитиновой кислоты основным продуктом взаимодействия является пальмитат кальция. Образующийся поверхностно-активный состав формирует на поверхности нефти защитный жидкостный слой, затрудняющий переход лёгких углеводородных компонентов из жидкой фазы нефти в газовое пространство резервуара.

Несмотря на непосредственный контакт поверхностно-активного состава с нефтью, возможность его собственного поступления в окружающую среду полностью исключать нельзя. Потенциальными путями воздействия являются попадание реагента в почву или воду при аварийном проливе и механический унос мелкодисперсных капель в газовое пространство резервуара. Вместе с тем принципиальное значение имеет различие между механическим аэрозольным уносом и молекулярным испарением компонентов состава.

Гидроксид кальция относится к нелетучим неорганическим соединениям. Пальмитиновая кислота также характеризуется крайне низкой летучестью при температурах, соответствующих условиям хранения нефти. Ещё меньшей способностью к переходу в газовую фазу характеризуется образующаяся кальциевая соль жирной кислоты. Следовательно, поступление основных

компонентов разработанного состава в атмосферный воздух непосредственно за счёт испарения является пренебрежимо малым. Возможный перенос может быть связан преимущественно с механическим образованием аэрозоля при интенсивном перемешивании, вспенивании или разбрызгивании жидкости.

Для сравнительной оценки необходимо учитывать особенности ранее исследованных поверхностно-активных составов, получаемых с использованием гидроксидов калия, натрия и лития. Сами KOH, NaOH, LiOH и $Ca(OH)_2$ при обычных температурах также не относятся к летучим соединениям, поэтому различия между рассматриваемыми составами некорректно связывать с испарением соответствующих гидроксидов. Экологически более значимыми являются их растворимость, способность к миграции в водной среде, изменение кислотно-щелочного равновесия при случайном попадании в природные среды и свойства образующихся солей жирных кислот.

Гидроксиды натрия и калия обладают высокой растворимостью в воде, а образующиеся соли высших жирных кислот натрия и калия характеризуются выраженными поверхностно-активными свойствами и способностью переходить в водную фазу. Гидроксид лития также является растворимым щелочным соединением, вследствие чего при аварийном попадании соответствующего состава в водную среду возможно формирование подвижных ионных форм. Для кальцийсодержащего состава характерно образование кальциевых солей высших жирных кислот, обладающих существенно меньшей растворимостью в воде. Это ограничивает их способность к распространению с водной фазой и снижает потенциальную миграционную нагрузку по сравнению с более растворимыми щелочными системами.

Дополнительным преимуществом применения кальцийсодержащего состава является возможность использования гидроксида кальция в сравнительно малой концентрации. В проведённых исследованиях рациональный диапазон содержания $Ca(OH)_2$ составлял 15–25 мг/кг, а для последующих расчётов и экспериментальной оценки было принято значение 20 мг/кг. При такой концентрации обеспечивалось необходимое изменение свойств

поверхностного слоя при ограниченном количестве вводимого неорганического компонента.

Следует учитывать, что при аварийном попадании разработанного состава непосредственно в почву или водный объект определённое воздействие сохраняется. Гидроксид кальция способен локально повышать значение pH, а жирнокислотные компоненты — изменять содержание органического вещества и свойства поверхности раздела фаз. Поэтому разработанный состав не следует характеризовать как полностью экологически нейтральный. Однако низкая летучесть его основных компонентов, малая концентрация $Ca(OH)_2$ и ограниченная растворимость образующихся кальциевых солей жирных кислот позволяют характеризовать его как состав с относительно низким потенциалом вторичного загрязнения при соблюдении технологического режима эксплуатации.

Экологический эффект разработанного способа определяется двумя взаимосвязанными факторами. Первый заключается в снижении перехода лёгких углеводородных фракций нефти в газовое пространство резервуара и последующего их выброса в атмосферу. Второй связан с физико-химическими свойствами самого защитного состава, основные компоненты которого при рабочих температурах практически не переходят в паровую фазу. По совокупности рассмотренных характеристик применение поверхностно-активного состава на основе гидроксида кальция и высших жирных кислот может рассматриваться как экологически предпочтительное направление по сравнению с исследованными системами на основе гидроксидов щелочных металлов, прежде всего с позиции снижения потенциальной миграции компонентов состава в водной среде и ограничения вторичной нагрузки на окружающую среду.

3.5. Эколого-экономическая эффективность и ресурсосбережение при использовании поверхностно-активных веществ

Потери нефти от испарения при её хранении в резервуарах приводят не только к ухудшению экологической обстановки, но и к значительным

экономическим потерям для нефтяных предприятий. В процессе испарения лёгких углеводородных фракций часть товарной нефти теряется в виде углеводородных паров, что приводит к снижению объёма реализуемой продукции и, соответственно, уменьшению прибыли предприятия.

Разработанная технология снижения потерь нефти от испарения с использованием раствора ПАВ позволяет уменьшить интенсивность испарения лёгких углеводородных фракций и тем самым сократить потери товарной нефти при хранении. Экономический эффект данной технологии проявляется в сохранении части углеводородного сырья, которое в обычных условиях было бы потеряно в результате испарения.

Для оценки экономического эффекта была использована фактическая цена товарной нефти на предприятии, где проводилось исследование. По данным производственных опросов средняя стоимость 1 тонны нефти составляет 2500 сомони, что соответствует примерно 234,48 долларов США.

Таблица 3.7 - Экономический эффект от применения раствора ПАВ для одного резервуара РВС-2000

Показатель	**Минимальное значение**	**Максимальное значение**
Потери нефти от испарения без применения ПАВ, т/год	15	18.75
Сохранённая нефть, т/год	3.15	3.94
Стоимость 1 т нефти, сомони	2500	2500
Экономический эффект, сомони/год	7875	9850
Экономический эффект, USD/год	738	923

На практике нефтебазы и нефтяные предприятия используют резервуарные парки, состоящие из нескольких резервуаров хранения нефти. Поэтому суммарный экономический эффект от применения разработанной технологии значительно возрастает, в зависимости от числа имеющихся резервуаров.

Таблица 3.8 - Экономический эффект для резервуарного парка с использованием разработанной технологии

Количество резервуаров	**Сохранённая нефть, т/год**	**Экономический эффект, сомони/год**
1	3.15–3.94	7875–9850
5	15.7–19.7	39375–49250
10	31.5–39.4	78750–98500
20	63–78.8	157500–197000

Для оценки практической значимости технологии был выполнен расчёт экономического эффекта для условного резервуарного парка из 10 резервуаров РВС-2000.

По приведённым данным таблицы 3.8 установлено, что для резервуарного парка из 10 резервуаров экономический эффект может достигать 78–98 тыс. сомони в год, а для более крупных резервуарных парков экономический эффект возрастает пропорционально количеству резервуаров.

Таблица 3.9 - Экономический эффект применения ПАВ для резервуарного парка

Показатель	**Значение**
Количество резервуаров	10
Сохранённая нефть, т/год	31.5–39.4
Экономический эффект, сомони/год	78 750–98 500
Экономический эффект за 5 лет, сомони	393 750–492 500
Экономический эффект за 10 лет, сомони	787 500–985 000

Полученные результаты показывают, что внедрение разработанной технологии на уровне резервуарного парка позволяет обеспечить значительный экономический эффект и существенно снизить потери углеводородного сырья.

3.6. Внедрение разработанных решений в практику нефтяного производства (на примере ОАО «Нафту Газ»)

Нефтегазовая промышленность играет важную роль в экономике Республики Таджикистан, обеспечивая добычу и переработку углеводородных ресурсов, а также снабжение потребителей нефтепродуктами и природным газом. Одним из ключевых предприятий отрасли является ОАО «Нафту Газ», представляющее собой крупнейшую государственную компанию, осуществляющую добычу, хранение, переработку и реализацию нефти и газа на территории республики [107].

На сегодняшний день предприятие ОАО «Нафту Газ» осуществляет разработку нескольких нефтегазовых месторождений на территории Республики Таджикистан [107] в районах Джаллолиддин Балхи, районе Балджуан, города Турсунзаде и др. К основным объектам разработки относятся следующие месторождения (см. таблицу 3.10).

Таблица 3.10 - Месторождения разрабатываемые ОАО «Нафту Газ»

Месторождение	Район расположения	Тип углеводородного сырья
Сурхсимо	район Джаллолиддин Балхи	нефть и газ
Патинак	район Балджуан	нефть
Кургончаи Шимоли	район г. Турсунзаде	нефть и газ

В условиях жаркого климата Таджикистана интенсивность испарения нефти может существенно возрастать, особенно в летний период (таблица 3.11). Повышенные температуры воздуха способствуют увеличению давления насыщенных паров нефти и ускорению процессов испарения лёгких углеводородных фракций. Это приводит как к экологическим, так и к экономическим потерям.

Таблица 3.11 – Климатические характеристики районов размещения основных объектов ОАО «Нафту Газ»

Объект / район	Климатическая характеристика	Температура самого тёплого месяца	Температура самого холодного месяца	Осадки / сезонность
Джалолиддин Балхи (Сурхсимо)	тёплый полузасушливый климат	июль: 29,2 °C	январь: 3,1 °C	279,4 мм/год; максимум осадков весной
Балджувон (Патинак)	жаркое лето, умеренно холодная зима	июль: 33,3/18,3 °C (день/ночь)	январь: 6,7/−2,8 °C	наиболее влажный период декабрь–май, минимум осадков в августе
Турсунзоде (Кургончаи Шимоли)	жаркое лето, длительный сухой период	июль: 36,1/21,1 °C (день/ночь)	январь: 8,3/0 °C	наиболее влажный период декабрь–май, минимум осадков в августе

Разработанная в рамках данного исследования технология снижения потерь нефти от испарения основана на использовании раствора ПАВ, который вводится в нефть и формирует на её поверхности защитный слой [56]. Данный слой снижает интенсивность перехода лёгких углеводородных фракций в газовую фазу и уменьшает потери нефти при хранении.

Преимуществом предложенной технологии является то, что её применение не требует реконструкции существующих резервуаров хранения нефти и может быть реализовано непосредственно на действующих нефтебазах предприятия.

Для оценки практической применимости разработанного метода необходимо учитывать климатические особенности районов, где расположены объекты предприятия. Доступные климатические данные показывают, что все рассматриваемые районы характеризуются жарким летом, сравнительно мягкой зимой в равнинных и предгорных зонах и выраженным сухим периодом в тёплое время года. В Джалолиддин Балхи (город Балх) средняя годовая температура составляет 16,8 °C, средняя температура июля – 29,2 °C, января – 3,1 °C, а среднее годовое количество осадков – 279,4 мм. В Балджуване самый жаркий месяц – июль, со средней дневной температурой около 33,3 °C и ночной около 18,3 °C, а самый холодный – январь, со средней дневной температурой около 6,7 °C и ночной −2,8 °C; наиболее влажный месяц – март, а август практически без осадков. В Турсунзаде июль характеризуется средней дневной температурой около 36,1 °C и ночной 21,1 °C, январь – около 8,3 °C днём и 0 °C ночью; как и в Балджувоне, максимальные осадки наблюдаются весной, а август практически сухой [117].

С учётом результатов лабораторных исследований и расчётов, выполненных в предыдущих разделах, внедрение раствора ПАВ в практику ОАО «Нафту Газ» целесообразно осуществлять на объектах хранения нефти, прежде всего в резервуарном парке центрального пункта сбора нефти. Данный резервуарный парк включает 6 резервуаров РВС-2000, что позволяет оценить эффект не для единичного резервуара, а уже для реально действующего производственного узла.

Разработанная технология не требует капитальной реконструкции резервуаров, изменения их геометрии или установки сложного механического оборудования. Это является её важным преимуществом по сравнению с понтонными крышами и системами улавливания паров. Технология может внедряться поэтапно: сначала на одном резервуаре в режиме опытно-промышленной апробации, а затем – на всём резервуарном парке.

Ранее в работе было установлено, что для одного резервуара РВС-2000 в условиях жаркого климата Северного Таджикистана потери нефти от испарения

могут достигать 15,0–18,75 т/год, а использование раствора ПАВ позволяет уменьшить эти потери примерно на 21%. Следовательно, для одного резервуара количество сохраняемой нефти составляет ΔG1=3.15–3.94 т/год

Соответственно, общие потери нефти от испарения без применения ПАВ для 6 резервуаров составят:

$$G0,6=6\cdot(15.0–18.75)=90.0–112.5 \text{ т/год}$$

Для резервуарного парка из 6 резервуаров общее количество сохраняемой нефти составит:

$$\Delta G6=6\cdot\Delta G1 =18.9–23.64 \text{ т/год}$$

После внедрения раствора ПАВ остаточные потери будут равны 71.1–88.9 т/год

Поскольку резервуарный парк эксплуатируется длительное время, практическая значимость технологии наиболее полно раскрывается при анализе её накопленного эффекта за ряд лет. Для прогноза принято, что:

1. состав резервуарного парка остаётся неизменным;
2. режим эксплуатации резервуаров существенно не меняется;
3. климатические условия сохраняют характер, типичный для рассматриваемых районов;
4. эффективность ПАВ в среднем остаётся на уровне 21%.

На рисунке 3.9. представлен прогноз сокращения потерь нефти от испарения для резервуарного парка ОАО «Нафту Газ» в следующие 10 лет.

В условиях ОАО «Нафту Газ» внедрение разработанного метода имеет несколько принципиально важных преимуществ.

Во-первых, технология может быть использована на действующем резервуарном парке без капитального переоборудования резервуаров. Это особенно важно для предприятий, где модернизация резервуарной инфраструктуры требует значительных финансовых вложений и остановки части производственных процессов.

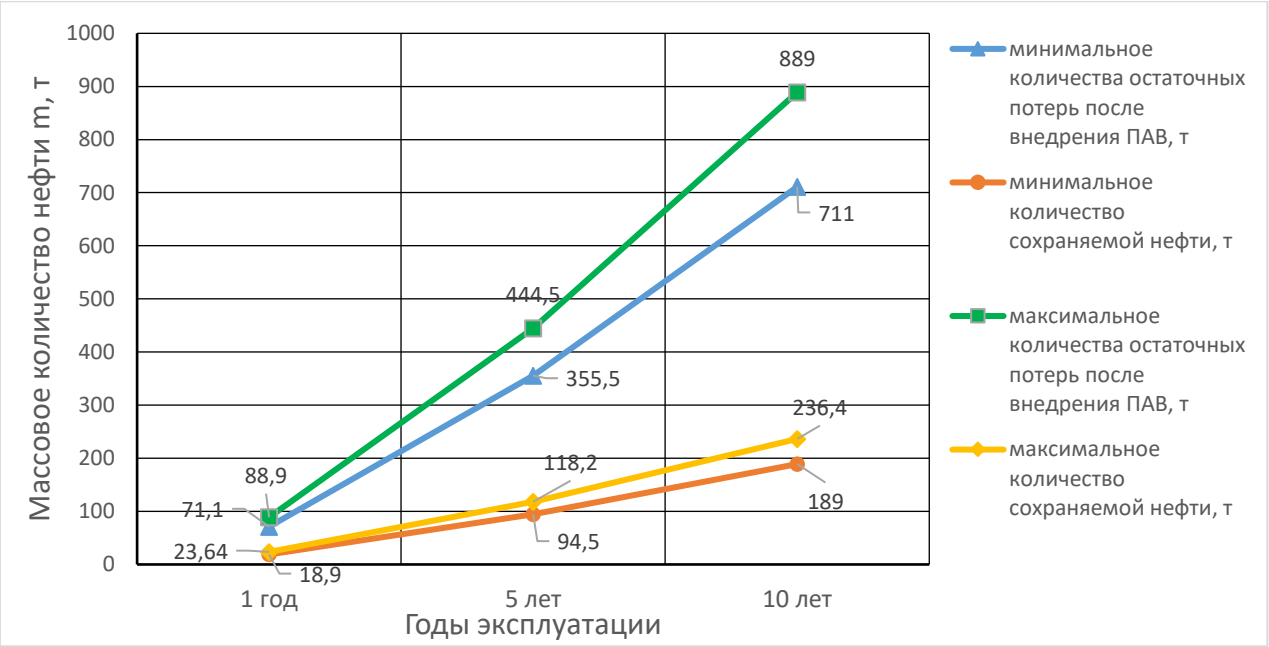


Рисунок 3.8. – График прогноза сокращение потерь нефти в ОАО «Нафту Газ»

Во-вторых, технология ориентирована именно на те климатические условия, которые характерны для месторождений и производственных объектов компании: жаркое лето, продолжительный сухой период и высокую солнечную радиацию. Следовательно, предлагаемый метод соответствует реальным эксплуатационным условиям предприятия.

В-третьих, даже для одного центрального пункта сбора нефти из 6 резервуаров эффект от внедрения выражается в сокращении потерь нефти от испарения на десятки тонн в течение эксплуатационного периода.

Это позволяет рассматривать разработанный метод как не просто лабораторное решение, а как реально применимую производственную технологию.

Таким образом, практическое внедрение разработанного раствора ПАВ на объектах ОАО «Нафту Газ» является технически осуществимым и экологически обоснованным. Для центрального пункта сбора нефти, состоящего из 6 резервуаров РВС-2000, применение технологии способно обеспечить сокращение потерь нефти от испарения на 18.9–23.64 т/год, а за 10 лет эксплуатации – на 189–236.4 т. Предполагаемый экономический эффект от внедрения разработанной технологии предприятия составит 78750 – 98500

сом/год. Это подтверждает перспективность использования разработанных решений в практике нефтяного производства Республики Таджикистан.

3.7. Разработка практических рекомендаций по минимизации выбросов продуктов испарения в нефтяном производстве

Потери нефти от испарения при хранении углеводородного сырья в резервуарах являются одним из основных источников загрязнения атмосферного воздуха на объектах нефтяной промышленности [75]. В условиях жаркого климата Республики Таджикистан интенсивность испарения лёгких углеводородных фракций существенно возрастает, что приводит к увеличению выбросов летучих органических соединений в атмосферу и росту потерь товарной нефти.

Результаты проведённых исследований показали, что использование раствора ПАВ позволяет существенно снизить потери нефти от испарения и уменьшить поступление углеводородных соединений в атмосферу.

Внедрение технологии снижения потерь нефти от испарения с использованием раствора ПАВ целесообразно осуществлять на объектах хранения нефти, где применяются вертикальные стальные резервуары [6]. Наиболее эффективным является использование данной технологии на резервуарах объёмом от 1000 до 5000 м³, поскольку именно на таких объектах наблюдаются наибольшие потери нефти от испарения.

Таблица 3.12 - Основные технологические параметры применения раствора ПАВ

Параметр	Рекомендуемое значение
Тип резервуара	РВС
Объём резервуара	1000–5000 м³
Оптимальная концентрация $Ca(OH)_2$	15–25 мг/кг
Температура приготовления раствора	около 60 °C
Время стабилизации раствора	до 72 часов
Способ введения	через дозирующую систему

Раствор ПАВ рекомендуется вводить в нефть после заполнения резервуара до рабочего уровня. При этом раствор распределяется по поверхности нефти и формирует защитный слой, который снижает интенсивность перехода лёгких углеводородных фракций в газовую фазу.

Оптимальная концентрация гидроксида кальция в растворе ПАВ, установленная в ходе экспериментальных исследований, составляет 15–25 мг/кг, что обеспечивает наибольшее снижение давления насыщенных паров нефти.

Технологическая схема применения раствора ПАВ

Практическая реализация разработанной технологии может осуществляться по следующей технологической схеме:

1. приготовление раствора ПАВ в отдельной технологической ёмкости;
2. контроль концентрации раствора;
3. дозированное введение раствора в резервуар с нефтью;
4. равномерное распределение раствора по поверхности нефти;
5. контроль эффективности снижения потерь нефти от испарения.

Помимо применения раствора ПАВ, для уменьшения потерь нефти от испарения рекомендуется внедрение комплекса организационных мероприятий. К основным из них относятся:

- поддержание герметичности резервуаров хранения нефти;
- регулярный контроль состояния дыхательных клапанов;
- минимизация времени открытого хранения нефти;
- контроль температуры хранения нефти;
- проведение регулярного мониторинга выбросов углеводородов.

Комплексное применение данных мероприятий позволяет значительно повысить эффективность снижения потерь нефти от испарения.

Внедрение предложенных мероприятий позволяет существенно снизить поступление углеводородных соединений в атмосферу. Для резервуарного парка из 6 резервуаров РВС-2000 использование раствора ПАВ обеспечивает сокращение потерь нефти от испарения примерно на 18.9–23.64 т в год, что соответствует уменьшению выбросов углеводородных соединений.

Снижение выбросов летучих углеводородов приводит к:

- уменьшению загрязнения атмосферного воздуха;
- снижению концентрации летучих органических соединений;
- уменьшению образования фотохимического смога;

- улучшению экологической обстановки в районах размещения нефтяных объектов.

Разработанные рекомендации могут быть использованы на предприятиях нефтяной промышленности Республики Таджикистан, в том числе на объектах ОАО «Нафту Газ». Их применение позволит повысить экологическую безопасность нефтяных производств, уменьшить потери углеводородного сырья и повысить эффективность эксплуатации резервуарных парков.

Таким образом, разработанный комплекс технологических и организационных мероприятий по применению раствора ПАВ представляет собой эффективное направление снижения потерь нефти от испарения и уменьшения негативного воздействия нефтяной промышленности на окружающую среду.

3.8. Комплексная экологическая эффективность применения разработанного метода снижения потерь нефти от испарения

Комплексная оценка экологической эффективности разработанного метода снижения потерь лёгких углеводородов от испарения при хранении нефти является одним из ключевых этапов обоснования его практической значимости.

В отличие от локальной оценки, основанной на анализе отдельных показателей, комплексный подход позволяет рассмотреть совокупное влияние предлагаемой технологии на все компоненты окружающей среды, включая атмосферный воздух, почвенные и водные ресурсы, а также санитарно-гигиеническое состояние территории нефтепромысловых объектов [86].

По установленным данным потери нефти от испарения при хранении в резервуарах типа РВС-2000 в условиях жаркого климата Северного Таджикистана составляют в среднем 15,0–18,75 т/год на один резервуар типа РВС-2000. Основную часть этих потерь составляют лёгкие углеводородные фракции, переходящие в атмосферу в виде летучих органических соединений (ЛОС), включая соединения группы BTEX [57].

Применение разработанного раствора поверхностно-активных веществ на основе $Ca(OH)_2$ обеспечивает снижение давления насыщенных паров нефти и, как следствие, уменьшение интенсивности испарения лёгких углеводородов в среднем на 21 %.

В абсолютном выражении это соответствует предотвращению выбросов углеводородных соединений в объёме 3,15–3,94 т/год для одного резервуара РВС-2000.

Экологический эффект для единичного резервуара

Для одного резервуара объёмом 2000 м³ полученные результаты можно представить следующим образом:

- исходные потери нефти: 15,0–18,75 т/год;
- предотвращённые выбросы углеводородов: 3,15–3,94 т/год;
- остаточные выбросы: 11,85–14,81 т/год;
- доля снижения выбросов: 21 %.

С учётом того, что содержание ароматических соединений (BTEX) в составе паров нефти составляет в среднем 5–10 %, предотвращённые выбросы данных высокотоксичных веществ составляют 0,16–0,39 т/год для одного резервуара.

Таким образом, даже для единичного технологического объекта достигается существенное снижение поступления в атмосферу токсичных компонентов, оказывающих наибольшее влияние на здоровье человека и экологическое состояние окружающей среды.

Экологический эффект на уровне резервуарного парка

На практике нефтяные предприятия эксплуатируют резервуарные парки, включающие несколько резервуаров хранения нефти. Рассмотрим типовой резервуарный парк, состоящий из 10 резервуаров РВС-2000.

В этом случае суммарные показатели составят:

- общие потери нефти без применения ПАВ: 150–187,5 т/год;
- предотвращённые выбросы углеводородов: 31,5–39,4 т/год;
- предотвращённые выбросы BTEX: 1,6–3,9 т/год;

- остаточные выбросы: 118,5–148,1 т/год.

Следовательно, внедрение разработанной технологии на уровне одного резервуарного парка позволяет снизить выбросы летучих углеводородных соединений на десятки тонн ежегодно, что существенно уменьшает техногенную нагрузку на атмосферный воздух в зоне размещения нефтепромысловых объектов.

Особую значимость приобретает оценка накопленного экологического эффекта при длительной эксплуатации резервуарных парков.

Для более наглядного представления комплексного экологического эффекта применения разработанного метода выполнена графическая интерпретация расчётных данных. В графиках отражены как текущие, так и накопленные показатели снижения выбросов углеводородов и ароматических соединений группы BTEX для отдельных резервуаров и резервуарных парков.

Из рисунка 3.10 установлено, что экологический эффект применения ПАВ имеет накопительный характер. Даже для одного резервуара РВС-2000 за 10 лет эксплуатации предотвращённые выбросы углеводородов достигают 31,5–39,4 т, тогда как для резервуарного парка из 6 резервуаров данный показатель возрастает до 189,0–236,4 т, а для 10 резервуаров — до 315,0–394,0 т. Это подтверждает устойчивую природоохранную значимость разработанного метода при длительной эксплуатации.

Для резервуарного парка из 10 резервуаров РВС-2000 суммарный экологический эффект составит:

за 5 лет:

- предотвращённые выбросы углеводородов: 157,5–197,0 т;
- предотвращённые выбросы BTEX: 8,0–19,5 т;

за 10 лет:

- предотвращённые выбросы углеводородов: 315,0–394,0 т;
- предотвращённые выбросы BTEX: 16,0–39,0 т.

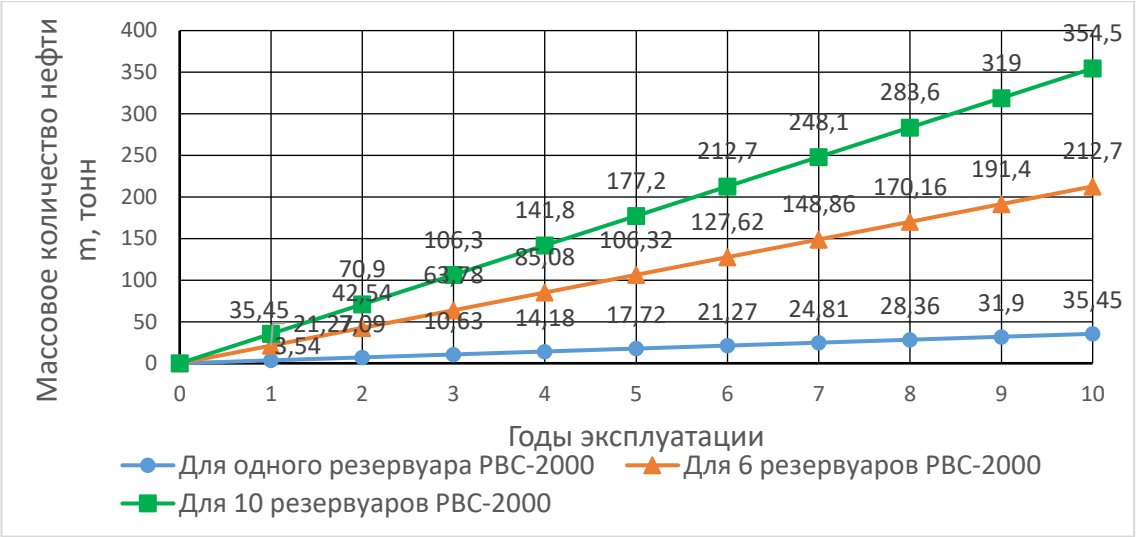


Рисунок 3.9. – График накопленного снижения выбросов углеводородов с применением ПАВ в течении 10 лет эксплуатации резервуаров

Таким образом, за длительный период эксплуатации достигается значительное снижение накопленной техногенной нагрузки на атмосферу, что особенно важно для регионов с высокой концентрацией нефтепромысловых объектов.

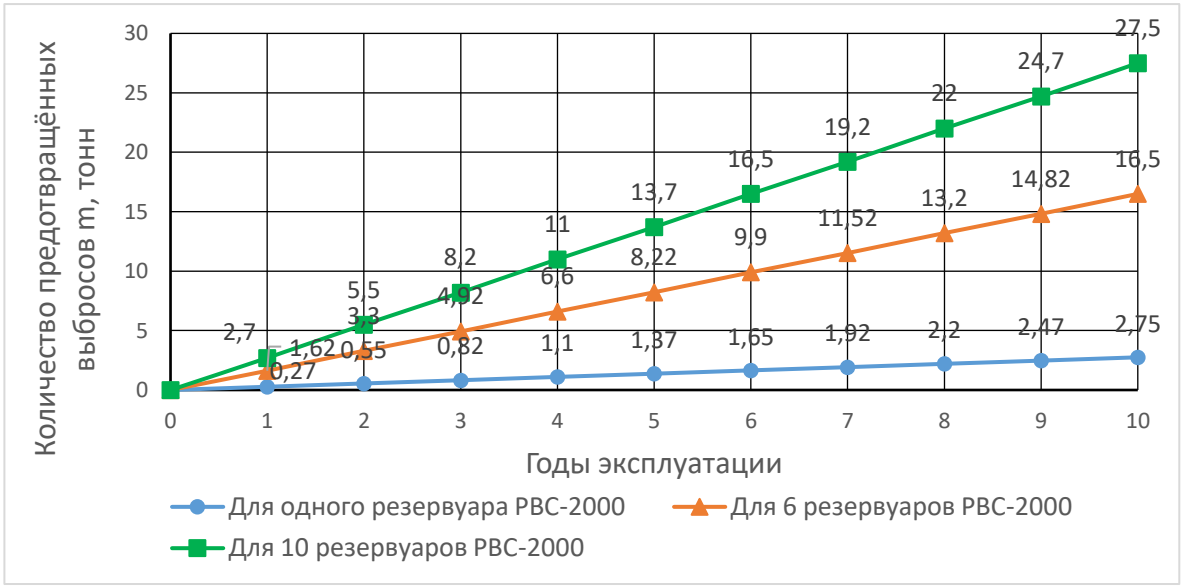


Рисунок 3.10. – График накопленного снижения выбросов ароматических углеводородов группы BTEX с применением ПАВ

Снижение потерь нефти от испарения непосредственно приводит к уменьшению выбросов летучих органических соединений в атмосферу.

Из рисунка 3.10 следует, что применение ПАВ позволяет уменьшить выбросы не только суммарных углеводородов, но и наиболее экологически опасных ароматических соединений группы BTEX. Для резервуарного парка из

6 резервуаров РВС-2000 за 10 лет эксплуатации уменьшение выбросов BTEX могут достигать 9,6–23,4 т, что существенно снижает токсическую нагрузку на атмосферу, почвенно-растительный покров и здоровье человека.

Комплексное положительное воздействие с применением ПАВ приводит к изменениям следующих показателей:

1. Уменьшение выбросов на 21 % приводит к пропорциональному снижению содержания углеводородных соединений в воздухе, особенно в зонах размещения резервуарных парков.
2. Сокращение выбросов бензола (ПДК = 0,1 мг/м³), толуола (0,6 мг/м³) и ксилолов (0,2 мг/м³) снижает вероятность превышения санитарных нормативов качества атмосферного воздуха.
3. Уменьшение концентрации ЛОС приводит к снижению интенсивности фотохимических реакций, в результате которых образуются:
    - тропосферный озон;
    - фотохимический смог;
    - вторичные органические аэрозоли.
4. Снижение выбросов метана и других углеводородов уменьшает вклад нефтяной отрасли в формирование парникового эффекта.

Воздействие на почвенные и водные ресурсы

Испаряющиеся углеводороды, попадая в атмосферу, могут участвовать в процессах вторичного загрязнения почвы и водных объектов через атмосферные осадки.

Снижение выбросов ЛОС приводит к следующим эффектам [54]:

- уменьшение выпадения углеводородных соединений с осадками;
- снижение накопления токсичных веществ в верхних слоях почвы;
- уменьшение воздействия на почвенную микрофлору;
- снижение риска загрязнения поверхностных и подземных вод.

Особенно важно это для районов с развитой сельскохозяйственной деятельностью, где загрязнение почвы и воды может приводить к ухудшению качества продукции и нарушению экологического баланса [114].

Воздействие на растительность и экосистемы

Летучие углеводороды и продукты фотохимических реакций оказывают негативное влияние на растительность: повреждение листового аппарата, снижение интенсивности фотосинтеза, замедление роста растений, снижение урожайности сельскохозяйственных культур.

Снижение выбросов ЛОС на 21 % способствует уменьшению указанных эффектов и улучшению состояния природных экосистем.

Интегральная экологическая оценка

В количественном выражении данная схема соответствует следующим показателям:

- снижению выбросов углеводородов на 21 %;
- снижению выбросов BTEX на 0,16–0,39 т/год (для 1 резервуара);
- снижению выбросов на 31,5–39,4 т/год (для 10 резервуаров);
- накопленному снижению до 394 т углеводородов за 10 лет эксплуатации.

Проведённая комплексная оценка показывает, что разработанный метод снижения испарительных потерь нефти обладает выраженной экологической эффективностью. Его применение позволяет существенно снизить выбросы летучих углеводородных соединений, уменьшить загрязнение атмосферного воздуха, снизить вторичное загрязнение почвы и водных ресурсов, а также улучшить санитарно-гигиеническое состояние окружающей среды.

Санитарно-гигиенический эффект

Снижение выбросов токсичных углеводородов напрямую влияет на здоровье человека. В частности [121]:

- уменьшается воздействие бензола, обладающего канцерогенными свойствами;
- снижается воздействие толуола и ксилолов на центральную нервную систему;
- уменьшается риск хронических заболеваний органов дыхания;
- снижается вероятность острых интоксикаций в зоне производственных объектов.

Обобщая полученные результаты, можно представить комплексный экологический эффект в виде следующей причинно-следственной цепочки:

Представленные в таблице 3.13 данные позволяют комплексно оценить эффективность разработанной технологии с точки зрения воздействия на окружающую среду. Установлено, что применение раствора ПАВ обеспечивает устойчивое снижение выбросов углеводородов на уровне 21 %, что в абсолютном выражении составляет до 3,94 т/год для одного резервуара и до 39,4 т/год для резервуарного парка из 10 резервуаров.

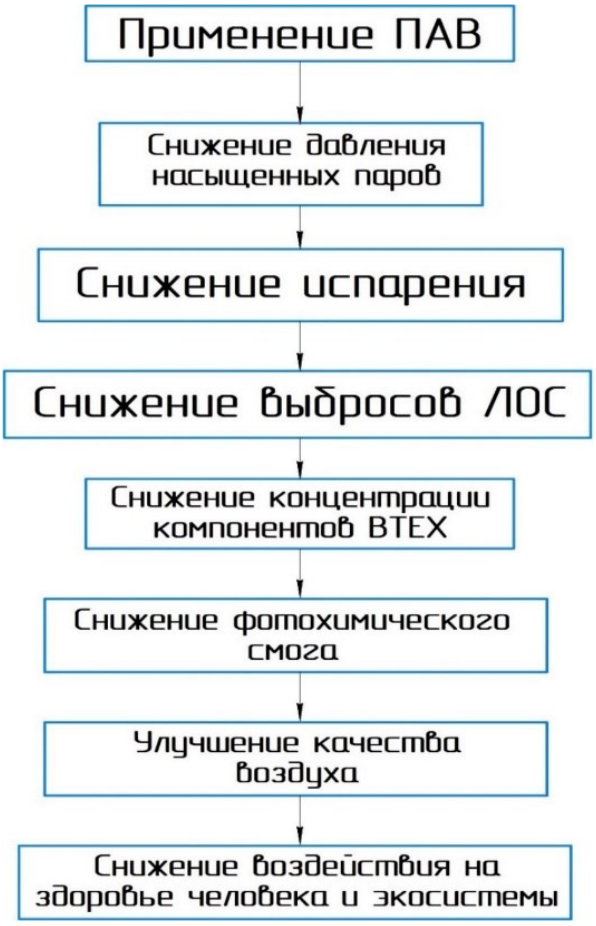


Рисунок 3.11 – Схема последствий от применения ПАВ

Представленные в таблице 3.11 данные позволяют комплексно оценить эффективность разработанной технологии с точки зрения воздействия на окружающую среду. Установлено, что применение раствора ПАВ обеспечивает устойчивое снижение выбросов углеводородов на уровне 21 %, что в абсолютном выражении составляет до 3,94 т/год для одного резервуара и до 39,4 т/год для резервуарного парка из 10 резервуаров.

При длительной эксплуатации (10 лет) суммарное снижение выбросов для резервуарного парка из 6 резервуаров достигает 189,0–236,4 т углеводородов, включая до 23,4 т ароматических соединений группы BTEX, обладающих наибольшей токсичностью.

Комплексный анализ показывает, что экологический эффект технологии проявляется не только в снижении прямых выбросов летучих органических соединений, но и в уменьшении образования вторичных загрязнителей атмосферы, снижении загрязнения почв и водных ресурсов, а также в улучшении санитарно-гигиенических условий в районах размещения нефтяных объектов.

Таблица 3.13. – Интегральная оценка экологической эффективности применения раствора ПАВ при снижении испарительных потерь нефти

Показатель	Единица измерения	Для 1 резервуара РВС-2000	Для 6 резервуаров	Для 10 резервуаров	За 10 лет (6 резервуаров)
Потери нефти без ПАВ	т/год	15,0–18,75	90,0–112,5	150,0–187,5	900,0–1125,0
Снижение потерь (эффективность)	%	21	21	21	21
Предотвращённые выбросы углеводородов	т/год	3,15–3,94	18,9–23,64	31,5–39,4	189,0–236,4
Остаточные выбросы после ПАВ	т/год	11,85–14,81	71,1–88,9	118,5–148,1	711,0–889,0
Предотвращённые выбросы BTEX	т/год	0,16–0,39	0,96–2,34	1,6–3,9	9,6–23,4
Доля BTEX в выбросах	%	5–10	5–10	5–10	5–10
Снижение образования вторичных загрязнителей (озон, смог)	качественно	Умеренное	Значительное	Значительное	Высокое
Снижение загрязнения почвы и воды (через осадки)	качественно	Умеренное	Значительное	Значительное	Высокое
Экономический эффект (сохранённая нефть)	т/год	3,15–3,94	18,9–23,64	31,5–39,4	189,0–236,4
Экономический эффект	сомони/год	7875–9850	47 250–59 100	78 750–98 500	472 500–591 000
Интегральный экологический эффект	—	Умеренный	Значительный	Высокий	Очень высокий

Полученные результаты устанавливают, что предложенная технология может рассматриваться как эффективное средство повышения экологической

безопасности нефтяного производства и рационального использования углеводородных ресурсов в условиях Республики Таджикистан.

Выводы к главе 3

По результатам проведённых исследований и выполненных расчётов в третьей главе можно сделать следующие выводы:

1. Проведён сравнительный анализ существующих технологий снижения потерь нефти от испарения, применяемых при хранении углеводородного сырья в резервуарах. Установлено, что использование растворов ПАВ позволяет уменьшить давление насыщенных паров нефти и снизить интенсивность перехода лёгких углеводородных фракций в газовую фазу без необходимости капитальной реконструкции резервуаров. В отличие от понтонных систем и установок улавливания паров, данная технология может быть внедрена на действующих нефтебазах с минимальными затратами (ориентировочно на 42%).

2. Выполнена экологическая оценка воздействия паров нефти на атмосферный воздух, природные экосистемы и здоровье человека. Установлено, что основную экологическую опасность представляют летучие органические соединения бензинового диапазона и ароматические углеводороды группы BTEX (бензол, толуол, этилбензол и ксилолы), которые образуются в процессе потерь нефти от испарения и способны участвовать в формировании фотохимического смога и вторичных атмосферных загрязнителей.

3. Показано, что применение раствора ПАВ позволяет снизить потери нефти от испарения примерно на 21 %, что приводит к уменьшению выбросов углеводородных соединений в атмосферу. Для резервуара типа РВС-2000 предотвращённые потери нефти составляют 3.15–3.94 т в год, что соответствует снижению поступления летучих органических соединений в атмосферу на аналогичную величину.

4. Проведён расчёт экологического эффекта внедрения разработанной технологии для центрального пункта сбора нефти предприятия ОАО «Нафту Газ», резервуарный парк которого включает 6 резервуаров РВС-2000.

Установлено, что применение раствора ПАВ позволяет сократить потери нефти от испарения на 18.9–23.64 т в год, что обеспечивает существенное уменьшение техногенной нагрузки на атмосферный воздух в районах размещения нефтяных объектов.

5. Выполнен прогноз экологического эффекта внедрения разработанной технологии на длительный период эксплуатации резервуарного парка. Установлено, что за 10 лет эксплуатации применение раствора ПАВ позволяет предотвратить потери нефти от испарения в объёме 189–236 т, что подтверждает устойчивый экологический эффект разработанного метода.

6. Проведена оценка экономической эффективности применения разработанной технологии. Установлено, что для одного резервуара РВС-2000 экономический эффект от сохранения товарной нефти составляет 7875–9850 сомони в год. При этом срок окупаемости внедрения технологии составляет менее одного года, что подтверждает её экономическую целесообразность.

7. Разработаны практические рекомендации по внедрению раствора ПАВ на предприятиях нефтяной промышленности, включающие технологическую схему приготовления и введения раствора, оптимальные параметры его применения, а также комплекс организационных мероприятий по снижению потерь нефти от испарения.

Таким образом, результаты выполненных исследований показали, что использование раствора ПАВ является эффективным технологическим решением, позволяющим одновременно снизить потери нефти от испарения, уменьшить выбросы углеводородных соединений в атмосферу и повысить экономическую эффективность эксплуатации резервуарных парков нефтяных предприятий.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

Результаты научных исследований

1. Проведённый анализ современного состояния нефтегазодобывающей промышленности Республики Таджикистан показал, что при относительно низком уровне добычи нефти (около 16,1 тыс. т/год) и высокой зависимости от импорта нефтепродуктов (более 1,5 млн т/год), значительная часть экологической нагрузки формируется на стадиях хранения и транспортировки углеводородного сырья. Установлено, что потери нефти от испарения при хранении в резервуарах составляют в среднем 15,0–18,75 т/год на один резервуар типа РВС-2000, что делает данный процесс одним из основных источников выбросов углеводородов в атмосферу [2-А, 7-А, 11-А].

2. Установлено, что пары нефти представляют собой многокомпонентную систему, включающую лёгкие углеводороды (C_1–C_{10}) и ароматические соединения группы BTEX. На основе расчётной модели показано, что основное давление насыщенных паров нефти формируется за счёт вкладов пентана (до 57–60%) и гексана (30–35%), тогда как бензол и толуол обеспечивают меньший вклад (до 10%), но обладают высокой токсичностью [1-А, 12-А, 14-А].

3. Расчёты показали, что при увеличении температуры от 10 °C до 50 °C плотность потока паров возрастает более чем в 6 раз (с 0,28 до 1,74 кг/(м²·ч)), что подтверждает критическую зависимость потерь нефти от климатических условий. В Таджикистане, при температуре воздуха достигает 45–50 °C, потери увеличиваются в 2,0–2,5 раза по сравнению с умеренным климатом [4-А, 15-А].

4. На основе экспериментальных данных и расчётов установлено, что применение ПАВ снижает плотность потока паров с 0,933 до 0,735 кг/(м²·ч), что также соответствует снижению интенсивности испарения на ≈ 21%. Для резервуара типа РВС-2000 это приводит к снижению потерь нефти с 15,0–18,75 т/год до 11,85–14,81 т/год, что обеспечивает сохранение товарной нефти в объёме 3,15–3,94 т/год на один резервуар [4-А, 9-А].

5. Выполнена оценка экологического эффекта применения разработанного способа для резервуаров различного объёма**.** Установлено, что снижение потерь

нефти от испарения на 21 % обеспечивает соответствующее уменьшение поступления лёгких углеводородных компонентов в газовое пространство резервуара и их последующей эмиссии в атмосферный воздух. Дополнительный климатический эффект разработанного способа подтверждается расчётным снижением выбросов метана, величина которого приведена к CO_2-эквиваленту с использованием потенциала глобального потепления GWP_{100} [3-А, 15-А].

6. Проведён анализ сезонного распределения потерь нефти, показавший, что до 42–43% годовых потерь приходится на летний период. Максимальные значения достигаются в июле (2,26–2,83 т/мес), тогда как минимальные наблюдаются зимой (0,32–0,40 т/мес). Установлено, что применение ПАВ позволяет снизить выбросы летучих органических соединений на 20–25%, что приводит к уменьшению концентраций вредных веществ в приземном слое воздуха и снижению риска превышения ПДК [1-А, 4-А, 14-А, 15-А, 16-А].

Рекомендации по практическому использованию результатов исследования

1. Для снижения потерь нефти от испарения рекомендуется применение раствора ПАВ, формирующего поверхностный защитный слой толщиной порядка 0,1 м, обеспечивающего снижение интенсивности испарения на ≈21%.

2. Оптимальная концентрация присадки на основе $Ca(OH)_2$ в составе раствора ПАВ составляет 15–25 мг/кг, при которой достигается минимальное давление насыщенных паров нефти (≈13,15 кПа) и максимальная эффективность снижения потерь.

3. Наиболее эффективным является введение раствора ПАВ после заполнения резервуара до рабочего уровня с последующим равномерным распределением по поверхности нефти, что обеспечивает формирование устойчивого межфазного слоя и сохранение его эффективности в течение 10–30 суток.

4. Рекомендуется внедрение системы мониторинга потерь нефти, включающей контроль давления насыщенных паров (в диапазоне 13–17 кПа) и

концентрации углеводородов в газовой фазе, что позволит своевременно оценивать эффективность применяемых технологий.

5. Комплексное применение разработанного метода совместно с мероприятиями по повышению герметичности резервуаров и оптимизации режима хранения позволит повысить общую эффективность снижения потерь нефти до 30–40%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андресон Р. К. Биотехнологические методы ликвидации загрязнений почв нефтью и нефтепродуктами / Р. К. Андресон // Обзор. информ. Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1993. - 24 с.
2. Аренбристер В.В. Технико-экономический анализ потерь нефти и нефтепродуктов. М.: Химия, 1975. - 160 с.
3. Артамонов А. В., Баранов, А. А. Экологическая безопасность нефтегазового производства. – М.: Логос, 2021. – 298 с.
4. Артамонов А. В. Поверхностно-активные вещества в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 2018. – 312 с.
5. Артамонов А. В. Современные методы снижения испарения нефти в резервуарах. – М.: Недра, 2020. – 312 с.
6. Артамонов А.В. Экологическая безопасность нефтехранилищ. – М.: Логос, 2022. – 312 с.
7. Артамонов А. В. Экология нефтяной промышленности и методы снижения потерь при хранении нефти. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2019. – 322 с.
8. Артуджиникидзе Б.В. Поверхностно-активные вещества и межфазные явления в нефтяных системах. – М.: Логос, 2019. – 284 с.
9. Артуров О.Г. Экологический мониторинг в нефтяной промышленности. – М.: Логос, 2021. – 310 с.
10. Артемьев С. Г. Почвенные процессы трансформации нефтяных углеводородов. – Томск: ТПУ, 2018. – 256 с.
11. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. - Уфа: Гилем, 2002 - 672 с.
12. Ахметова Т.И., Мухутдинова Т.З., Мухутдинов А.А. Проблемы аналитического контроля объектов окружающей среды в районе расположения нефтехимических производств. Экология и промышленность России, 2001, февраль, с.39.
13. Бабушкина И. А., Кузнецов, С. А. Физико-химические методы анализа нефти и нефтепродуктов. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2020. – 284 с.
14. Бабушкина И. А., Кузнецов, С. А. Математическое моделирование процессов

испарения нефти. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2022. – 248 с.
15. Белов П.Г Моделирование опасных процессов в техносфере. Киев.; Издательство "КМУГА", 1999.-124 с.
16. Белоусова А. П. Изменение химического состава подземных вод нефтяного месторождения под влиянием техногенеза / А. П. Белоусова // Водные ресурсы. - 2001. - Т.28. - № 1. - С.88-98.
17. Берлянд М.Е. Прогноз и регулирование загрязнение атмосферы. – Ленинград, «Гидрометеоиздат» 1985 г. – 272 с.
18. Блинов А. П. Информационные технологии мониторинга и диагностики в промышленной безопасности. – Новосибирск: СибНИА, 2019. – 296 с.
19. Бобоев Х.Б. Исследование запыленности атмосферного воздуха вблизи ОАО «Таджикцемент» г. Душанбе путём отбора проб воздуха / Х.Б. Бобоев, Х.Ш. Гулахмадов // “Наука и инновация”, №4 серия геологических и технических наук, ТТУ им. акад. М.С. Осими, Душанбе – 2023 г. – С. 54-60
20. Бобоев Х.Б. Рассеивание газообразных загрязняющих веществ в атмосферный воздух с полигона ТБО г. Душанбе / Х.Б. Бобоев, О.У. Расулов, Б.Й. Каримов // Матер. сборника трудов конференции. “Химия и инженерная экология - XXI». ТТУ им. акад. М.С. Осими, Душанбе – 2021 г. – С. 253-257
21. Богданов Н. А. Современные технологии хранения нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 2018. – 296 с.
22. Богданов Н. А. Контроль качества и физико-химических свойств нефти. – М.: Недра, 2019. – 328 с.
23. Богданов Н. А., Кузнецов, С. А. Экологические проблемы нефтегазодобывающих регионов России. – М.: Недра, 2019. – 352 с.
24. Богданов Н. А. Экологический менеджмент на объектах нефтехранения. – М.: Логос, 2021. – 280 с.
25. Брызгало В. А. Влияние аварийных разливов нефти в бассейне реки Печора на состояние воды и донных отложений в Устьевой области / В. А. Брызгало, А. П. Граевский, В. В. Иванов // Экологическая химия. - 1999. - Т.8. - С.177-185.
26. Владимиров В. А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия

гражданской защиты: проблемы и исследования. Том №1, 2014. с. 217-229
27. Владимиров В.А., Дубнов П.Ю. Аварийные и другие несанкционированные разливы нефти. М.: ЦСИ ГЗ МЧС России, 2013, с. 365-382
28. Владимиров В.А., Измалков В.И., Измалков А.В. Радиационная и химическая безопасность населения. М.: Деловой экспресс, 2005, с. 543.
29. Герасимов И. П. Экологическая геохимия нефтяных загрязнений. – М.: Недра, 2019. – 284 с.
30. Гилязов М. Ю. Изменение некоторых агрофизических свойств выщелоченного чернозёма при загрязнении товарной нефтью в условиях Татарстана / М. Ю. Гилязов // Почвоведение. - 2002. - № 12. - С. 1515-1519.
31. Гиматудинов Ш.К. Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 2014. – 368 с.
32. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН / Силин М.А., Пташко ОА., Денисова А.В. // учебное пособие - М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
33. Григорьев С.П. Влияние температуры на испарение нефти // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №7. – с. 60–64.
34. Гриценко А. И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А. И. Гриценко, Т. Д. Островская, В. В. Юшкин - М.: Недра, 1983. - 263 с.
35. Гулахмадов Х.Ш. Определение приоритетных загрязняющих веществ, подлежащих контролю в приземном слое атмосферного воздуха на территории г. Душанбе / Х.Ш., Гулахмадов, Х.Б. Бобоев, С.М. Каримов, С.С. Шоев // Вестник филиала Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова в г. Душанбе. – 2023. – Т.1, №2 (31) – с. 107-118
36. Гумеров А.Г. и др. Технология перекачки нефти. Предотвращение потерь, автоматизированная система управления нефтепроводным транспортом. Сб. науч. тр. Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1985г. - 119 с.
37. Гурвич Л.М. Нефтяное загрязнение гидросферы, - М, 1997.
38. Давыдова С. Л. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде: Учеб. пособие / С. Л. Давыдова, В. И. Тагасов - М.: Изд-во РУДН, 2004. - 163 с.

39. Данилов Н. П. Техносферная безопасность: учебное пособие / Н. П. Данилов. – М.: Лань, 2020. – 352 с.
40. Егоров В. Н. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. – М.: Юрайт, 2021. – 432 с.
41. Ефимов Н. П. Биодеградация нефти и нефтепродуктов в почвах и водах. – М.: Наука, 2020. – 292 с.
42. Ермаков И. Г. Ошибки проектирования как фактор риска в химической и нефтехимической промышленности. – Казань: КазГТУ, 2017. – 204 с.
43. Ермаков В. И. Экологическая эффективность резервуаров с плавающей крышей. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2017. – 204 с.
44. Ермаков В. И. Физико-химические процессы при испарении нефти и методы их регулирования. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. – 286 с.
45. Ермаков В. И. Технология хранения нефти и контроль её свойств. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. – 272 с.
46. Ермаков В. И. Химические методы защиты нефти при хранении. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – 254 с.
47. Ермаков В.И. Процессы испарения нефти и их влияние на окружающую среду. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2020. – 276 с.
48. Ермаков В. И. Поверхностная активность и устойчивость межфазных структур нефти. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2021. – 276 с.
49. Жакишева А.А. Пути предотвращения воздействия нефтегазовых производств на окружающую среду // Челябинск: ЧГУ, 2011. – с. 142-149.
50. Забела К. А. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сощенко. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 192 с.
51. Зверев В.П. Массопотоки нефтепродуктов в природных водах России / В. П. Зверев О. Ю. Варванина, В. С. Путилина // Геоэкология. - 1996. - № 2. - С. 3-11.
52. Зотов Д. Л. Системы управления промышленной безопасностью: теория и практика. – М.: Академия, 2020. – 320 с.
53. Иванов Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с

ними.- Изд. 2-е, перераб. и доп. Л.: Недра, 1973. - 115 с.
54. Иванова Л.А., Петров В.Г. Выбросы летучих органических соединений при хранении нефти // Экология и промышленность России. – 2021. – №5. – с. 34–39.
55. Карогодин Ю.Н., Малашенков Г. Н., Саидходжаев Ш.Г. Цикличность и нефтегазоносность палеогена Северного Таджикистана. – Новосибирск: Наука, 1981 г.
56. Капустин В.М., Мовсумзаде Э.М. Экологические аспекты нефтепереработки. – М.: Химия, 2018. – 420 с.
57. Касимов Н.С. Экологический мониторинг загрязнения атмосферы. – М.: Академкнига, 2018. – 356 с.
58. Касимов Н. С., Кошкарёва, Л. С. Геоэкология и устойчивое природопользование. – М.: Академкнига, 2018. – 420 с.
59. Касимов Н. С., Кошкарёва, Л. С., Кошкарёв, А. В. Экологическая гидрохимия: оценка воздействия промышленных предприятий на водные объекты. – М.: Академкнига, 2018. – 372 с.
60. Касимов Н. С., Тимофеев, А. А. Гидрохимия и загрязнение природных вод. – М.: Географический факультет МГУ, 2016. – 420 с.
61. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М.: Недра, 1981. - 256 с.
62. Колесников А. В. Анализ и моделирование аварийных ситуаций на промышленных объектах / А. В. Колесников. – Новосибирск: СибАК, 2019. – 216 с.
63. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. – М.: ГНТИНТИ нефтяной и горнотопливной литературы, 1961. – 258 с.
64. Копылов В.И. Методы анализа углеводородов нефти и газа. — М.: Химия, 1990.
65. Коробкин В. И. Экологическая безопасность технологических процессов нефтехранилищ. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2021. – 336 с.
66. Коробкин В. И., Перелет, Р. А. Экология и устойчивое развитие в нефтегазовой отрасли. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2016. – 304 с.
67. Коробкин В. И., Перелет, Р. А. Химические методы снижения потерь нефти при

хранении. – СПб.: Химия, 2020. – 295 с.

68. Коробкин В. И., Перелет, Р. А. Современные методы анализа и контроля углеводородов в промышленных средах. – М.: Недра, 2022. – 296 с.
69. Коршак А.А., Блинов И.Г., Новоселов В.Ф. Системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров: Учебное пособие. Уфа.: Изд. Уфим. нефт. институра. - 1991. – 245 с.
70. Кузнецов Г. И. Причины аварий на промышленных объектах и пути их предотвращения / Г. И. Кузнецов. – Екатеринбург: УрФУ, 2021. – 198 с.
71. Кузнецов С. А., Бабушкина, И. А., и др. Влияние нефтеперерабатывающих предприятий на качество природных вод: методы оценки и мониторинг. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2020. – 288 с.
72. Кузнецов С. А., Бабушкина, И. А. Подземные хранилища нефти и экологическая безопасность. – М.: Логос, 2020. – 248 с.
73. Кузнецов С. А., Бабушкина, И. А. Инженерные решения для повышения экологической безопасности хранения нефти. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2019. – 304 с.
74. Кузнецов С. А., Бабушкина, И. А., Физико-химические основы испарения нефти и его регулирования. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2020. – 290 с.
75. Кузнецов С.А., Бабушкина И.А. Потери нефти при хранении и методы их снижения. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2021. – 298 с.
76. Кузнецова Т.О. Экологическая безопасность в нефтегазовой отрасли: учебное пособие / Т.О. Кузнецова, Е.П. Варавина. – Х. : НТУ «ХПИ», 2013. – 77 с.
77. Лебедев В. А. Оценка риска аварий на опасных производственных объектах / В. А. Лебедев. – М.: Академия, 2018. – 264 с.
78. Лукьянов А. Г. Атмосферная химия углеводородов. – М.: Логос, 2021. – 230 с.
79. Лыков О. П. Нефтегазовый комплекс России. Борьба с загрязнением окружающей среды при транспортировке, хранении, распределении нефтепродуктов и газа / О. П. Лыков, И. А. Голубева, Р. А. Сенько, Н. Д. Цхадая, Н. А. Рубанова // Известия Академии Промышленной Экологии. - 1998. - № 2. - С. 3-15.

80. Малышев В. А. Механизмы миграции нефти в природных средах. – СПб.: ГЕОХИ, 2020. – 312 с.
81. Мещеряков Р.В. Технологические риски и аварии на предприятиях нефтегазовой отрасли / Р. В. Мещеряков. – СПб.: Недра, 2020. – 288 с.
82. Мещеряков С.В. Проблемы экологии в топливно-энергетическом комплексе России. Химия и технология топлив и масел. 2000, № 2, с.12-14
83. Минигазимов Н. С. Техника и технология утилизации нефтяных отходов / Н. С. Минигазимов, В. А. Расветалов, И. Н. Минигазимов, А. Тараф. - Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. - 316 с.
84. Мирбобоев Ш.Ж., Мутавалиев Ш.Т., Мохаммед Д.З.А.А. История и анализ разработки нефтяной и газовой промышленности Согдийской области Республики Таджикистан. – Тюмень: ТИУ, 2014. – с. 66-71
85. Михайлов Н. И., Ермаков, В. И. Воздействие нефтегазового комплекса на окружающую среду и пути его снижения. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2017. – 278 с.
86. Михайлов Н.И. Оценка выбросов углеводородов при хранении нефти. – М.: Недра, 2019. – 264 с.
87. Михайлов Н. И., Ермаков, В. И. Экологические аспекты применения ПАВ в нефтяных технологиях. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – 288 с.
88. Михайлов Н. И. Физико-химические процессы испарения углеводородов и их регулирование. – М.: Недра, 2021. – 312 с.
89. Мовсумзаде Э.М., Капустин В.М. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 2016. – 512 с.
90. Мочалова О. С. Интенсификация естественных процессов самоочищения водоемов от нефтяного загрязнения / О. С. Мочалова, Н. М. Антонова // Водные ресурсы. - 2000. - Т. 27. - С. 232-236.
91. Нефтегазовая энциклопедия. Издание в 3 т. [под общ. ред. Ю.В. Вадецкого]. - М.: Московское отд. «Нефть и газ» МАИ, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – Т. 2. – 380 с.
92. Орлов Е. В. Человеческий фактор и управление безопасностью в промышленности. – СПб.: Политехника, 2018. – 248 с.

93. Отчёт по разведанным запасам перспективных горизонтов нефтяных и газовых месторождений на территории Таджикистана, “СреднеазНИПИнефть”, 1989 г.
94. Панин, В. А. Безопасность технологических процессов и производств. – М.: Форум, 2019. – 384 с.
95. Патент RU 2256693 C1 опубликован 20.07.2005 Бюллетень №20
96. Патент RU 2458973 C1 опубликован 09.06.2011 Бюллетень №23
97. Перенага О.П., Давыдова С.Л. Экологические проблемы химии нефти. Нефтехимия, 1990, т.39, № 1.
98. Петров С. И. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды / С. И. Петров, Т. Н. Тюлягина, П. А. Василенко // Заводская лаборатория. - 1999. - № 9. – Т. 65. - С.3 - 19.
99. Пиковский Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде / Ю. И. Пиковский. - М.: МГУ, 1995. - 262 с.
100. Пэвиа Д., Лампман Г., Криз Г. Введение в лабораторные методы органической химии. — М.: Химия, 2008.
101. Проничева К.А. Воздействие нефтегазовой добычи на природную окружающую среду. Тюмень: ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», 2021. – с. 229-233.
102. Рахманкулов Д. Л. Товароведение нефтяных продуктов. Т.1. Общие сведения о нефти и нефтепродуктах / Д. Л. Рахманкулов, Л. В. Долматов, П. Л. Ольхов, А. Х. Аглиуллин. - М.: Интер, 2005. - 255 с.
103. Рогачев М.К., Тугунов П.И., Болталина Е.Ф. Потери газонасыщенной нефти при транспорте по трубопроводам // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - 1986. - №2. - с. 9 -11.
104. Руфанова И.М., Коршак А.А. Анализ процессов перетока паровоздушной смеси в газоуравнительной системе резервуаров // Известия ВУЗов. Сер. Нефть и газ. - 2000. - № 1.- с. 84-87.
105. Румянцев С. Н. Причины и анализ аварий на нефтепромыслах. – Уфа: БашНИПИнефть, 2021. – 176 с.

106. Рябов В. Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. - М.: ИД ФОРУМ, 2009. - 336 с.
107. Сайт ОАО «Нафту Газ» [Электронный ресурс] – режим доступа https://naftugaz.tj/about_us.php?lang=
108. Сафиева Р. З. Физикохимия нефти / Р. З. Сафиева. - М.: Химия. 1998. - 447с.
109. Сафонов, А. П. Пожарная и промышленная безопасность: теория и практика / А. П. Сафонов. – М.: Инфра-М, 2021. – 296 с.
110. Сафонов В.С., Фролов В.П. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении и транспортировке. – М.: Недра, 2012. – 304 с.
111. Сидоров А.Н. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности // Нефтегазовое дело. – 2021. – №4. – с. 88–94.
112. Скруг Д.А., Холлер Ф.Дж. Основы инструментального анализа. — М.: Бином, 2017.
113. Слащева А.В. Источники загрязнения окружающей среды нефтепродуктами. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях, вып.9, 1997, с.54-59.
114. Смирнов А.В. Оценка загрязнения атмосферного воздуха углеводородами // Вестник нефтегазового университета. – 2020. – №3. – с. 52–58.
115. Смирнов, Н. И. Комплексная безопасность в нефтегазовой отрасли. – СПб.: Недра, 2019. – 304 с.
116. Соколов А.А. Газовая хроматография в нефтехимии. — М.: Недра, 1985.
117. Страновой доклад о климате и развитии, Группа Всемирного банка, Таджикистан – 2024 – 128 с.
118. Сыроедов Н.Е., Попов А.В. Проблемы экологии при хранении и транспорте нефтепродуктов. ЦНИИТЭнефтехим, - М, 1994, с. 58.
119. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. М.: Недра, 1988 – 108 с.
120. Тимошенко, В. Н. Проблемы коррозии в нефтегазовой отрасли. – М.: Недра, 2020. – 232 с.
121. Ткаченко И.В. Методы снижения потерь нефти при хранении // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2022. – №2. – с. 15–20.

122. Ткачёв О.А., Тугунов П.И. Сокращение потерь нефти при транспортировке и хранении. – М.: Недра, 1988. – 118 с.
123. Токмакова Е.Г. Учёт потерь при добыче нефти. Дисс. канд. экон. Наук. Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов. – Санкт-Петербург, 2003. – 240 с.
124. Тронов В.П., Ширеев А.И., Савельева И.В. Установка улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов. Пат. РФ № 2157717, БИ, №29, 2000
125. Тронов В.П. и др. Эксплуатация систем улавливания паров нефти на промыслах. «Нефтяное хозяйство». – 1996. – с. 50-54.
126. Тугунов П.И. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра, 1975- 188 с.
127. Транспорт и хранение нефтепродуктов // Научно-технический информационный сборник. М.: 1997. - №1. – 60 с.
128. Унгер Ф. Г. Химический состав высших погонов нефтей и нефтяных остатков. - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1986. - С. 149-164.
129. Фархан Морван Мухаммед Фархан, Разработка способов и технологий снижения потерь лёгких углеводородов при промысловой подготовке нефти к транспорту, Дисс. Канд.техн.наук, Тюмень, 2015 г.
130. Федотов А. А. Безопасность жизнедеятельности и защита в чрезвычайных ситуациях / А. А. Федотов. – М.: Форум, 2019. – 320 с.
131. Хазиев Ф. Х. Изменение биохимических процессов в почвах при нефтяном загрязнении и активизация разложения нефти / Ф. Х. Хазиев, Ф. Ф. Фатхиев // Агрохимия. - 1981. - № 10. - С. 102-111.
132. Харрис Д. Количественный химический анализ. — М.: Мир, 2016.
133. Хакимов Р. Б. Геологические риски и устойчивость промышленных объектов. – Душанбе: Дониш, 2022. – 180 с.
134. Хаустов А. П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А. П. Хаустов, М. М. Редина. - М.: Дело, 2006 - 552 с.
135. Шеин Е. В. Теории и методы физики почв / Е. В. Шеин, Л. О. Карпачевский. - М.: Гриф и К, 2007. - 616 с.
136. Шишкин А. И. Оценка последствий нефтяных разливов и поведение

углеводородов в окружающей среде. – М.: Экология, 2019. – 198 с.
137. Шишкин, А. И. Экологические последствия нефтяных разливов и загрязнения гидросферы. – М.: Экология, 2019. – 214 с.
138. Шишкин, А. И. Экологические последствия нефтяных разливов и загрязнение природных сред. – М.: Экология, 2020. – 258 с.
139. Экология переработки углеводородных систем: Учебник/ Под ред. д-ра хим.наук, проф. М.Ю. Доломатова, д-ра техн.наук, проф. Э.Г.Теляшева.-М.Химия, 2002.-608 с.
140. ASTM D6730–01. Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by GC.
141. Bjerketvedt D., Вакке, J.R. and Van Wingerden, К. (1997) Gas explosion handbook, J. Haz. Mat., Vol. 52, no. 1, pp. 1-150
142. Bolden A.L., Kwiatkowski C.F., Colborn T. - New Look at BTEX: Are Ambient Levels a Problem?, Environmental Science & Technology, 2015.
143. EPA Method 18. Measurement of Gaseous Organic Compounds by Gas Chromatography. — US EPA, 2017.
144. Grob R.L. Modern Practice of Gas Chromatography. — New York: Wiley, 2004.
145. Koçak T.K. Benzene, Toluene, Ethylbenzene and Xylenes Surrounding a Crude Oil Production Plant: Concentrations, Health Risks and Ozone Formation Potentials - Environmental Research & Technology, 2025
146. Kolb B., and Ettre, L. V. Vaporization and Evaporation of Hydrocarbons. – New York: Springer, 2017. – 410 p.
147. Li Y., Zhang H. Modeling Evaporation Losses in Crude Oil Storage Tanks. – Fuel, 2021.
148. McNair H.M., Miller J.M. Basic Gas Chromatography. — Hoboken: Wiley, 2009.
149. Salih M., Ras M., Wei X. Global Emission Inventory of VOC Emissions from Petroleum Industry - Environmental Emissions Report, 2020.
150. Salthammer T. Volatile Organic Compounds in the Atmosphere. – Wiley, 2019.
151. Schwarzenbach R. P., Gschwend, P. M., Imboden, D. M. Environmental Organic Chemistry. – 3rd ed. – New York: Wiley, 2016. – 1313 p.

152. Tamaddoni M. et al. Experimental Study of VOC Emitted from Crude Oil Tankers - Process Safety and Environmental Protection, 2014.
153. U.S. EPA. Compilation of Air Pollutant Emission Factors (AP-42). – EPA, 2023.
154. WHO. Air Quality Guidelines for Europe. – Copenhagen: World Health Organization, 2018. – 350 p.
155. WHO. Air Quality Guidelines: Global Update. – Geneva, 2021.
156. Zhao X., Liu J. Mass Transfer Reduction Using Surface Films. – Chemical Engineering Research and Design, 2021.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, включённых в Перечень рецензируемых научных журналов, рекомендуемых ВАК при Президенте Республики Таджикистан:

[1-А] **Почоев А.А.** Влияние поверхностно-активных веществ на снижение потерь лёгких углеводородов при его хранении / Р.О. Азизов, З.А. Разыков, А.А. Почоев // "Учёные записки" № 1. ХГУ им. акад. Б. Гафурова Серия естественных и экономических наук. - 2024 г. – С. 132 – 136.

[2-А] **Почоев А.А.** Система сбора, транспортировки и хранения нефти на нефтяных месторождениях Северного Таджикистана / Р.О. Азизов, З.А. Разыков, А.А. Почоев // "Учёные записки" №2. ХГУ им. акад. Б. Гафурова Серия естественных и экономических наук. - 2025 г. – С. 16 – 22.

[3-А] **Почоев А.А.** О показателях давления насыщенных паров нефтти и нефтепродуктов Северного Таджикистана / Р.О. Азизов, З.А. Разыков // «Горный вестник» №98 Узбекистан, – С. 14 – 18.

[4-А] **Почоев А.А.** Повышение эффективности хранения нефти путём минимизации испарения лёгких фракций / А.А. Почоев. // «Водные ресурсы, энергетика и экология» НАНТ Серия Экология, УДК 665.637.2:544.723:541.183, 2025 г. том 5 - № 4. – С. 177 – 185.

Публикации в материалах конференций и других научных изданиях:

[5-А]. **Почоев А.А.** Техникаи бехатарӣ ва ҳифзи муҳити атроф ҳангоми таъмири зеризаминии чоҳҳо/ А.А. Почоев // Маводҳои конференсияи илмӣ-амалии ҷумҳуриявӣ, ДКМТ, ш. Бӯстон - 2021 с. – С. 76 – 82.

[6-А]. **Почоев А.А.** Таҳлил ва баҳои хатарнокӣ ба муҳити атроф ҳангоми истифодабарии чоҳҳо бо насосҳои штангавии қаърӣ / А.А. Почоев // Маводҳои конференсияи илмӣ-амалии байналмиллалӣ “Рушди саноати миллӣ ва геологияи Тоҷик дар даврони соҳибистиқлолии кишвар, ДКМТ, ш. Бӯстон- 2022 с. – С. 35-36

[7-А]. **Почоев А.А.** Предупреждение аварийных ситуаций при разгерметизации трубопроводной обвязки при хранении газа в резервуаре / М.Э. Назарова, А.А. Почоев // В матер. V Межд. научно-практ. конф. «Инновационные технологии добычи и разработки полезных ископаемых». Бустон - 2023 г. – С. 71 – 72.

[8-А]. **Почоев А.А.** Ҳифзи муҳити атроф ҳангоми истифодабарии чоҳҳо бо насосҳои штангавӣ / А.А. Почоев, М.Э. Назарова // Маводҳои конф. V илмӣ-амалии байналмил “Технологияҳои инноватсионии истихроҷ ва коркарди канданиҳои фоиданок” Бӯстон – 2023 – С. 72 – 73.

[9-А]. **Почоев А.А.** Composition and properties of oil deposits of Northern Tajikistan / Р.О. Азизов, З.А. Разыков, А.А. Почоев / В матер. научно-практ. интернет конф. «Химия и технологии» Том 2., Днепр УДХТУ – 2023 – С. 98 – 103.

[10-А]. **Почоев А.А.** Основные опасности нефтеперерабатывающих предприятий / Р.О. Азизов, А.А. Почоев // В матер. II ежегодной научно-практ. конф. “Развитие национальной промышленности и геологии Таджикистана в годы независимости страны». ГМИТ, Бустон – 2023 г. – С. 8 – 9.

[11-А]. **Почоев А.А.** Классификация и характеристики взрывопожарных веществ, обращаемых на нефтеперерабатывающих предприятиях / М.Д.З. Альшейхли, А.А. Почоев // В матер. II ежегодной научно-практ. конф. “Развитие национальной промышленности и геологии Таджикистана в годы независимости страны». ГМИТ, Бустон – 2023 г. – С. 37 – 38.

[12-А]. **Почоев А.А.** Особенности применения поверхностно-активных веществ для снижекния потерь лёгких углеводородов / М.Э. Назарова, А.А. Почоев // В

матер. III ежегодной научно-практ. конф. “Развитие национальной промышленности и геологии Таджикистана в годы независимости страны». ГМИТ, Бустон – 2024 г. – С. 37 – 38.

[13-А]. **Почоев А.А.** Техника безопасности при хранении нефти и нефтепродуктов на промысле/ А.А. Почоев // В матер. межд. научно-практ. конф. Им. Д.И. Менделеева посвящённой 60-летию ТИУ, пер. РИНЦ, том 3 изд. в 3-х томах, Тюмень – 2025 г. – С. 144 – 148.

[14-А] **Почоев А.А.** Экологические последствия разливов нефти и меры по их предотвращению / М.Э. Назарова , А.А. Почоев // В матер. межд. научно-практ. конф. Им. Д.И. Менделеева посвящённой 60-летию ТИУ, пер. РИНЦ, том 3 изд. в 3-х томах, Тюмень – 2025 г. – С. 144 – 148.

[15-А]. **Почоев А.А.** Влияние потерь лёгких углеводородов нефти от испарения на атомсферу / А.А. Почоев // В матер. межд. научно-практ. конф. «Рогунская ГЭС – главная основа индустриализации страны», ГМИТ Бустон – 2025, – С. 68-71.

Патенты, авторские свидетельства и годустарственная регистрация информационных ресурсов

[16-А]. **Почоев А.А.** Способ снижения потерь лёгких углеводородов нефти / А.А. Почоев, Р.О. Азизов, Ш.Ж. Мирбобоев, А.А. Олимов, М.Э. Назарова // Малый патент Республики Таджикистан № 1608, зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Республики Таджикистан от 25.06.2025 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.



ҶУМҲУРИИ ТОҶИКИСТОН

ИДОРАИ ПАТЕНТӢ

НАХУСТПАТЕНТ

№ TJ 1608

БА ИХТИРОИ

Тарзи паст намудани талафоти карбогидридҳои сабук аз нафт

Дорандаи нахустпатент: Почоев Анушервон Абдукосимович

Сарзамин: Ҷумҳурии Тоҷикистон

Муаллиф(он): Почоев А.А; Азизов Р.О; Мирбобоев Ш.Ж; Назарова М.Э; Олимов А.А.

Аввалияти ихтироъ 14.02.2025

Таърихи рӯзи пешниҳоди ариза 14.02.2025

Аризаи № 2502055

Дар Феҳристи давлатии ихтироъҳои

Ҷумҳурии Тоҷикистон 25 июни с. 2025 ба қайд гирифта шуд

Нахустпатент эътибор дорад аз 14 феврали с.2025 то 14 феврали с.2035

ДИРЕКТОР Исмоилзода М.Ҳ.

Приложение 2.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор ОАО «Нафту газ»
_____ Ниёзов И.У.
«10» 05 2025 г.

АКТ

внедрения научно-исследовательской работы

Составлен представителями ОАО «Нафту газ» и Горно-металлургического института Таджикистана: первым заместителем генерального директора Шеровым Бахтиёром Джалоловичем, главным геологом Алимовым Хайдаром Абдурахимовичем, главным механиком Гайбуллаевым Бахриддином Мухиддиновичем, главным технологом Юнусовым Юнусом Шайдуллаевичем, заведующим кафедрой геологии и нефтегазового дела, к.т.н. Мирбобоевым Шухратом Журабоевичем и старшим преподавателем Почоевым Анушервоном Абдукосимовичем, о том, что разработанный диссертантом Почоевым Анушервоном Абдукосимовичем способ снижения потерь лёгких углеводородов нефти от испарения был внедрён и используется на центральном пункте сбора нефти предприятия ОАО «Нафту Газ».

В результате внедрения работы комплексно решён ряд вопросов:

1. Значительно сокращена доля потерь нефти от испарения при её хранении в резервуарах типа РВС ;
2. Уменьшен риск взрывоопасности облака топливо-воздушных смесей, образующиеся над резервуарным парком ;
3. Значительно сокращено загрязнение атмосферы продуктами паров нефти .

Фактический экономический эффект от использования результатов этой работы на предприятии составляет 372840 сомони в год.

Зам. генерального директора	Шеров Б.
Главный геолог	Алимов Х.
Главный механик	Гайбуллаев Б.
Главный технолог	Юнусов Ю.
Заф. кафедрой геологии и нефтегазового дела	Мирбобоев Ш.Ж.
Старший преподаватель	Почоев А.А.