

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра «Безопасность труда и инженерной экологии»

**«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»**

Зав. кафедрой к.т.н., доцент, Абикинова А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2017г.  
(подпись)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**  
**пояснительная записка**

**На тему:** «Экологические аспекты воздействия разработки нефтегазового месторождения на почвы и земельные ресурсы»

**Специальность:** 6М073100 - Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

**Выполнил(а)** \_\_\_\_\_ Сапаев Т.М. \_\_\_\_\_ Группа \_\_\_\_\_ МБЖДнп-15  
(Ф.И.О.)

**Научный руководитель** \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент, Санатова Т.С.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
Санатова «29» \_\_\_\_\_ мая \_\_\_\_\_ 2017г.  
(подпись)

**Нормоконтролер** \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент, Санатова Т.С.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
Санатова «29» \_\_\_\_\_ мая \_\_\_\_\_ 2017г.  
(подпись)

**Рецензент** \_\_\_\_\_ д.т.н., профессор, Зальцман М.Д.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2017г.  
(подпись)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Факультет: «Электроэнергетический»

Кафедра: «Безопасность труда и инженерной экологии»

Специальность: 6M073100 «Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды»

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту \_\_\_\_\_ Сапаеву Тимуру Михайловичу \_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

Тема диссертации «Экологические аспекты воздействия разработки нефтегазового месторождения на почвы и земельные ресурсы»

утверждена Ученым советом по университету № \_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Срок сдачи законченной диссертации «13» июня 2017г.

Цель исследования: выявление особенностей и решение проблемы загрязнения почвы и земельных ресурсов, вызванных разработкой нефтегазового месторождения. Разработка рекомендаций, методов и средств по утилизации грунтов, пропитанных нефтепродуктами.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов или краткое содержание магистерской диссертации:

1. Аналитический обзор за состоянием нефтегазовой отрасли и её экологическими проблемами
2. Анализ нормативно-правовой базы в рассматриваемой области
3. Характеристика разработки месторождения, с её основными технологическими показателями
4. Оценка экологического состояния почвы и земельных ресурсов до начала проведения геологоразведочных работ и ее состояние на текущий момент
5. Анализ степени и величины воздействия источников загрязнения на почвы и земельные ресурсы
6. Теоретические и экспериментальные исследования зависимости проникновения нефти и нефтепродуктов в почву
7. Анализ существующих методов и средств утилизации замазученного грунта, с рекомендациями по выбору конкретного метода и технологической установки.



## **Аңдатпа**

Осы диссертациялық жұмыста мұнайгаз кен орнын игерудің топыраққа және жер ресурстарына тигізетін әсерін зерттеу нәтижелері берілген.

Түсіндірме жазбада мұнайгаз саласының жағдайы мен оның экологиялық мәселелеріне талдамалы шолу, нормативті-құқықтық базаға жасалынған талдау, кен орнын игерудің сипаттамасы, топырақ пен жер ресурстарының геологиялық барлау жұмыстарын жүргізуге дейінгі және қазіргі экологиялық жағдайын бағалау, ластану көздерінің топырақ пен жер ресурстарына тигізетін әсерінің деңгейі мен ауқымын талдау, мұнай мен мұнай өнімдерінің топыраққа сіңуінің байланыстылығын теориялық және эксперименталдық зерттеу, мазутталған жер қабатын жою, тазарту және пайдаланудың қолданылып жүрген әдістері мен құралдарын талдау, сондай-ақ нақты әдіс пен технологиялық қондырғыны таңдау бойынша ұсыныстар келтірілген.

## **Аннотация**

В данном диссертационной работе представлены результаты исследования воздействия разработки нефтегазового месторождения на почвы и земельные ресурсы.

Пояснительная записка содержит аналитический обзор за состоянием нефтегазовой отрасли и её экологическими проблемами, анализ нормативно-правовой базы, характеристику разработки месторождения, оценку экологического состояния почвы и земельных ресурсов до начала проведения геологоразведочных работ и ее состояние на текущий момент, анализ степени и величины воздействия источников загрязнения на почвы и земельные ресурсы, теоретические и экспериментальные исследования зависимости проникновения нефти и нефтепродуктов в почву, анализ существующих методов и средств утилизации замазученного грунта, с рекомендациями по выбору конкретного метода и технологической установки.

## **Abstract**

In this dissertation author has presented the research of environmental aspects of oil and gas field development impact on soils and land resources.

The explanatory note contains analytical review of oil and gas industry current state and its environmental problems, regulatory framework analysis, field development characteristic, assessment of soil and land resources ecological condition before geological exploration works and its current state, analysis of qualitative and quantitative impact of pollution sources on soils and land resources, theoretical and experimental studies of oil and oil products penetration dependence into soil, analysis of available methods and means for oil contaminated soil utilization with recommendations for choosing a particular method and process unit.

## Содержание

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	6
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	8
<b>1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА В ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ .....</b>	<b>11</b>
1.1 Нефтегазовая отрасль Казахстана и её экологические проблемы .....	11
1.2 Общие состояние почвы и земельных ресурсов Республики Казахстан.....	14
1.3 Анализ нормативно-правовой базы РК в области охраны окружающей среды и земельных отношений .....	19
<b>2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛАВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ И ИСТОЧНИКОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ.....</b>	<b>25</b>
2.1 Экологическое состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона до начала геологоразведочных работ .....	25
2.2 Характеристика и основные показатели разработки месторождения в период 1992-2016гг.....	29
2.2.1 Общие сведения о проведенных геологоразведочных работах на месторождении .....	29
2.2.2 Общая характеристика фонда скважин.....	35
2.2.3 Общая характеристика технологических показателей добычи нефти и газа.....	36
2.2.4 Существующая система внутрипромыслового сбора и промышленного транспорта добываемой продукции на месторождении.....	38
2.3 Анализ степени и величины воздействия разработки месторождения на почвы и земельные ресурсы .....	40
2.4 Современное состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона .....	49
<b>3. АНАЛИЗ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПОЧВУ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ .....</b>	<b>53</b>
<b>4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ НЕФТИ В ПОЧВУ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ .....</b>	<b>63</b>
4.1 Методика проведения эксперимента .....	63
4.2 Условия и порядок проведения эксперимента с разливом нефти.....	66
4.3 Обработка и анализ полученных результатов эксперимента .....	72
<b>5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ.....</b>	<b>81</b>
5.1 Анализ мероприятий, направленных на предотвращение и минимизацию негативного воздействия на почвы и земельные ресурсы .....	81
5.2 Анализ существующих методов и средств утилизации замазученного грунта .....	82
5.3 Рекомендации по выбору наиболее рентабельной техники и технологии утилизации замазученного грунта .....	88
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>92</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>95</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>98</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>102</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В.....</b>	<b>123</b>

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

в настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты, нормативные нормы и правила:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан №212-III от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.05.2017г.);
2. Земельный кодекс Республики Казахстан №442-II от 20.06.2003г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.02.2017г.);
3. Постановление Правительства Республики Казахстан от 6 апреля 2012 года № 422 Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан...;
4. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 176 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления";
5. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25 июня 2015 года № 452 Об утверждении Гигиенических нормативов к безопасности окружающей среды (почве);
6. Совместный приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 30 января 2004 года № 99 и Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 27 января 2004 года № 21-п Об утверждении "Нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву";
7. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 31 мая 2007 года N 169-п "Об утверждении Классификатора отходов";
8. ВНТП 3-85 - Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
9. ГН 2.1.7.2041-06 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы
10. ГОСТ 17.4.2.01-81 - Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния.
11. ГОСТ 17.4.3.01-83 - Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору почв.
12. ГОСТ 17.4.4.02-84 - Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
13. ГОСТ 28168-89 - Почвы. Отборы проб.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

в настоящей диссертации применяют следующие сокращения:

FAO	Food and Agriculture Organization
IPCC	Intergovernmental panel on climate change
ВВП	Валовый внутренний продукт
ВЗВ	Вредные загрязняющие вещества
ГН	Гигиенические нормативы
Доп. к ППЭ	Дополнение к Проекту пробной эксплуатации
ДЭС	Дизельная электростанция
КРС	Капитальный ремонт скважин
МЗ	Министерство здравоохранения
МНЭ	Министерство национальной экономики
МООС	Министерство охраны окружающей среды
МОН	Министерство образования и науки
МЭ	Министерство энергетики
НВ	Насос нефтяной, погружной
НПА	Нормативно-правовые акты
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
НШ	Насосы шестеренные
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ООН	Организация объединенных наций
ПАВ	Поверхностно-активные вещества
ПДВ	Предельно-допустимый выброс
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ПОР	Проект оценочных работ
ППР	Проект поисковых работ
ППЭ	Проект пробной эксплуатации
ПРС	Подземный ремонт скважин
СНиП	Санитарные нормы и правила
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
СЭП	Стационарная экологическая площадка
УВС	Углеводородное сырье
УН	Устьевого нагреватель

## ВВЕДЕНИЕ

В Республике Казахстан, как и во всем мире, наблюдается ухудшение экологической обстановки, ввиду продолжающегося нарастания промышленной и хозяйственной деятельности человечества. Уровень загрязняющих веществ в атмосфере достиг максимальной отметки за 800 тысяч лет. Эти данные обнародованы в докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC) ООН [1]. Вопросы экологии, охраны окружающей среды во всем мире отнесены к приоритетным, важнейшим, требующим безотлагательного решения.

Основными источниками антропогенного загрязнения окружающей среды являются такие отрасли, как: теплоэнергетическая, нефтехимическая, транспортная, отрасли черной и цветной металлургии. В нашей стране нефтегазовую отрасль следует считать по праву - ключевым и основным сектором топливно-энергетического комплекса. “Отрасль обеспечивает порядка четверти ВВП страны и около двух третей государственного бюджета” - сообщил Карабалин, в ходе семинара, прошедшего в рамках VIII Евразийского форума KAZENERGY. По его словам, добыча нефти в Казахстане выросла более чем в три раза и достигла уровня 80 млн. тонн в год, более чем в пять раз выросла добыча газа - до 40 млрд. кубических метров в год. В настоящее время в РК действуют более 200 контрактов на недропользование углеводородного сырья, из года в год наблюдается рост валовой добычи нефти и газа [2]. С увеличением добычи нефти и газа закономерно ухудшается состояние окружающей среды. По уровню отрицательного воздействия, нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями, оно загрязняет практически все сферы окружающей среды (атмосферу, гидросферу, литосферу).

**Актуальность работы.** Одним из наиболее значимых компонентов природной среды является почва. По данным Межправительственной группой экспертов ФАО ООН деградация почвенных ресурсов планеты достигла отметки в 33 процента [3]. Состояние почв во многом определяет экологическое равновесие в целом. В научном труде Геннадиева Л.Н., Солнцевой Н.П., Герасимовой М.И. состояние почв определяется как интегральный индикатор многолетнего процесса загрязнения всей окружающей среды, дающий представление о качестве жизнеобеспечивающих сред - атмосферного воздуха и вод, кроме того, загрязненные почвы сами являются источником вторичного загрязнения приземного слоя воздуха, поверхностных и грунтовых вод [4]. Таким образом, вопросы загрязнения почв и земельных ресурсов нефтью и нефтепродуктами являются весьма актуальными, сами почвы представляют научный и практический интерес, как начальное звено пищевой цепи, как источник вторичного загрязнения атмосферы и как интегральный показатель экологического состояния окружающей среды.

**Объект исследования.** Объектом исследования является нефтегазовое месторождение Северо-Западный Коныс, в административном отношении расположенное в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

**Предмет исследования.** Экологическая оценка воздействия разработки данного месторождения на почвы и земельные ресурсы, за период реализации геологоразведочных работ.

**Идея работы.** Идея работы заключается в определении и оценки наиболее негативного фактора, воздействующего на почвы и земельные ресурсы в процессе разработки месторождения.

**Цель работы.** Целью работы является выявление особенностей и решение проблемы загрязнения почвы и земельных ресурсов, вызванных разработкой нефтегазового месторождения. Разработка рекомендаций, методов и средств по утилизации грунтов, пропитанных нефтепродуктами.

**Задачи исследования.**

1. Провести анализ имеющихся экологических проблем в рассматриваемой области.

2. Определить наиболее негативный источник воздействия на почвы и земельные ресурсы, вызванный разработкой месторождения.

3. Выполнить с помощью теоретических и экспериментальных исследований анализ степени и величины воздействия разлива нефти и нефтепродуктов на почву, грунт.

4. Проанализировать существующие методы и средства утилизации замазученных грунтов и выделить наиболее рентабельные из них.

**Методы исследования.** В работе использованы классические методы экспериментальных исследований, проводимых в полупроизводственных условиях, математические и статистические методы. При обработке материалов использованы компьютерные программы, статистические методы и геоинформационные технологии графического представления данных.

**Научная новизна работы** заключается в следующем:

- определен и обоснован наиболее негативный источник воздействия на исследуемый компонент окружающей среды за весь продолжительный период (1992-2016гг.) проведения геологоразведочных работ на контрактной территории;

- исследована и выявлена закономерность проникновения нефти и нефтепродуктов в почву, грунт в зависимости от ряда переменных и задаваемых параметров;

- проанализирован и предложен наиболее рациональный и рентабельный метод и средство (установка) по утилизации замазученного грунта.

**Практическая значимость работы.** Результаты диссертационной работы позволяют произвести оценку воздействия разработки аналогичных и иных нефтегазовых месторождений на почвы и земельные ресурсы, различных по виду и составу.

Результаты исследования позволят недропользователю прогнозировать ориентировочный объем образования замазученного грунта и определить количество необходимых финансовых затрат на ликвидацию последствий данного разлива нефти.

Результаты диссертационной работы использованы при разработке учебно-методических материалов по специальности: “Охрана почв и земельных ресурсов от деятельности промышленных предприятий”, а также положения, изложенные в работе, используются в составлении нормативной методики по определению временного характера разлива нефтепродуктов в почву, грунт. Предполагается использование данной методики контролирующими органами при определении экономического ущерба окружающей среде.

**Личный вклад автора.** Основой диссертации явились результаты исследований: проведенные в период с 2015 по 2017гг., анализ фондовых данных, обобщение полученных материалов, выбор задач и путей их решения, формулировок и обоснования научных положений, выполнения всей подготовительной и итоговой работы по ряду экспериментов, выявление экспериментальных зависимостей, проведение регрессионного статистического анализа.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации доложены и обсуждены на внутривузовской конференции Некоммерческого АО Алматинского университета энергетики и связи, а также доложены и обсуждены на международной научной конференции Павлодарского государственного университета им. С.Торайгырова.

**Публикация работы.** Основное содержание диссертации отражено в 2 печатных работах, опубликованных изданиями, рекомендованными Комитетом по надзору и аттестации в сфере образования и науки МОН РК.

**Структура и объем работы.**

Диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения, списка используемой литературы из 45 наименований, содержит 98 страниц компьютерного набора, иллюстрируется 21 рисунками, 16 таблицами и 3 приложениями.

# 1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА В ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

## 1.1 Нефтегазовая отрасль Казахстана и её экологические проблемы

На современном этапе Казахстан является одной из крупных нефтедобывающих стран, входящих в первую десятку государств мира по запасам нефти.

Общая площадь действующих и перспективных нефтегазоносных районов составляет около 1700 тыс.км<sup>2</sup> или более 62% всей территории страны. В стране на настоящий момент открыты свыше 200 месторождений углеводородного сырья. Более 90% месторождений законтрактованы.

Изученными и исследованными считаются более 15 осадочных бассейнов с установленной или потенциальной нефтегазоносностью, к которым относятся: Устьюрт-Бозащинский, Прикаспийский, Аральский, Мангистауский, Сырдарьинский, Южно-Северо-Торгайский, Тенгизский, Северо-Казахстанский, Алакольский, Зайсанский, Балхашский, а также бассейны с различными по составу и происхождению литогенетическими типами пород, включающие широкий спектр разновозрастных нефтегазоматеринских толщ, покрышек и коллекторов [5]. Геологические условия осадочных бассейнов Казахстана благоприятствуют расширению сырьевой базы нефтегазовой отрасли.

Минерально-сырьевая база – фундамент экономики Казахстана. Отечественная промышленность сосредоточена на добыче и первичной переработке полезных ископаемых. Крупнейший горнодобывающий сектор обеспечивает 50,1% промышленного производства РК в 2016 году. Вес одного горнодобывающего сектора в ВВП в лучшие годы достигал 20%, но по закону Парето именно эти 20% обеспечивали позитивную динамику остальных 80% [6].

По имеющейся информационной базе Комитета геологии и недропользования по состоянию изученности на конец 2016г. количество месторождений с утвержденными запасами на государственном балансе составит: для нефти – 244 месторождения, с запасами 3159 млн.т.; для газа – 220 месторождений, с запасами 1383 млрд.м<sup>3</sup>; для конденсата – 62 месторождения, с запасами 359 млн.т. На настоящее время в Республике Казахстан действуют 214 контрактов на недропользование углеводородного сырья [7].

В реальном секторе экономики Казахстана одной из наиболее интенсивно развивающихся отраслей является нефтегазодобывающая отрасль. Добыча нефти в период 1991-2015гг. увеличилась втрое с 26,6 до 79,3 млн.т. Согласно оперативным данным Комитета по статистике РК за 2016 год в стране добыто 65,577 млн.т. нефти, газового конденсата – 12,464 млн.т., нефтяного попутного газа – 25,208 млрд.м<sup>3</sup>, природного газа в газообразном состоянии – 21,384 млрд.м<sup>3</sup>. Из представленных показателей добычи нефти в разрезе областей наибольший показатель добычи нефти приходится на

Атыраускую (50,9%), Мангистаускую (27,8%) и Кызылординскую (11,9%) области. В свою очередь, добыча природного газа в основном приходится на Западно-Казахстанскую (87,7%) и Мангистаускую (7,9%) области [8].

Добываемая сырая нефть из скважин состоит из 79...88% углерода и 11...15% водорода и применяется во многих отраслях народного хозяйства [9]. Нефть делится на классы по содержанию в ней серы; по выходу фракций до 350°C; по содержанию базовых масел и по их индексу вязкости, а также наличием твёрдых алканов-парафинов [10, 11].

Значительный вклад в решение экологической проблемы в области добычи и переработки нефти, газа и их отходов внесли российские и казахстанские учёные: А.А. Абдрасимов, У.А. Акшолоков, Г.Ж. Жолтаев, М.Б. Изтлеуова, Е.А. Мозлова, Н.К. Надиров, А.Н. Мысангалиев, С.С. Омаров, Д.С. Орлов, Г.Н. Панов, А.Н. Радионов, Ф.Т. Сериков, Я.Т. Соркин и др.

С увеличением добычи и транспортировки нефти наблюдается рост загрязнения лито-, гидро- и атмосферы [12,13]. Ежегодно в данной отрасли скапливаются десятки тысяч тонн отходов.

Проблема переработки нефтеотходов до настоящего времени не решена из-за специфических особенностей их состава и свойств, изменяющихся под воздействием атмосферы [14]. Сложность проблемы заключается в разработке критериев и методов борьбы с этим сложным и непостоянным по своему составу загрязнением.

В экологическое воздействие нефти на экосистему вносят определённый вклад углеводородные и неуглеводородные компоненты, в число которых входят минеральные соли и микроэлементы. Токсичность нефти не включает токсичность отдельных соединений в её составе, а характеризуется эффектом суммации образуемых промежуточных соединений с повышенной токсичностью (соединения серы, азота и др.). Твёрдые отходы различные по химическому составу ухудшают санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность поверхностных вод, почвогрунтов.

В работах иностранных специалистов [15,16] показано негативное влияние нефтедобычи, обусловленное деградацией почвенного покрова на участках разлива нефти, воздействием её компонентов на растительный покров, животный мир, вследствие чего продукты трансформации нефти могут обнаруживаться в различных объектах биосферы.

Постоянная опасность катастрофического воздействия на экологию существует в регионах нефтедобычи из-за содержания в нефти, буровых растворах, подземных и пластовых водах различных химических веществ и элементов (V, Ni, Mn, Cr, Mg, Zn, Cu, Hg, B, Br, J, Pb, Sr), способных отравлять живые организмы [17].

Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности Мангистауской, Атырауской, Кзылординской и Акмолинской областях республики загрязняют атмосферу выбросами углеводородов (23% суммарного выброса), диоксида серы (16,6%), монооксида углерода (7,3%), оксидов азота [8].

Нефтедобывающим районам специфично наличие региональных геохимических полей с высоким содержанием углеводородов. Геохимический фон может колебаться в пределах от 10 до 500 мг углеводородов на 1 кг сухого веса почвы [18], причиной которого служит диффузия лёгких фракций из нефтяной залежи.

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву способствует глубоким и необратимым изменениям морфологических, физических, физикохимических, микробиологических свойств, а также существенной перестройке почвенного профиля, что приводит к потере плодородия и отторжению загрязнённых территорий из народнохозяйственного оборота.

Причиной гибели растительности в результате загрязнений продуктами нефти являются нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание, а нарушение в почве азотного режима приводит к азотному голоданию.

Техногенное влияние нефти на свойства почвы наблюдается в снижении активности ферментов и плохом обеспечении её подвижными формами азота и фосфора.

Техногенное влияние на окружающую среду нефтепродуктов и нефтеотходов можно наблюдать в течение 20-ти лет. С 2007 г. введены в действие Экологический кодекс Республики Казахстан и другие нормативные акты, направленные на ужесточение штрафных санкций за безвозвратные потери нефти и загрязнение природной среды её продуктами и отходами [19].

К числу экологических проблем можно отнести:

- изъятие земель из хозяйственного оборота для разработки нефтяных скважин, прокладки трубопровода, дорог;
- нарушение условий обитания животных, птиц и другой фауны;
- разрушение ландшафтов, снижение рекреационных ресурсов;
- загрязнение лито-, гидро- и атмосферы.

В нефтедобывающих регионах Казахстана сложилась неблагоприятная экологическая ситуация из-за нефтяных загрязнений, которые наносят существенный вред здоровью населения этих регионов. Интенсивно загрязняются воздушный бассейн, грунтовые воды, разрушается и уничтожается почвенная оболочка, гибнут животные, птицы, рыбы. Основными причинами таких загрязнений являются аварийные и технологические выбросы из скважин, потери нефти из магистральных нефтепроводов при транспортировке. Наряду с этими причинами существенный вред наносят и многочисленные нефтяные озера так называемых амбарных нефтей, образующихся в результате различных аварий в процессе добычи или трубопроводного транспорта нефти. Площадь, занимаемая самым большим нефтяным озером, достигает до 70 га, а глубина до 2,5 м.

Многочисленные нефтяные разливы, к сожалению, являются привычной практикой нефтедобывающих компаний. С ростом добычи нефти и нефтепродуктов закономерно увеличивается площадь земель, загрязненная ими. С технической точки зрения основной причиной разливов является

изношенность нефтепроводов. Существующие системы внутрипромыслового сбора и подготовки продукции, магистральные нефте- и газопроводы в большей степени имеют выработку более 20 лет, на что и сказываются многочисленные нефтяные разливы. Исследования проводимые в данной диссертации позволяют определить наиболее негативные факторы и особенности воздействия на почвы и земельные ресурсы в процессе осуществления работ по недропользованию отдельного месторождения.

## **1.2 Общие состояние почвы и земельных ресурсов Республики Казахстан**

По данным Продовольственной и сельскохозяйственной организации ООН (FAO), на сегодняшний день 33% почвенных ресурсов мира деградированы. Это связано с эрозией, засолением, уплотнением, окислением и химическим загрязнением почв [3].

Почва - это не просто инертная среда, на поверхности которой осуществляется деятельность человека, а динамическая, развивающаяся система, включающая множество органических и неорганических компонентов, в которых имеется сеть полостей и пор, а в них, в свою очередь, содержатся газы и жидкости [20]. Пространственное распределение этих компонентов определяет главные типы почв на земном шаре. Например, в Европе различают 320 главных типов почв.

Кроме того, почвы содержат огромное число живых организмов, их называют биотой: от бактерий и грибов до червей и грызунов. Химические, физические и биологические свойства почв различаются и по вертикали, и по горизонтали. Почва образуется на скальных родительских породах под совместным воздействием климата, растительности, почвенных организмов и времени [20]. Поэтому изменение любого из этих факторов может привести к изменениям в почвах. Почвообразование - это длительный процесс: образование слоя почвы в 30см занимает от 1000 до 10000 лет [20]. Следовательно, скорости почвообразования столь малы, что почву можно считать невозобновляемым ресурсом.

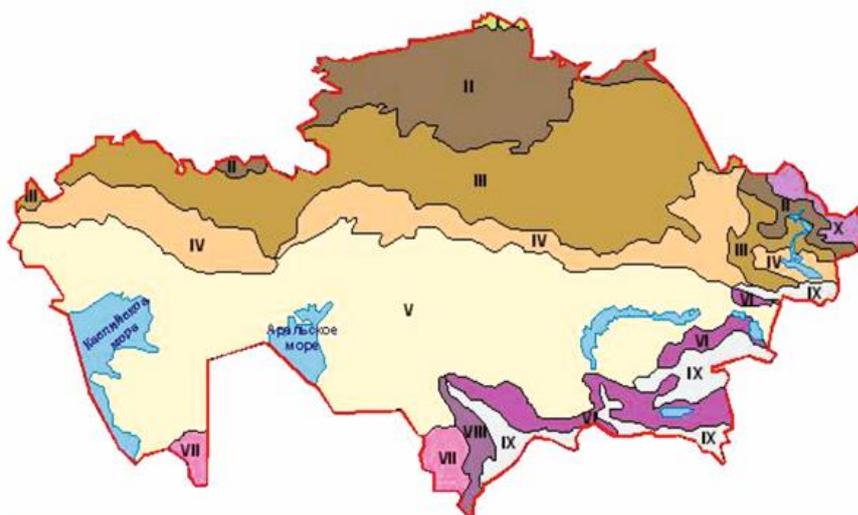
Исходя из вышеизложенного, следует отметить, почва— это сложная система, в которой протекают важнейшие биохимические процессы. В верхнем 30 сантиметровом слое почвы на площади 1 га находятся в среднем 25 тонн почвенных живых организмов, а именно: 10 тонн бактерий и актиномицетов, 10 тонн грибковых организмов, 4 тонны земляных червей и 1 тонна других почвенных организмов: ногохвосток, клещей, пауков, жесткокрылых, улиток, мышей и т.д [20].

В отличие от давно уже ставшей острой озабоченности человека состоянием атмосферы и гидросферы, необходимость защиты почвы была осознана лишь не давно. Почва является статичной системой и, как таковая, служит огромным хранилищем всех типов загрязнений, которые могут быть мобилизованы (перейти в свободное или растворенное состояние) различными спусковыми механизмами (например, закислением) и, в конечном счете,

высвобождены в окружающую среду. Поскольку время пребывания этих веществ в почве значительно больше, чем в воздухе или воде, эффекты мобилизации часто скрыты в течение долгого времени. Связанные с почвой проблемы носят специфический характер для каждой местности, и это делает всякие попытки обобщения очень трудными. Уникальная способность почвы «перерабатывать» биоразлагаемые отходы и значительные временные задержки проявления отрицательных эффектов загрязнения приводят к недооценке опасного состояния почв. Между тем почва— необходимое условие выращивания урожая, и следовательно, производства пищи, тканей и древесины, а кроме того, она является одним из главных компонентов всех наземных экосистем. Поэтому очевидно, что почва имеет жизненно важное значение для человечества и для поддержания здоровой окружающей среды [20].

Площадь территории (земель) Республики Казахстан составляет 272 490,2 тыс.га или 2 724 902 км<sup>2</sup>. Страна занимает 9-е место в мире по территории и является самой большой страной из числа пяти центрально-азиатских государств.

Согласно общепринятому зонированию территории страны, по природным условиям, выделяется лесостепная, степная, сухостепная, полупустынная, пустынная, предгорно-пустынно-степная, субтропическая пустынная, субтропическая предгорно-пустынная, среднеазиатская горная и южно-сибирская горная зоны (рисунок 1.2.1).



Цвет и индекс	Природные зоны	Площадь, млн.га	%	Из них сельхозугодий, млн.га	%
I	лесостепная	0,8	0,3	0,5	0,2
II	степная	26,5	9,7	23,5	10,6
III	сухостепная	62,4	22,9	54,7	24,7
IV	полупустынная	37,2	13,7	33,9	15,3
V	пустынная	112,1	41,1	83,4	37,6
VI	предгорно-пустынно-степная	12,3	4,5	10,2	4,6
VII	субтропическая пустынная	4,4	1,6	3,8	1,7
VIII	субтропическая предгорно-пустынная	3,5	1,3	3,1	1,4
IX	среднеазиатская горная	10,1	3,7	7,1	3,2
X	южно-сибирская горная	3,2	1,2	1,4	0,6
Всего по республике		272,5	100,0	221,6	100,0

Рисунок 1.2.1 – Зонирование территории страны по природным условиям

Из представленной выше информации следует, что около 55% территории Казахстана приходится на пустынные и полупустынные зоны. Природное зонирование имеет особое значение в процессе принятия отдельных целевых государственных программ и прогнозов рационального использования земель, а также в целях развития сельских территорий и других региональных и отраслевых программ и мероприятий по охране и рациональному использованию почв и земельных ресурсов каждой природной зоны и каждого отдельного региона страны.

Согласно имеющейся информации, представленной Комитетом по управлению земельными ресурсами Министерства сельского хозяйства РК площадь земель сельскохозяйственного назначения на 1 ноября 2016г составит 102 600,9 тыс.га, площадь земель промышленности, транспорта, связи и иного не с/х назначения составит 2 875,4 тыс.га, площадь населенных пунктов составит 23 725,8 тыс.га (таблица 1.2.1) [21].

Таблица 1.2.1 – Распределение земель по категориям в разрезе областей

Наименование областей	Категории земель и занимаемая им площадь, тыс.га							Итого земель
	сельскохозяйственного назначения	населенных пунктов	промышленности, транспорта, связи и иного не с/х	особо охраняемых природных территорий	лесного фонда	водного фонда	запаса	
Акмолинская	10 782,2	1 325,4	144,9	472,2	573,8	199,4	1 122,8	14 620,7
Актюбинская	10 115,5	3 825,3	183,5	800,3	213,2	6,6	14 119,0	29 263,4
Алматинская	8 697,3	803,5	310,1	1 190,6	4 037,2	193,4	7 126,2	22 358,3
Атырауская	2 516,6	1 349,9	672,4	156,5	53,0	18,8	6 346,3	11 113,5
В-Казахстанская	10 557,5	2 946,8	187,2	1 542,1	2 152,5	571,2	10 389,5	28 346,8
Жамбылская	4 615,4	462,1	146,0	12,0	4 429,5	335,9	1 936,2	11 937,1
З-Казахстанская	6 225,4	2 323,7	39,9	12,4	216,7	75,5	4 775,2	13 668,8
Карагандинская	14 021,5	3 913,8	234,9	550,0	204,3	55,6	16 664,3	35 644,4
Кызылординская	2 456,7	658,3	173,3	161,0	6 506,7	2 239,7	11 845,7	24 041,4
Костанайская	10 787,9	1 553,2	200,3	658,0	540,9	66,7	5 793,1	19 600,1
Мангистауская	5 338,1	985,5	267,5	223,7	241,6	4,5	9 503,3	16 564,2
Павлодарская	5 497,7	1 753,2	129,1	357,9	127,5	78,9	4 526,2	12 470,5
С-Казахстанская	6 917,0	947,3	73,5	134,7	549,6	142,4	1 039,8	9 804,3
Ю-Казахстанская	4 050,3	811,5	103,5	431,1	3 014,9	134,9	3 179,6	11 725,8
г. Алматы	9,1	30,1	5,7	21,8	-	0,6	1,0	68,3
г. Астана	12,7	36,2	3,6	0,3	15,0	4,4	-	72,2
<b>Всего</b>	<b>102 600,9</b>	<b>23 725,8</b>	<b>2 875,4</b>	<b>6 724,6</b>	<b>22 876,4</b>	<b>4 128,5</b>	<b>98 368,2</b>	<b>261 299,8</b>

Согласно имеющейся динамике земельного фонда по категориям земель за период 1991-2016 гг. наблюдается снижение площади сельскохозяйственных земель на 115 774,9 тыс. га. Это связано с увеличением в структуре земельного фонда: земель запаса (+79 415,9 тыс.га) и земель лесного и водного фондов (+16 005,8 тыс.га), а также увеличением площади земель, используемых другими государствами (+10 197,6 тыс.га) [21].

В соответствии с представленной информацией Комитета по статистике МНЭ РК на 2015 год площадь земель, подверженных водной эрозии

составляет 4 950,0 тыс.га или 2,2% к общей площади сельскохозяйственных угодий, в свою очередь, площадь земель, подверженных ветровой эрозии составляет 24 168,1 тыс.га или 10,9% к общей площади с/х угодий [22].

Таким образом, общая площадь земель подверженной водной и ветровой эрозиям составляет порядка 29 118,1 тыс. га или 13,1 % к общей площади с/х угодий.

На настоящее время на территории страны к категории нарушенных земель отнесена площадь размером 244,8 тыс. га, на данной площади размещаются отвалы вскрышных и горных пород, золоотвалы, карьеры угольных и горных разработок, хвостохранилища, нефтяные поля и амбары. Наибольшее количество нарушенных земель находится в Карагандинской, Костанайской, Мангистауской областях. По данным за 2015г. всего в стране числится 3424 предприятий и организаций, имеющих на своей территории нарушенные земли [23].

Такие экологически опасные зоны воздействия как: карьеры, отвалы, терриконы, площадки буровых скважин, отходы горнорудного производства, по некоторой оценке площадь которых составляет более 60 тыс.га, постоянно загрязняют почву и в целом все компоненты окружающей среды [23].

Только в результате деятельности предприятий цветной металлургии отходов накоплено свыше 22 млрд. т, в том числе около 4 млрд. т. отходов горного производства, из токсичных — свыше 1,1 млрд. т. отходов обогащения и 105 млн.т.- отходов металлургического передела.

Площади, занимаемые накопителями отходов цветной металлургии, составляют около 15 тыс.га, из них отвалы горных пород занимают 8 тыс.га, хвосты обогатительных фабрик – около 6 тыс.га и отвалы металлургических заводов – более 500 га [23]. Такого же порядка объемы отходов в черной металлургии и химической промышленности.

По данным уполномоченного органа в области охраны окружающей среды отмечается загрязнение нефтью и нефтепродуктами на площади более чем в 1,5 млн. га. Большая доля загрязнения почв и окружающей среды приходится на Атыраускую (59%), на Актюбинскую (19%), Западно-Казахстанскую (13%) и Мангистаускую (9%) области [23]. Так, например, общая площадь нефтяного загрязнения в Западном Казахстане составляет 194 тыс.га, а объем разлитой нефти – более 5 млн.т [23].

Количественные и качественные показатели загрязнения почв и земельных ресурсов в целом по стране сводятся к проведенным инструментальным и лабораторным исследованиям специалистами РГП «Казгидромет». В рамках ежегодного информационного бюллетеня, публикуемого данным ведомственным органом, представляется возможным получения статистической и аналитической информации о состоянии загрязнения почв территории Республики Казахстан.

Таким образом, за 2016 год наблюдения за состоянием загрязнения почв проведены в 39 населенных пунктах 14 областей республики и на территории месторождений Атырауской и Мангистауской области [24].

Пробы почвы отбирались в пяти точках населенного пункта весной и осенью отчетного года. Выбор точек был обусловлен наиболее полным охватом населенного пункта, с учетом загруженных автомагистралей, промышленных объектов, а также школ и рекреационных зон.

При изучении загрязнения почв на урбанизированных территориях – пробы отбирались на 5 месторождениях Атырауской области, для определения содержания нефтепродуктов, меди, кадмия, свинца, цинка и хрома (6+), также, на 4 месторождениях Мангистауской области, для определения нефтепродуктов, меди, никеля, свинца, цинка, марганца и хрома (6+).

Основными критериями качества являются значения предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в почве (глава 1.3).

Превышения ПДК по кадмию, свинцу, меди, цинку и хрому в городах выявлены на границах санитарно-защитных зон крупных промышленных предприятий и в районах крупных автомагистралей [24].

Предположим за весенний период в пробах почв города Кызылорда концентрации хрома находились в пределах 0,1– 0,2 ПДК, кадмия – 0,16– 0,46 ПДК, и свинца – 0,24– 1,13 ПДК, цинка – 0,36 – 0,74 ПДК и меди – 0,23- 0,6 ПДК [24].

На территории железнодорожного вокзала превышение свинца 1,1 ПДК.

На территории пионерского парка, в районе массива орошения-с/з Абая и в районе пруда накопителя (выход на поля фильтрации, начало бассейна), золошлакоотвала в пробах почв содержания всех определяемых тяжелых металлов находились в пределах нормы.

За осенний период в пробах почв в городе Кызылорда, концентрации хрома находились в пределах 0,31-2,2 мг/кг, свинца – 6,3-38,9 мг/кг, цинка – 23,4-32,4 мг/кг, кадмия – 0,05-0,35 мг/кг, меди – 2,0-3,6 мг/кг [24].

На территории железнодорожного вокзала концентрации свинца, меди и цинка составила 1,2 ПДК. В районе золошлакоотвала (южнее 500 м) концентрация цинка составила 1,3 ПДК. В районе пруда накопителя (выход на поля фильтрации, начало бассейна) концентрация цинка составила 1,1 ПДК.

На территории пионерского парка, в районе массива орошения-с/з Абая в пробах почв содержания всех определяемых тяжелых металлов находились в пределах нормы.

На всех точках концентрация хрома находилась в пределах нормы [24].

Имеющаяся в настоящее время информация не обеспечивает полного и достоверного представления о характере и уровне загрязнения всех земель Казахстана. Для получения полных и объективных данных по загрязнению земель, ликвидации существующего загрязнения необходимо проведение детальных эколого-геохимических исследований на всей территории республики, выработка рекомендаций на системной основе по ликвидации и стабилизации негативных воздействий, с использованием новейших технологий.

### **1.3 Анализ нормативно-правовой базы РК в области охраны окружающей среды и земельных отношений**

Экологическое законодательство Республики Казахстан основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Экологического кодекса от 09 января 2007 года №212 и иных нормативных правовых актов Республики Казахстан.

Отношения в области охраны и использования объектов окружающей среды и особо охраняемых природных территорий регулируются специальными законами Республики Казахстан в части, не урегулированной Экологическим кодексом. К данным специальным законам относят Земельный, Лесной, Водный кодексы Республики Казахстан, Закон Республики Казахстан "Об особо охраняемых природных территориях", Закон Республики Казахстан "О недрах и недропользовании". В рамках магистерской диссертации будет проведен анализ экологического и земельного законодательств на предмет установленных в них норм, правил, критериев оценки воздействия и иных регулируемых отношений в области охраны и рационального использования почв и земельных ресурсов.

Так, например, согласно п.3 ст.6 Земельного кодекса РК осуществление субъектами земельных отношений принадлежащих им прав не должно наносить вред земле как природному ресурсу и иным объектам окружающей среды, а также правам и законным интересам других лиц [25].

Проведенный анализ Земельного Кодекса выявил слабый уровень обеспечения целевыми показателями охраны и рационального использования почв и земельных ресурсов. Изложенные нормы в Земельном кодексе РК в основном сводятся к установлению оснований, условий и пределов возникновения, изменения и прекращения права собственности на земельный участок и права землепользования, порядка осуществления прав и обязанностей собственников земельных участков и землепользователей, созданию условий для равноправного развития всех форм хозяйствования; охраны прав на землю физических и юридических лиц и государства; созданию и развитию рынка недвижимости; укреплению законности в области земельных отношений [25]. Раздел 2 Земельного кодекса регламентирует право собственности, право землепользования и иные вещные права на землю, раздел 3 регламентирует категоричность земель по назначению (сельскохозяйственные земли, земли населенных пунктов, земли промышленности и т.д.), раздел 5 устанавливает обеспечение исполнения земельного законодательства и заключительные положения.

Раздел 4-й Земельного кодекса РК регламентирует отношения в области охраны земель, государственного контроля, землеустройства, мониторинга и земельного кадастра. Глава 17, данного раздела, устанавливает цели и задачи охраны земель, обязанности собственников земельных участков и землепользователей, направленные на проведение мероприятий по охране земель. Данная глава представлена всего 5-ю статьями по небольшому содержанию. Так, к примеру, п.1 и п.3 ст.140 "Охрана земель" устанавливает

положения, что собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на [25]:

1) защиту земель от истощения и опустынивания, водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения;

2) защиту от заражения сельскохозяйственных земель карантинными вредителями и болезнями растений, от зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, от иных видов ухудшения состояния земель;

3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;

4) снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.

В целях повышения заинтересованности собственников земельных участков и землепользователей в рациональном использовании и охране земель может осуществляться экономическое стимулирование охраны и использования земель в порядке, установленном бюджетным законодательством и законодательством о налогах [25].

Ни одного, ни количественного, ни качественного показателя воздействия на почвы и земельные ресурсы в данной главе не изложено. Бесспорно, данные вопросы должны быть представлены в экологическом законодательстве, законодательстве в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения, но и в Земельном кодексе должны были получить отражения данные вопросы.

Между тем, глава 31 Экологического кодекса РК устанавливает экологические требования при использовании земель. К примеру, п.2 ст.217 ЭК РК устанавливает, что природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны [26]:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) снять, сохранить и использовать плодородный слой почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

В Экологическом кодексе изложены и такие нормы, как запрет на нарушение растительного и почвенного покровов за пределами участков, отведенных под строительство площадок, не допущение загрязнения, захламления, деградации и ухудшения плодородия почв, а также снятия плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя. Также, природопользователи по

окончанию ведения работ на контрактных территориях обязаны предусмотреть техническую и биологическую рекультивацию земель.

Одним из основных критериев загрязнения земель в период осуществления природопользования является количественный показатель содержания загрязняющих веществ в почве и земельных ресурсах.

Согласно п.3 ст.209 Экологического кодекса РК определение уровня химического загрязнения земель осуществляется с использованием предельно допустимых концентраций химических веществ в почве, утверждаемых уполномоченными государственными органами в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения [26]. Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву, устанавливаются для оценки ее состояния в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды [26].

На текущий момент в РК действуют санитарно-гигиенические нормативы предельно-допустимых концентраций химических веществ в почве, утвержденных согласно Приказу Министра национальной экономики РК от 25 июня 2015 года № 452 «Об утверждении Гигиенических нормативов к безопасности окружающей среды (почве)».

В рамках данного Приказа утверждены величины предельно-допустимых концентраций (ПДК, мг/кг) для 17-ти химических загрязняющих веществ и (или) их соединений. К их числу относятся: кобальт, фтор, хром, бенз(а)пирен, ксилолы, мышьяк, ОФУ, ртуть, свинец, свинец + ртуть, элементарная сера, сероводород, серная кислота, стирол, формальдегид и хлористый калий.

Вместе с тем, намного ранее были приняты нормативы ПДК вредных веществ, загрязняющих почву, утвержденные Совместным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 30 января 2004 года № 99 и Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 27 января 2004 года № 21-п «Об утверждении Нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву». Согласно данному Совместному приказу определены и установлены ПДК загрязняющих веществ 9 наименований, таких как: свинец, медь (подвижная и валовая форма), хром, хром шестивалентный, марганец, никель, цинк, мышьяка.

В свою очередь согласно аналогичным санитарно-гигиеническим нормативам Российской Федерации ГН 2.1.7.2041-06 утвержденным Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 23.01.2006г. установлены ПДК для 39-ти загрязняющих химических веществ, что на порядок выше установленных в нашей стране. Сравнительные данные представлены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Сравнительные данные о предельно-допустимых концентрациях химических веществ в почве согласно НПА РФ и РК.

№№ п/п	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг) с учетом фона (кларка)		
		ГН 2.1.7.2041-06	Пр. МНЭ РК №452	Сов.Пр. МЗ РК №99 и МООС РК №21-п *
1	2	3	4	5
<b>Валовое содержание</b>				
1.	Бенз/а/пирен	0,02	0,02	-
2.	Бензин	0,1	-	-
3.	Бензол	0,3	-	-
4.	Ванадий	150	-	-
5.	Ванадий+марганец	100+1000	-	-
6.	Диметилбензолы (1,2- диметилбензол; 1,3- диметилбензол; 1,4- диметилбензол)	0,3	0,3	-
7.	Комплексные гранулированные удобрения (КГУ)	120	-	-
8.	Комплексные жидкие удобрения (КЖУ)	80	-	-
9.	Марганец	1500	-	-
10.	Метаналь	7	7	-
11.	Метилбензол	0,3	-	-
12.	(1-метилэтил)бензол	0,5	-	-
13.	(1-метилэтил)бензол	0,5	-	-
14.	(1-метилэтил)бензол + (1-метилэтил)бензол	0,5	-	-
15.	Мышьяк 2	2	2	2
16.	Нитраты (по NO3)	130	-	-
17.	Отходы флотации угля (ОФУ)	3000	3000	-
18.	Ртуть	2,1	2,1	-
19.	Свинец 2	32	32	32
20.	Свинец + ртуть	20,0+1,0	20,0+1,0	-
21.	Сера	160	160	-
22.	Серная кислота (по S)	160	160	-
23.	Сероводород (по S)	0,4	0,4	-
24.	Суперфосфат (по P2O5)	200	-	-
25.	Сурьма	4,5	-	-
26.	Фуран-2-карбальдегид	3	-	-
27.	Хлорид калия (по K2O)	360	560	-
28.	Хром шестивалентный	0,05	-	0,05
29.	Этаналь	10	-	-
30.	Этилбензол	0,1	0,1	-
<b>Подвижная форма</b>				
31.	Кобальт 4	5	5	-
32.	Марганец, извлекаемый 0,1 н H2SO4:			1500
	Чернозем	700	-	
	Дерново-подзолистая: рН 4,0	300		
	рН 5,1 - 6,0	400		

1	2	3	4	5
	pH <sup>3</sup> 6,0	500		
	Извлекаемый ацетатно-аммонийным буфером с pH 4,8:			
	Чернозем	140		
	Дерново-подзолистая:			
	pH 4,0	60		
	pH 5,1 - 6,0	80		
	pH <sup>3</sup> 6,0	100		
33.	Медь <sup>5</sup>	3	-	3
34.	Никель <sup>5</sup>	4	-	4
35.	Свинец <sup>5</sup>	6	-	-
36.	Фтор <sup>6</sup>	2,8	2,8	-
37.	Хром трехвалентный <sup>5</sup>	6	6	6
38.	Цинк <sup>5</sup>	23	-	23
<b>Водорастворимая форма</b>				
39.	Фтор	10	10	-

**Примечание:** \* - Совместный приказ МЗ РК от 30.01.2004 года № 99 и МООС РК от 27.01.2004 года № 21-п не подлежит государственной регистрации согласно письму МЮ РК от 16.02.04 №4-1/18/273/з

Правовое действие Совместного приказа осложнены отсутствием государственной регистрации со стороны Министерства юстиции РК по ряду причин (письмо МЮ РК от 16.02.04 №4-1/18/273/г). Таким образом, положения, утвержденные данным Совместным приказом, не имеют в должной степени необходимой юридической силы.

Таким образом, отсутствие утвержденных величин ПДК (мг/кг) для ряда химических веществ в почве показывает достаточно низкий уровень обеспечения законодательной и нормативно-правовой базы в рассматриваемой области. Как известно регулирование качества окружающей среды и установление допустимого воздействия на неё во многом обеспечивает экологическую безопасность, сохранение экологических систем и биологического разнообразия. В этом и заключается цель экологического нормирования, в процессе которого устанавливаются нормативы качества окружающей среды, и в последующем на базе этих нормативов, расчетным и(или) инструментальным путем устанавливаются нормативы эмиссий.

### Выводы по 1 разделу

1. Нефтегазовая отрасль наиболее интенсивно развивающаяся отрасль в реальном секторе экономики Казахстана. Добыча нефти в период 1991-2015гг. увеличилась втрое с 26,6 до 79,3 млн.т. На сегодняшний день открыто 244 месторождения нефти, 220 месторождений газа и 62 месторождения конденсата.

2. С увеличением добычи и транспортировки нефти наблюдается рост загрязнения лито-, гидро- и атмосферы.

3. Общая площадь земель подверженной водной и ветровой эрозиям составляет порядка 29 118,1 тыс. га или 13,1 % к общей площади с/х угодий. к категории нарушенных земель отнесена площадь размером 244,8 тыс. га.

4. По данным уполномоченного органа в области охраны окружающей среды РК загрязнение нефтью и нефтепродуктами отмечается на площади более чем в 1,5 млн. га.

5. Низкий уровень обеспечения законодательной и нормативно-правовой базы в области регулирования и установления нормативов качества окружающей среды, таких как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в почве.

6. Отсутствие утвержденных показателей ПДК (мг/кг) для 13 химических веществ, по сравнению с гигиеническими нормативами Российской Федерации.

7. Имеющаяся в настоящее время информация не обеспечивает полного и достоверного представления о характере и уровне загрязнения всех земель Казахстана. Для получения полных и объективных данных по загрязнению земель, ликвидации существующего загрязнения необходимо проведение детальных эколого-геохимических исследований на всей территории республики, выработка рекомендаций на системной основе по ликвидации и стабилизации негативных воздействий, с использованием новейших технологий.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛАВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ И ИСТОЧНИКОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

### 2.1 Экологическое состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона до начала геологоразведочных работ

Почвы территории представлены определенным видовым составом, существенно отличаясь по качеству. Многие из них характеризуются общностью некоторых признаков, в частности, повышенной карбонатностью, щелочной реакцией почвенного раствора, присутствием хлористых и сернокислых водно-растворимых солей, отсутствием макроструктуры, слоистым сложением генетических горизонтов, малым содержанием гумуса.

В целом распределение почв на территории страны подчинено законам вертикальной и горизонтальной почвенной зональности.

Равнинная территория Республики Казахстан в направлении с севера на юг представлена четырьмя почвенными зонами: умеренно-влажная лесостепная зона серых лесных почв, черноземов выщелоченных и лугово-черноземных почв; умеренно-засушливая степная зона черноземов обыкновенных и южных; сухо-степная и пустынно-степная зона каштановых почв и обыкновенных и южных; сухо-степная и пустынно-степная зона каштановых почв и пустынная зона бурых и серо-бурых почв (рисунок 2.1.1).

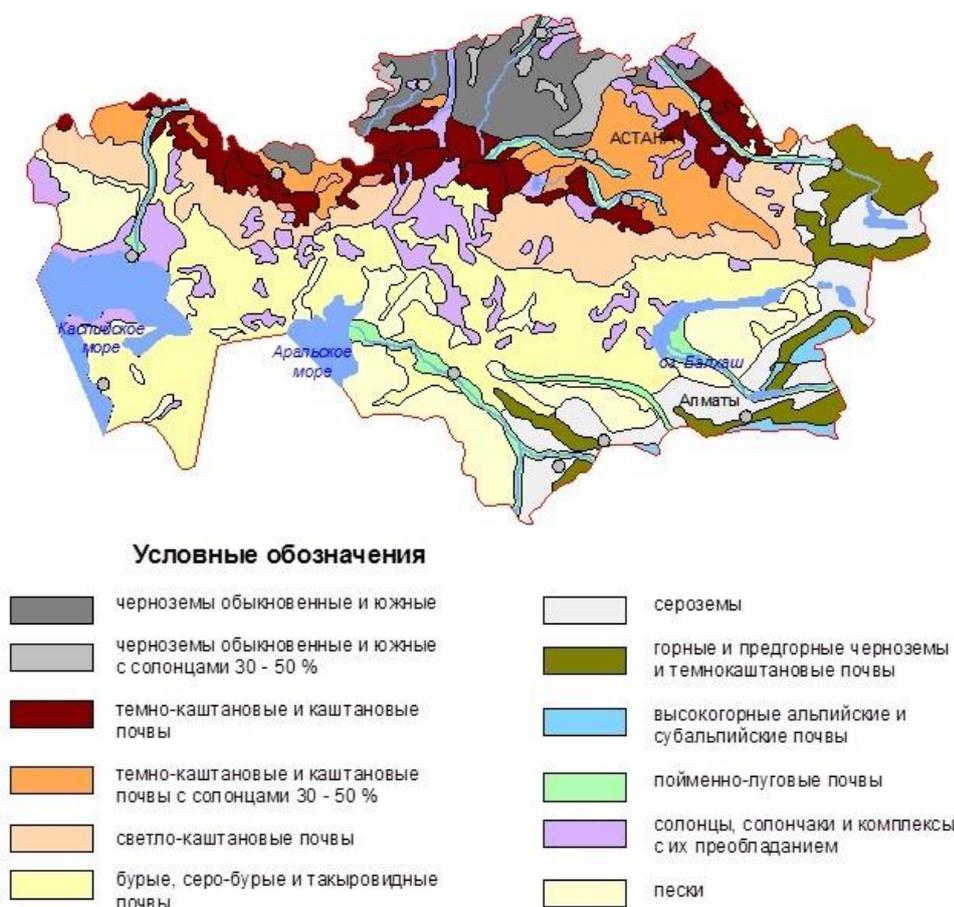


Рисунок 2.1.1 - Распределение почв на территории Республики Казахстан

Как видно на рисунке, серо-бурые пустынные почвы занимают ведущее положение в структуре почвенного покрова рассматриваемого региона. Они формируются в автоморфных условиях при непромывном типе водного режима. Генетическими особенностями серо-бурых пустынных почв являются малая мощность почвенного профиля, низкое содержание гумуса, значительное накопление карбонатов с максимумом в верхнем горизонте, высокое содержание гипса на небольшой глубине. Эти особенности предопределены как общей аридностью биоклиматических условий формирования, так и свойствами почвообразующих пород.

Серо-бурые пустынные нормальные почвы образуют однородные контура при формировании на плоских и слабоволнистых поверхностях, осложненных денудационными останцами и понижениями, залегают в комплексе и сочетании с солонцами пустынными и серо-бурыми солонцеватыми почвами.

Серо-бурые пустынные нормальные почвы очень бедны гумусом, содержание которого не превышает 0,8-1,2 %. Несмотря на бедность органическим веществом, почвы обеспечены подвижными формами азота и калия при слабой обеспеченности подвижным фтором.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы занимают немногочисленные нано- и мезо-понижения в рельефе в сочетании с бурыми нормальными почвами, а также микро- и мезоповышения в комплексах с солонцами пустынными, формируясь преимущественно под бияргуново-полынной, бияргуново-боялычевой растительностью. Развиваются они на более засоленных почвообразующих породах.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы сформировались на крутых склонах (чинках) эрозионно-денудационного плато. Образование их связано с проявлением эрозионных и гравитационных процессов, приводящих к потере тонкодисперсной массы почвы. Из-за протекающих геодинамических процессов морфологический профиль эродированных почв характеризуется малой мощностью, повышенной карбонатностью и более высоким залеганием нерастворимых солей, пониженным содержанием гумуса и питательных веществ. Из-за сильной смывости верхних горизонтов, в них отмечается более близкое залегание к поверхности скопления карбонатов, легкорастворимых солей и гипса. Активно проявляющиеся эрозионные и гравитационные процессы приводят к ухудшению структурного состояния почв, слабой устойчивости их к любым видам антропогенного воздействия.

Такыры типичные имеют ограниченное распространение, сформировавшись в отрицательных элементах рельефа, где аккумулируется жидкий и твердый геохимический сток с окружающих более высоких поверхностей. Испаряясь тонкодисперсные продукты стока уплотняются на поверхности, превращаясь в плотную корку, разбитую полигональными трещинами усыхания. Такыры практически полностью лишены высшей растительности за исключением лишайников и водорослей, активно

развивающихся в периоды затопления, а после высыхания образуя на поверхности тонкие свертывающиеся пленки. Такыры, бронированные с поверхности очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года, но при увлажнении происходит набухание, что затрудняет проведению каких-либо работ на них.

Солонцы - почвы солонцового типа в районе распространены повсеместно. В зависимости от режима увлажнения здесь сформировались солонцы пустынные солончаковатые, обычно образуя комплексы с зональными почвами в различных соотношениях, от нескольких до 50 и более процентов.

Солонцы пустынные встречаются почти повсеместно в основном в комплексе и сочетании с серо-бурыми, солончаками и такырами. Почвообразующими породами служат гипсоносные глинистые, суглинистые, реже супесчаные морские и континентальные плиоцен-четвертичные отложения. Поэтому данные почвы в большинстве случаев засолены уже с поверхности. По своей структуре солонцы глыбистые или крупнокомковато-ореховатые. Повышенное содержание легкорастворимых солей обнаружено с 15-30 см, поэтому все эти солонцы носят солончаковый характер и являются слабо устойчивыми к антропогенным воздействиям.

Солончаки типичные (обыкновенные) наиболее распространенный на участке тип солончаков. Они сформировались на шлейфах конусов выноса и крутых эродированных склонах, где близко к поверхности располагаются засоленные материнские породы и встречаются преимущественно в комплексе или сочетании с солонцами пустынными и с серо-бурыми эродированными почвами. Солончаки обыкновенные содержат значительное количество легкорастворимых солей уже с поверхности, их профиль почти постоянно имеет повышенное увлажнение, кроме того, они занимают склоновые эродированные участки. Все выше перечисленное предопределяет слабую устойчивость солончаков к антропогенным воздействиям.

Солончаки соровые занимают плоские днища различного рода замкнутых понижений, где аккумулируется поверхностный жидкий и твердый геохимический сток с окружающих более высоких территорий. Соровые солончаки практически не затронуты процессами почвообразования, и их профиль очень слабо дифференцирован на генетические горизонты.

Несмотря на отсутствие растительности, поверхность соровых солончаков содержит небольшое количество гумуса, принесенного временными водотоками. Из всех солончаков соровые обладают наиболее высоким засолением поверхностных и более глубоких горизонтов. Состав солей находится в тесной связи с характером засоления почв на окружающих территориях и химизмом грунтовых вод. Близкое залегание грунтовых вод определяет повышенную влажность всего профиля и насыщенность почвенной массы легкорастворимыми солями, что делают солончаки

труднодоступными для проведения на них любых видов работ и обуславливаем очень слабую устойчивость к антропогенным воздействиям.

Таким образом, почвы рассматриваемого региона большей частью представлены серо-буро пустынными, такыровидными и меньшей частью солонцами и солончаками (рисунок 2.1.2).



Рисунок 2.1.2 – Состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона. Общий вид

Нефтегазовое месторождение Северо-Западный Коныс было выявлено в 1992 году, пробуренной поисковой скважиной №26, в разрезе которой был выявлен нефтяной горизонт. По состоянию на конец 1994г. а месторождении было пробурено 5 скважин.

Состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона до начала геологоразведочных работ было на удовлетворительном уровне, нарушение и загрязнение земель в основном возникало за счет использования и создания новых проселочных грейдерных дорог для обеспечения нужд транспорта и транспортировки, т.е. воздействие на почвы и земельные ресурсы рассматриваемой территории на начало 1990-х годов сводилось к механическим нарушениям почвенно-растительного покрова (рисунок 2.1.3).

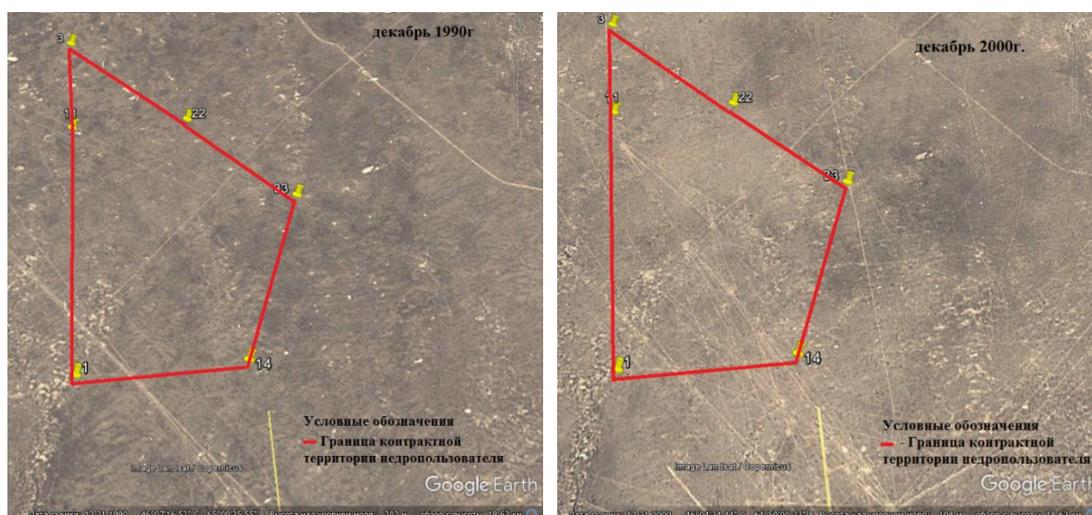


Рисунок 2.1.3 – Ситуационная карта местности исследуемого месторождения

Неупорядоченное движение автотранспорта было минимальным, земли данного участка по категории относились к землям сельскохозяйственного назначения. Также на тот период отмечалось незначительное физико-химическое загрязнение почв и земельных ресурсов вызванное деятельностью производственных объектов региона, высыхание Аральского моря и выветривание пыли и ядовитых солей также оказала негативное воздействие на состоянии почв и земельных ресурсов региона.

## **2.2 Характеристика и основные показатели разработки месторождения в период 1992-2016гг.**

### **2.2.1 Общие сведения о проведенных геологоразведочных работах на месторождении**

Месторождение Северо-Западный Коныс расположено в Арыскупской грабен-синклинали Южно-Торгайской впадины. Месторождение открыто в 1992 году в результате поисково-разведочных работ, проведенных Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией на подготовленных под бурение Турланской геофизической экспедицией объектах.

Месторождение приурочено к антиклинальной структуре, северо-восточное крыло которой осложнено главным Каратауским тектоническим разломом. Разрез сложен отложениями мезозоя-кайнозоя, которые залегают на выветрелой поверхности гетерогенного протерозойского фундамента и переходного комплекса.

Первоначально в период 1992-1994гг. в пределах месторождения было пробурено 5 поисково-разведочных скважин скв.26, 27, 28, 29, 30. Было выявлено три залежи нефти в отложениях нижнедаульской свиты верхнего неокома (горизонт М-0-2), нижнего неокома (арыскупский горизонт М-П) и отложениях акшабулакской свиты верхней юры (горизонт Ю-0-1).

В 1995 году был составлен "Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс, Бектас Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.12.1994 г.", рассмотренный в ГКЗ РК (Протокол №32 от 03.10.1995г.).

Запасы нефти по месторождению Северо-Западный Коныс утверждены по категории С<sub>2</sub> в объеме: геологические -5652 тыс.т., извлекаемые-1695тыс.т.

Дальнейшие работы на месторождении возобновились после перерыва, связанного с реорганизацией в Республике Казахстан геологической службы.

В 2000 г. право на проведение геологоразведочных работ на месторождении Северо-Западный Коныс получила ТОО «Галаз и компания» (контракт на недропользование серии МГ №593 «нефть» от 12.12.2000г). В последующем (2009г) выделенная в соответствии с лицензией контрактная территория была расширена в северном направлении.

В 2002 году после сбора и анализа геолого-геофизических данных «Галаз и компания» подготовила минимальную рабочую программу геологоразведочных работ, в которой предусматривались мероприятия по

восстановлению некоторых ранее пробуренных скважин. В частности, речь шла о скважинах 26 и 27.

В 2005 году был составлен «Проект разведки углеводородного сырья месторождения Коньс Северо-Западный». Главной целью проекта была доразведка месторождения и получение исходных данных для перевода выявленных запасов нефти в промышленную категорию  $C_1$ .

Одним из видов дополнительных работ, предусмотренных «Проектом по разведке...» было проведение на площади сейсморазведки 3Д [27]. Она была выполнена в 2007 году и охватывала всю лицензионную территорию.

В 2008 году после анализа результатов сейсморазведки было составлено «Дополнение к проекту разведки...», завершены работы в старых скважинах 26 и 27, закончены бурением с опробованием ряда горизонтов скважины НК-1, НК-3, НК-4, НК-5 и НК-6.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д и новых данных, полученных в ходе расконсервации и восстановления старых поисково-разведочных скважин (№№ 26 и 27), а также бурения указанных выше 5 новых разведочных скважин был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северо-Западный Коньс» по четырем продуктивным горизонтам (М-0-2, М-II, Ю-0-1 и Ю-0-2) по состоянию изученности на 01.05.2009 г. Он утвержден ГКЗ РК (Протокол №871-09 П от 06.11.2009 г.). При этом запасы нефти и растворенного в нефти газа составили, в целом по месторождению: - начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категории  $C_1$  - 3205/962 тыс.т; по категории  $C_2$  - 4396/1319 тыс.т; растворенного в нефти газа по категории  $C_1$  - 496/149 млн.м<sup>3</sup>; по категории  $C_2$  - 673/202 млн.м<sup>3</sup> [2828].

После утверждения запасов был подготовлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньс», который в декабре 2010 г рассмотрен в ЦКРР РК и утвержден в Комитете геологии и недропользования МИНТ РК (Протокол №30 от 06.12.2010 г.) [29].

После утверждения ППЭ на месторождении Северо-Западный Коньс какие-либо работы не были проведены, так как недропользователю за оставшееся время, т.е. до конца срока периода разведки (14.05.2011 г.) выполнить и утвердить проектные документы, необходимые согласно Закону РК «О недрах и недропользовании», которые занимают достаточное время, не представилось возможным.

Тем самым, утвержденный «Проект пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньс» не был реализован.

В январе 2011 года недропользователь ТОО «Галаз и Компания» обратился в Министерство нефти и газа РК и в Комитет геологии и недропользования РК о продлении периода разведки на 2 года (до 14.05.2013 г.) по Контракту №593 от 12.12.2000 г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Северо-Западный Коньс. На основании обращения недропользователя Министерством нефти и газа РК (Протокол №2 от 11.02.2011 г.) и Комитетом геологии и недропользования РК (Протокол

№32УВС от 09.02.2011 г.) было принято решение о продлении срока периода разведки на 2 года (до 14.05.2013 г.) при условии внесения изменений в проектные документы.

Таким образом, в 2011 году составлено Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис», которое было рассмотрено на заседании ЦКРР РК (Протокол №12 от 05.08.2011 г.), и утверждено Заседанием Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол №210 от 7 сентября 2011 г.)<sup>29</sup>.

После утверждения Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис» [29] на месторождении дополнительно были пробурены 7 скважин (НК-7, НК-8, НК-9, НК-10, НК-13, НК-20 и НК-22). Из них: 4 опережающие добывающие скважины (НК-7, НК-8, НК-9 и НК-10) и одна разведочная скважина (НК-13) были пробурены согласно Дополнению к «Проекту пробной эксплуатации ...», одна поисковая (НК-20) и одна разведочная скважина (НК-22) были пробурены согласно «Проекту оценочных работ ...».

В 2012 г. составлен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис» по состоянию на 01.09.2012 г., рассмотрен в ЦКРР РК и утвержден в Комитете геологии и недропользования МИНТ РК (№1704/177и от 07.02.2013 г.). В рамках данного отчета были проведены уточнения проектных технологических показателей с 2012 года по 14.05.2013 года [30].

После составления «Авторского надзора ...» [30] на месторождении Северо-Западный Коньис в 2012 году пробурена одна разведочная скважина (НК-12) согласно Дополнению к «Проекту пробной эксплуатации ...».

Тем самым, утвержденное Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис» находилось на стадии реализации.

Для доизучения месторождения Северо-Западный Коньис, в 2013 году недропользователь ТОО «Галаз и Компания» обратился в Компетентный орган РК для получения продления периода разведки на 1 год, т.е. до 14.05.2014 г.

Таким образом, в 2013 году составлено Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис», которое было рассмотрено на заседании ЦКРР РК, и утверждено Заседанием Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИиНТ РК (Протокол №17-04-2110-и от 12.11.2013 г.).

После составления Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коньис» на месторождении было пробурена еще одна оценочная скважина (НК-14) согласно Дополнению к «Проекту оценочных работ ...».

В ноябре 2013 года недропользователь ТОО «Галаз и Компания» обратился в Министерство нефти и газа РК и в Комитет геологии и недропользования РК о продлении периода разведки на 3 года (до 14.05.2017 г.) по Контракту №593 от 12.12.2000 г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Северо-Западный Коныс. Учитывая вышеизложенное обращение недропользователя, Министерство нефти и газа РК и Комитет геологии и недропользования РК в части геологической обоснованности считает возможным продлить период разведки сроком на 2 года (до 14.05.2016г.) при условии внесения изменений в проектные документы.

На основании вышеизложенного, в 2014 году составлено Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс», которое было рассмотрено на заседании ЦКРР РК, и утверждено Заседанием Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК (Протокол №22-04-308-И от 12 мая 2014 г.).

После утверждения Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс» на месторождении дополнительно были пробурены 11 скважин (НК-14, НК-24, НК-25, НК-31, НК-66, НК-67, НК-68, НК-69, НК-70, НК-71 и НК-72). Из них: 2 оценочные скважины (НК-14 и НК-24) были пробурены согласно Дополнению №1 к «Проекту оценочных работ ...», 2 оценочные скважины (НК-25 и НК-31) были пробурены согласно Дополнению №2 к «Проекту оценочных работ ...» и 7 оценочных скважины (НК-66, НК-67, НК-68, НК-69, НК-70, НК-71, НК-72) - согласно Дополнению №3 к «Проекту оценочных работ...».

Тем самым Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс» не реализовано в полном объеме, так как месторождение было введено в пробную эксплуатацию с отставанием – в июле 2014 г., вместо запланированного проектом в июне 2014 г., что было обусловлено затраченным временем, необходимым для выполнения и утверждения проектных документов, необходимых согласно Закону РК «О недрах и недропользовании», а также не была введена в эксплуатацию скважина НК-6 по причине ремонтных работ.

На основе технического задания, выданного недропользователем ТОО «Галаз и Компания», и на основе Письма МЭ РК о разрешении продления Контракта на 3 года до 14.05.2019 года, а также на основе утвержденных запасов ГКЗ РК выполнен проектный документ Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс» в соответствии с требованиями РД 39-0147035-207-86, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утвержденных Совместным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 675).

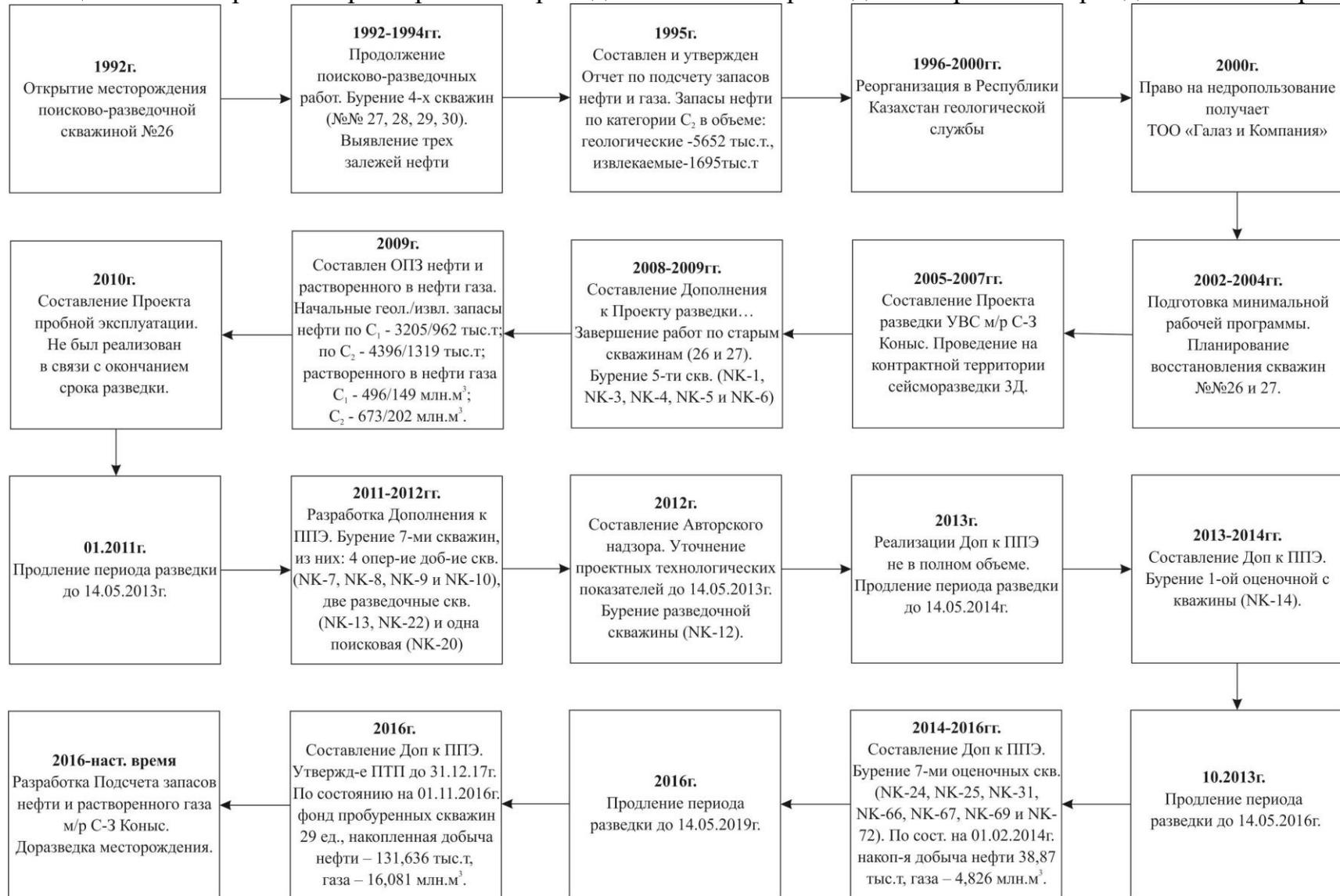
В рамках данного «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации...» были рассчитаны прогнозные технологические показатели на период с

15.07.2016 по 14.05.2019 гг. На основании рекомендаций ЦКРР РК (Протокол №77/10 от 14.10.2016г.) было получено письмо от Комитета геологии и недропользования №27-5-2333-и от 24.11.2016г. об утверждении «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс», с прогнозными технологическими показателями только на 2016 и 2017 года. Бурение новых проектных скважин данным Дополнением к Проекту пробной эксплуатации не предполагалось.

Все вышеуказанные геологоразведочные работы на месторождении Северо-Западный Коныс, проведенные в период 1992-2016гг., представлены в таблице 2.2.1.1

Месторождение Северо-Западный Коныс в настоящее время находится на разведочном этапе, на стадии оценки запасов выявленных залежей, подготовке их для промышленного освоения и доразведки.

Таблица 2.2.2.1 – Краткая характеристика проведенных геологоразведочных работ в период 1992-наст. время



## 2.2.2 Общая характеристика фонда скважин

Согласно приведенным данным в главе 2.2.1, по состоянию на 01.11.2016 г. на месторождении общий пробуренный фонд скважин составляет 29 ед. В эксплуатационном фонде числятся 20 скважин, из них: в действующем фонде 2 скважины работают фонтанным способом эксплуатации, в бездействующем фонде находятся 14 скважин. Две скважины числятся в консервации. Две скважины находятся в наблюдательном фонде. В освоении и обустройстве - 4 скважины. В водозаборном фонде три скважины. Ликвидированы две скважины.

В таблице 2.2.2.1 представлено состояние фонда скважин по месторождению Северо-Западный Коньс по состоянию на 01.11.2016 г.

Дебиты нефти действующих скважин на месторождении характеризуются как средние и изменяются от 15,6 до 75,14 т/сут, при этом средний дебит нефти на 01.11.2016 г. в целом по месторождению составил 44,15 т/сут.

Таблица 2.2.2.1 – Состояние фонда скважин месторождения Северо-Западный Коньс на 01.11.2016 г.

№№ п/п	Наименование	Кол-во	№№ скважин
	Фонд скважин	29	№№26, 27, 29, НК-1, НК-3, НК-4, НК-5, НК-6, НК-7, НК-8, НК-9, НК-10, НК-12, НК-13, НК-14, НК-20, НК-22, НК-24, НК-25, НК-31, НК-66, НК-67, НК-69, 1, 3352, 3353, НК-68, НК-70, НК-72
1.	Эксплуатационный фонд	20	№№27, НК-3, НК-4, НК-5, НК-6, НК-7, НК-8, НК-9, НК-10, НК-12, НК-20, НК-22, НК-31, НК-66, НК-67, НК-68, НК-69, НК-70, НК-72, НК-25
1.1.	Действующий фонд	2	НК-66, НК-69
1.1.1.	в т.ч.: фонтанный	2	НК-66, НК-69
1.2.	В простое:	-	-
1.3.	Бездействующий фонд	14	№№27, НК-4, НК-6, НК-10, НК-12, НК-20, НК-22, НК-31, НК-3, НК-5, НК-9, НК-7, НК-25, НК-8
1.3.1.	в т.ч.: фонтанный	14	№№27, НК-4, НК-6, НК-10, НК-12, НК-20, НК-22, НК-31, НК-3, НК-5, НК-9, НК-7, НК-25, НК-8
1.3.2.	Винтовые насосы	-	-
1.3.3.	ШГН	-	-
2.	В освоении и обустройстве	4	№№НК-67, НК-68, НК-70, НК-72
3.	В бурении	-	-
4.	В консервации	2	26, НК-1
5.	Наблюдательный фонд	2	НК-14, НК-24
6.	Водозаборный фонд	3	1, 3352, 3353
6.1.	в т.ч. бездействии	3	1, 3352, 3353
7.	Ликвидированный фонд	2	29, НК-13

Техническое состояние скважин месторождения Северо-Западный Коньс по состоянию на 01.02.2016 г. представлено в Приложении А.

### 2.2.3 Общая характеристика технологических показателей добычи нефти и газа

Проведённые исследования показывают, что при проведении пробной эксплуатации на месторождении было выделено 3 объекта, имеющие запасы нефти, оцененные по категории С<sub>1</sub>:

- I объект – горизонт М-II;
- II объект – горизонт Ю-0-1 русло «А»;
- III объект – горизонт Ю-0-1 русло «Б».

Исходя из целей и задач пробной эксплуатации, для реализации пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс, предусматривалось использование 6-ти ранее пробуренных скважин (НК-3, НК-5, НК-6, НК-7, НК-8 и НК-9) в районе категории С<sub>1</sub>.

Из них:

- Скважины НК-3, НК-5 и НК-6 – проведение пробной эксплуатации I объекта (горизонт М-II);
- Скважина НК-7 – проведение пробной эксплуатации II объекта (горизонт Ю-0-1 русло «А»);
- Скважины НК-8 и НК-9 – проведение пробной эксплуатации III объекта (горизонт Ю-0-1 русло «Б»);

Таким образом, количество добывающих скважин на период пробной эксплуатации должно было составить 6 единиц. Но по ряду причин, фактическое количество добывающих скважин на период проведения пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс составило 5 ед.

В таблице 2.2.3.1 приведено сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объектам и в целом по месторождению Северо-Западный Коныс.

По состоянию на 01.11.2016 г. в целом по месторождению Северо-Западный Коныс фактическая накопленная добыча нефти, жидкости и газа составили, соответственно, 131,636 тыс.т, 131,636 тыс.т и 16,081 млн.м<sup>3</sup> газа, что ниже проектных показателей. Отставание от проектных показателей составило: 12,96% по нефти (проект – 151,243 тыс.т), 12,96% по жидкости (проект – 151,243 тыс.т), и 12,84% по газу (проект – 18,451 млн.м<sup>3</sup>).

Таблица 2.2.3.1 – Сведения о технологических показателях разработки месторождения С-3 Коныс по состоянию на 01.11.2016г.

Показатели разработки	2016 г.								В целом на 01.11.2016г.	
	Горизонт									
	М-П		М-П + Ю-0-1 "Русло Б"		Ю-0-1 "Русло А"		Ю-0-1 "Русло Б"			
	II блок		II блок		II блок		II блок			
проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	
Добыча нефти, тыс.т	18,1095	5,882	-	-	9,320	3,321	8,17	1,817	35,603	11,020
Накопленная добыча нефти, тыс.т	78,8795	68,481	-	10	38,710	42,368	33,65	10,787	151,243	131,636
Добыча жидкости, тыс.т	18,1095	5,882	-	-	9,320	3,321	8,17	1,817	35,603	11,020
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	78,8795	68,481	-	10	38,710	42,368	33,65	10,787	151,243	131,636
Обводненность среднегодовая (по весу), %	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0
Темп отбора от НИЗ, %	30,69	9,97	-	-	3,07	1,09	1,67	0,37	4,17	1,29
Темп отбора от ТИЗ, %	-231,43	-163,43	-	-	3,51	1,25	1,77	0,38	5,02	1,50
Текущий КИН, %	40,24	34,94	-	-	3,82	4,18	2,06	0,66	5,32	4,63
Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	1,734	0,563	-	-	1,499	0,534	0,791	0,176	4,024	1,273
Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	7,556	6,456	-	1,607	7,103	6,807	3,792	1,211	18,451	16,081
Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационный фонд скважин на конец периода, ед.	3	3	-	-	1	1	1	1	5	5
Действующий фонд скважин на конец периода, ед.	3	0	-	-	1	0	2	0	5	0
в том числе в простое, ед.	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0
Бездействующий фонд на конец периода, ед.	0	3	-	-	0	1	0	1	0	5
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед	0,222	0,189	-	-	0,666	0,192	0,666	0,184	0,399	0,188
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед	1	0	-	-	1	0	1	0	1	0
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	62,65	28,418	-	-	56,55	47,438	33,76	27,121	49,02	32,04
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	62,65	28,418	-	-	56,55	47,438	33,76	27,121	49,02	32,04
Средний газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	95,75	95,75	-	-	160,7	160,7	96,74	96,74	113,01	115,48

## 2.2.4 Существующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции на месторождении

Согласно проектным и в последующем принятым решениям, учитывая удаленность расположения скважин относительно друг от друга и сжатые сроки периода проведения пробной эксплуатации, на месторождении Северо-Западный Коньс, сбор, замер и предварительную подготовку продукции производят индивидуально по каждой скважине.

В составе индивидуальной системы сбора скважинной продукции используется следующее оборудование:

1. Устьевая печь УН-0.2 – 1 ед.;
2. Счетчик для замера нефти – 1 ед.;
3. Двухфазный нефтегазосепаратор (1 ступень сепарации) – 1 ед.;
4. Накопительная емкость  $V=50 \text{ м}^3$  (концевая ступень сепарации) – 2 ед.;
5. Счетчик газа – 1 ед.;
6. Факельная установка – 1 ед.;
7. Нефтеналивная установка с насосом перекачки нефти НШ-40 с асинхронным двигателем – 1 ед.;
8. Дренажная емкость  $V=25 \text{ м}^3$  – 1 ед. с электрическим насосом НВ 50/50 – 1 ед.

Существующая схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважины по выкидному трубопроводу поступает на печь подогрева УН-0.2. После подогрева нефти объединенный нефтегазовый поток поступает в нефтегазовый сепаратор 1 ступени сепарации, где происходит процесс отделения газа от нефти, нефть (либо эмульсия) пройдя счетчик для замера нефти, затем поступает в накопительные емкости объемом  $50 \text{ м}^3$  (2 ед.), где происходит окончательная дегазация нефти. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, направляется частично в качестве топлива на печь подогрева УН-0,2, а оставшийся газ, пройдя через счетчик газа, сжигается на факельной установке. Для обеспечения опорожнения оборудования и трубопроводов предусмотрена дренажная емкость объемом  $25 \text{ м}^3$  с электрическим насосом НВ 50/50.

Добытая продукция скважин с накопительных емкостей откачивается насосом для откачки нефти и подается на нефтеналивной стояк, откуда вывозится автоцистернами до нефтеперерабатывающего завода для окончательного доведения нефти до товарного качества.

На рисунке 2.2.4.1 представлена существующая принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора скважинной продукции.

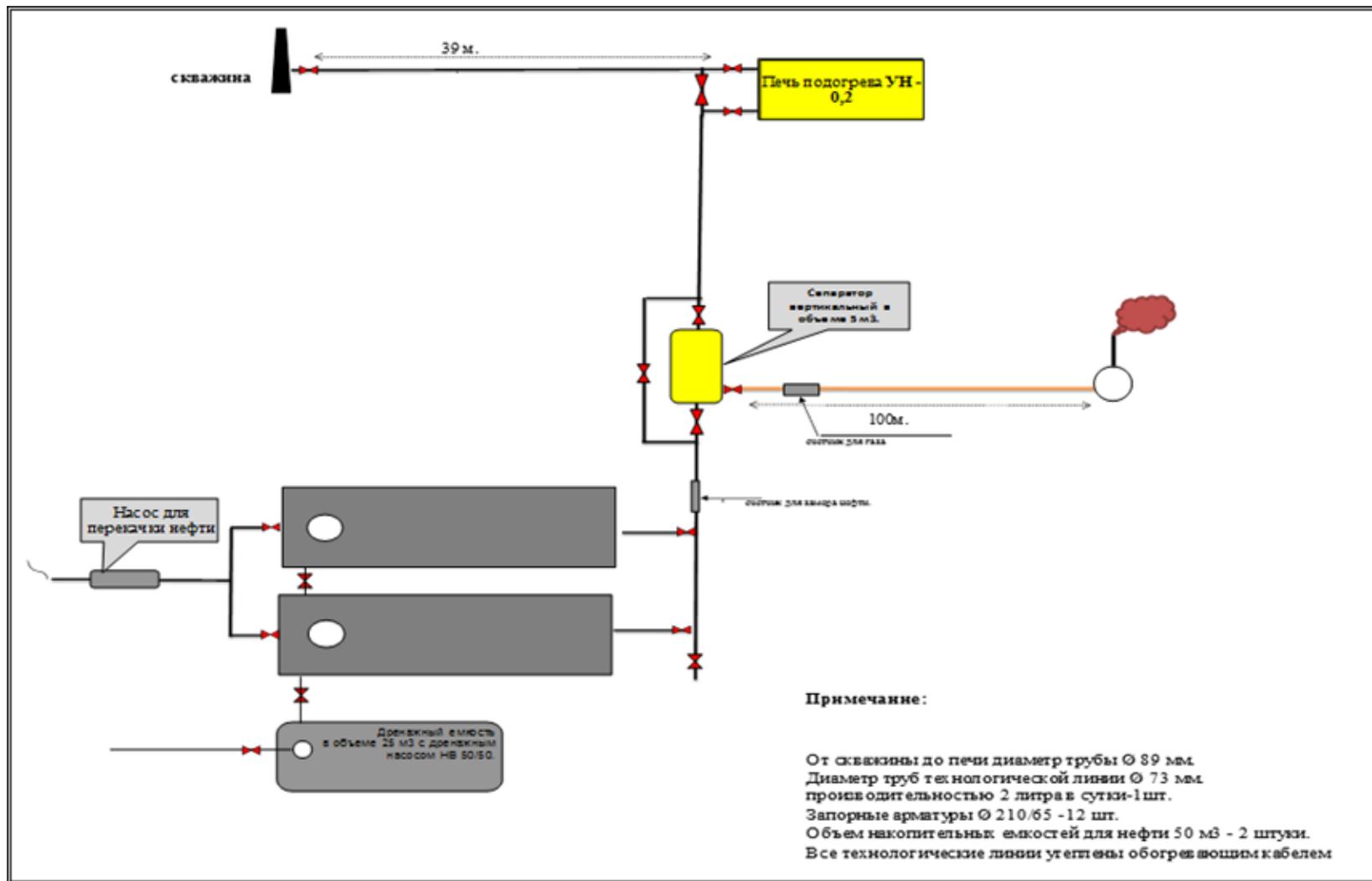


Рисунок 3.7.1 – Существующая принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на месторождении Северо-Западный Конус

## 2.3 Анализ степени и величины воздействия разработки месторождения на почвы и земельные ресурсы

Разработка месторождения, с выполнением соответствующего комплекса геологоразведочных (нефтепоисковых) работ, характеризуется значительным по продолжительности временным периодом. Согласно ранее представленным материалам за период 1992-2016гг. на месторождении фонд пробуренных скважин составил 29 ед., в целом же за указанный период добыто 131,636 тыс.т нефти и 16,081 млн.м<sup>3</sup> попутного, растворенного в нефти газа.

Проведя анализ имеющихся у недропользователя статистической информации и проектно-сметных документаций, подготовленных за указанный период, удалось выявить основные направления и источники воздействия разработки месторождения на почвы и земельные ресурсы (рисунок 2.3.1).

Загрязнённые почвы сами по себе являются источником вторичного загрязнения приземного слоя воздуха, поверхностных, грунтовых вод и самого человека в частности.



Рисунок 2.3.1 – Источники воздействия на почвы и земельные ресурсы

Наибольшее влияние на все компоненты окружающей среды, в т.ч. на почвы и земельные ресурсы, оказывает строительство скважин, и связанные с ним сопутствующие технологические процессы. Под строительством скважины понимают поэтапный процесс ведения работ от начала подготовки площадки до окончательного демонтажа оборудования.

На первом подготовительном этапе осуществляется строительство подъездных дорог, планировка поверхности, сооружение фундаментов, прокладка коммуникаций (тепло-, электроэнергия, вода), строительство вахтового поселка и прочие подготовительные работы.

Следующим этапом является монтаж буровой установки и сопутствующего технологического оборудования, установка привышечных сооружений, пусконаладочные работы.

По окончании подготовительных и строительно-монтажных работ начинается процесс бурения и крепления скважины. Бурение скважины

производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Тип бурового раствора и его рецептура подобраны исходя из горно-геологических условий бурения с учетом их наименее вредного воздействия на почвы и подземные воды.

Исходя из горно-геологических условий при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементированием заколонного пространства.

Четвертым этапом являются работы по перфорации эксплуатационной колонны и испытанию продуктивных горизонтов при разных режимах отбора флюида. На данном этапе устанавливается продуктивность пласта, проводятся лабораторные исследования физико-химических свойств нефти и растворенного в нефти газа.

Заключаящим этапом является демонтаж оборудования, сбор и вывоз оборудования за пределы промплощадки.

В соответствии с поставленными целями и задачами настоящей магистерской диссертации, а именно в выявлении и определении наиболее негативного воздействия, вызванного разработкой месторождения, на почвы и земельные ресурсы, будут последовательно рассмотрены все виды и источники воздействия, с определением соответствующей степени и величины их воздействия.

Одним из принятых источников загрязнения почв и земельных ресурсов следует считать *выбросы загрязняющих веществ* от различного технологического оборудования, автотранспорта, а также выбросы, связанные с технологическими потерями, вызванные наличием в системе сбора и подготовки скважинной продукции неплотностей сальников, запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений.

Поступающие загрязняющие вещества в случае благоприятной метеорологической ситуации рассеиваются, создавая нормативно-допустимую концентрацию данных веществ в приземном слое атмосферы. В случае штиля крупнодисперсные вещества, такие как сажа, неорганическая пыль, сера и др., оседают близ промплощадки непосредственно на поверхности почвы, тем самым загрязняя её. Данное воздействие следует отнести к непосредственному, когда воздействие осуществляется прямым контактом источников с почвой и земельными ресурсами.

Загрязняющие вещества, такие как оксиды серы, оксиды азота, при поступлении в атмосферный воздух, и в последующем достижении ими достаточно большой концентрации, а также соединении с водой атмосферы, приводит к образованию кислотных осадков. При попадании кислотных осадков на поверхность почвы понижается плодородие почвы, наблюдается просачивание токсичных металлов в грунтовые воды, разрушаются трубопроводы, приходит в неисправность автотранспорт. Данное воздействие

осуществляется косвенной передачей через сопредельные среды и называется опосредованной.

Как отмечалось ранее, за период 1992-2016гг. на месторождении было пробурено 29 скважин, средней фактической глубиной порядка 1500м (таблица А.1). Средняя продолжительность строительства одной скважины составила 88 суток.

Согласно действующим нормативным методикам по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в рамках диссертации, был определен ориентировочный объем загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух.

Так, по результатам проведенных расчетов, представленных в Приложении Б, при строительстве одной скважины в атмосферный воздух поступают загрязняющие вещества 23 наименований, ориентировочно в количестве - 44,289 тонн. В свою очередь, при строительстве 29-ти скважин данный выброс составит порядка 1284,367 тонн (таблица 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Перечень и объем загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Класс опасности	ПДК м.р	ПДК с.с	Выброс ЗВ, т/скв	
					от 1-ой скв.	от 29-ти скв.
0337	Оксид углерода	4	5	3	20,405580	591,761834
0301	Диоксид азота	2	0,2	0,04	10,754872	311,891276
0304	Азота оксид	3	0,4	0,06	1,352702	39,228346
2754	Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	4	1,0	-	4,401341	127,638881
0415	Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	-	50(ОБУВ)	0,863707	25,047507
0416	Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	-	30(ОБУВ)	0,006729	0,195128
0328	Сажа	3	0,15	0,05	2,478673	71,881528
0703	Бенз(а)пирен	1	-	0,1 мкг/100м <sup>3</sup>	0,000027	0,000771
0330	Сернистый ангидрид	3	-	0,125	2,067676	59,962610
0331	Сера	-	-	0,07(ОБУВ)	0,000198	0,005734
2909	Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния	3	0,5	0,15	0,247395	7,174455
0410	Метан	-	-	50(ОБУВ)	1,435545	41,630807
1325	Формальдегид	2	0,035	0,003	0,130067	3,771956
0333	Сероводород	2	0,008	-	0,000004	0,000122
0602	Бензол	2	0,3	0,1	0,000015	0,000423
0616	Ксилол	3	0,2	-	0,000009	0,000266
0621	Толуол	3	0,6	-	0,000005	0,000133
0155	Кальцин.сода Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	-	-	0,05(ОБУВ)	0,000663	0,019220
0126	Калия хлорид KCl	4	-	0,1	0,121363	3,519533
0123	Железо (II, III) оксиды	3	-	0,04	0,019198	0,556751
0143	Марганец и его соединения	2	0,01	0,001	0,000604	0,017519
0118	Фториды неорганические	2	0,2	0,03	0,000012	0,000350
0342	Фтористые газообразные соединения (в пер. на фтор)	2	0,02	0,005	0,002126	0,061667
<b>Итого:</b>					<b>44,28851</b>	<b>1284,366816</b>
<b>в т.ч твердые</b>					<b>0,36942</b>	<b>10,713207</b>
<b>газообразные</b>					<b>43,91909</b>	<b>1273,653608</b>

Основными загрязняющими веществами являются: оксид углерода, диоксид азота и углеводороды предельные C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>, доля которых составляет 46,1%, 24,3% и 9,9% соответственно, от общего количества валовых выбросов.

Определение степени и величины воздействия выбросов загрязняющих веществ на почвы и земельные ресурсы весьма затруднительно. На сегодняшний день практически не существует исследований, и в последующем утвержденных нормативных методических указаний по определению количественного и качественного загрязнения почв и земельных ресурсов, вызванных выбросами вредных загрязняющих веществ предприятий. Только по разным оценкам в глобальном масштабе в почву из атмосферы ежегодно поступает около 3 млн. тонн диоксидов азота, 2,5 млн. тонн диоксидов серы, 7 тыс. тонн цинка и столько же свинца, 80 тонн кадмия.

К примеру, в работе Парфеновой Е.А. определено значение предельно-допустимой концентрации свинца, кадмия и меди в почве на различном расстоянии (50м, 100м, 500м и 1000м) от автомагистрали, промышленных объектов [31].

Отсутствие нормативно-правовой базы в очередной раз подчёркивает необходимость развития данного направления в научно-исследовательских работах, осуществляемых учеными страны и уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

На начальном этапе строительства скважины, при проведении подготовительных и строительно-монтажных работах, воздействие на почвы и земельные ресурсы сводится в основном к *механическим (физическим) нарушениям*, источником которых являются следующие технологические процессы:

- планировка поверхности промплощадки в пределах 3,5 га (согласно п.3 СН 459-74), строительство объектов на территории месторождения;
- прокладка трубопроводов, коллекторов от скважин к пункту сбора нефти и(или) к магистральному трубопроводу;
- устройство земляных котлованов, обваловок при бурении, строительство подъездных дорог;
- образование котлованов, карьеров в результате выемки грунта для производственных нужд.

Следствием данных процессов является уничтожение почвенно-растительного покрова, значительные площади земель выведены из сельскохозяйственного оборота. На таких территориях меняется режим грунтовых вод, природная геохимическая миграция химических элементов, образуется техногенный рельеф (насыпи, траншеи, карьеры), сопровождаемый уплотнением, перемешиванием субстратов разных горизонтов и т.д. Также наблюдается частичное или полное разрушение структуры почв в результате нарушения поверхности почв (строительные работы) и неупорядоченного движения автотранспорта, что способствует развитию процессов дефляции.

На рисунках 2.1.3, 2.3.2 и 2.4.1 представлены ситуационные карты местности контрактной территории недропользователя в период с 1990-2016гг. На данных рисунках наглядно представлена территория подвергшаяся механическим (физическим) нарушениям почвы и земельных ресурсов, данное воздействие обусловлено реализацией вышеописанных технологических процессов.

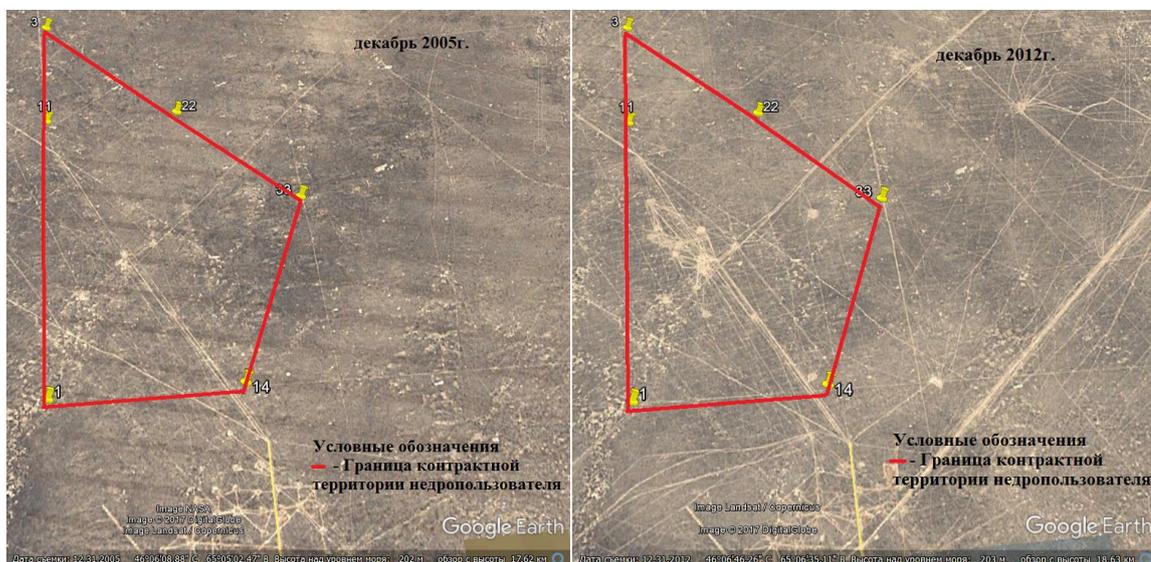


Рисунок 2.3.2 – Ситуационная карта местности исследуемого месторождения

Действующее земельное законодательство предусматривает снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель (п.1 ст. 140 Земельного кодекса РК). А также обязанность природопользователя по окончании проектируемых работ проводить техническую и биологическую рекультивацию (п.2 ст. 217 Экологического кодекса РК).

Данные и иные нормы законодательства позволяют в должной степени избежать полной деградации почв и земельных ресурсов при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ, связанных с нарушением земель, а также содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению.

Таким образом, механическое (физическое) воздействие при проведении геологоразведочных работ будет минимальным при строгом соблюдении природоохранных мероприятий (п.7 ст. 217) и требований при использовании земель (гл. 31 ЭК РК).

Не менее значимое воздействие на почвы и земельные ресурсы оказывают образующиеся, в ходе деятельности недропользователя, *отходы производства и потребления*.

Недропользователь на сегодняшний день не имеет собственных полигонов для размещения/захоронения отходов. Все без исключения отходы

хозяйственной деятельности передаются сторонним специализированным организациям на договорной основе.

Согласно проведенным расчетам (Приложение В) на период строительства 1-ой скважины образуется в общей сложности порядка 156,31 тонн различных отходов как от основного производства, связанного с бурением скважин, добычей углеводородного сырья, так и от различных источников вспомогательного производства и жизнедеятельности персонала. В свою очередь, объем образования отходов от 29-ти скважин составит 4533,09 тонн (таблица 2.3.2).

Таблица 2.3.2 – Объемы образования отходов производства и потребления

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	На период строительства скважин, т/скв	
		от 1-ой скв.	от 29-ти скв.
Буровой шлам	«янтарный список» АЕ040	111,968	3247,07
Отработанный буровой раствор	«янтарный список» АЕ040	38,416	1114,05
Твердые бытовые отходы	«зеленый список» GO060	0,294	8,533
Металлолом	«зеленый список» GA 090	0,800	23,200
Отработанные масла	«янтарный список» AC030	4,517	130,993
Использованная упаковка	«зеленый список» GL010	0,275	7,975
Промасленная ветошь	«янтарный список» AC030	0,025	0,737
Огарки свароч. электродов	«зеленый список» GA 090	0,018	0,526
Всего:		156,313	4533,089
из них, отходов бурения:		150,384	4361,126

В настоящее время в Республики Казахстан действует ряд законодательных и нормативно правовых актов, направленных на обеспечение предотвращения и(или) минимизации негативного воздействия отходов производства и потребления на компоненты окружающей среды.

К примеру, п.1 ст. 288 Экологического кодекса РК гласит, что физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, переработке, обезвреживанию и безопасному удалению. Физические и юридические лица при обращении с отходами производства и потребления обязаны соблюдать требования законодательства Республики Казахстан.

Сбор, временное хранение, транспортировка и прочие процессы, связанные с обращением с отходами производства и потребления должны осуществляться в строгом соответствии с "Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию,

транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденными Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 176.

Согласно данным санитарным правилам устанавливаются требования к операциям, связанным с обращением отходов. На текущий момент на территории месторождения сбор отходов для временного хранения производится в специально отведенных местах и площадках, в промаркированные накопительные контейнеры, емкости, ящики, бочки, мешки.

Под временным хранением отходов понимается складирование отходов производства и потребления лицами, в результате деятельности которых они образуются, в местах временного хранения и на сроки, определенные проектной документацией (но не более шести месяцев), для их последующей передачи организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Площадка для временного хранения отходов расположена на территории предприятия с подветренной стороны. Площадка покрыта твердым и непроницаемым для токсичных отходов (веществ) материалом, обвалована, с устройством слива и наклоном в сторону очистных сооружений. На площадке предусмотрена защита отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра.

С момента погрузки отходов на транспортное средство и приемки их физическим или юридическим лицом, осуществляющим транспортировку отходов, и до выгрузки их в установленном месте из транспортного средства ответственность за безопасное обращение с ними несет транспортная организация или лицо, которым принадлежит данное транспортное средство (п.5 ст. 294 Экологического кодекса РК).

В целом при строгом соблюдении недропользователем требований, установленных законодательством РК в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологическом благополучии населения, образование отходов, временное хранение их на специально отведенных площадках, не представляет значительного воздействия на почвы и земельные ресурсы.

Но как показывает практика многие недобросовестные недропользователи пренебрегают санитарными, экологическими нормами и правилами. Следствием чего, на территории месторождений образуются стихийные свалки. При размещении отходов на открытых участках земли наблюдается негативное воздействие, представленное загрязнением почв и земельных ресурсов тяжелыми металлами, радиоактивными и токсичными веществами.

В случае выявления подобных фактов на предприятии, контролирующими органами принимаются экономические механизмы стимулирования охраны окружающей среды: на предприятие налагаются колоссальные штрафы.

Характерной особенностью нефтегазодобывающего производства является повышенная опасность добываемой продукции, т.е. нефти, газа и растворенного в нефти газа.

В случае возникновения аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией, нарушением целостности трубопровода и рядом других факторов, происходит *утечка (разлив) нефти и нефтепродуктов* на почву и земельные ресурсы.

Степень и величина воздействия данного загрязнения напрямую зависит от количества разлитого флюида, физико-химических свойств его (плотность, вязкость, растворимость, поверхностное натяжение, содержание парафина и др.), характеристик самой почвы (сорбционная способность, глубины зеркала грунтовых вод и др.) и от ряда других второстепенных факторов, таких как: климатические параметры окружающей среды, гидрогеологические условия местности и др. Проникновение нефти в почву обусловлено воздействием силы тяжести и капиллярного действия.

В случае загрязнения почв и земельных ресурсов выше представленными источниками загрязнения (выбросы ЗВ, планировка поверхности промплощадки, строительство подъездных дорог, образование и временное хранение отходов и др.) воздействие рассматривается по продолжительности как регулярное, по характеру возникновения как плано-организованное, т.е. степень и величину воздействия возможно оценить на подготовительном этапе до начала ведения работ, и следовательно предупредить и(или) минимизировать возможные негативные последствия реализации данных работ.

То в случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с разливом нефти, заблаговременное определение степени и величины воздействия данного разлива не представляется возможным. Это связано в первую очередь с невозможностью точного прогнозирования возникновения подобных внештатных ситуаций. В этом и заключается характерная особенность данного вида загрязнения.

Основываясь на результатах анализа международной практики предупреждения нефтяных разливов и реагирования на них, нефтяные разливы возникают при [32]:

- 1) работах (операциях), связанных с поиском месторождений полезных ископаемых и их оценкой;
- 2) работах (операциях), относящихся к государственному геологическому изучению недр, разведке и (или) добыче полезных ископаемых;
- 3) работах (операциях), проводимых в целях строительства, прокладки и эксплуатации нефтегазопроводов на суше, реках, озерах, морях и иных внутренних водоемах;
- 4) бурении, капитальном ремонте скважин и добыче нефти;
- 5) ошибках производственного персонала;
- 6) несоблюдении требований противоданной безопасности;

- 7) несоблюдении требований промышленной безопасности;
- 8) механических повреждениях трубопроводов в результате деятельности человека во время эксплуатации и вследствие постороннего вмешательства;
- 9) проведении иных нефтяных операций;
- 10) промышленных авариях, в том числе нефтегазовые фонтаны (выбросы сероводорода, содержащих нефти и газа свыше 100 м<sup>3</sup>), газонефтеводопроявления, грифонообразования, пожары, взрывы, затопления, обрушения морских сооружений и платформ, отрицательное воздействие на окружающую среду территории Республики Казахстан и сопредельных государств, внезапное обрушение зданий и сооружений;
- 11) утечке нефти из затопленных скважин;
- 12) разгерметизации резервуаров, трубопроводов и технологического оборудования;
- 13) отказе вспомогательного оборудования (системы разгрузки, торцевых уплотнений, откачки утечек, смазки, охлаждения электродвигателей, контрольно-измерительных приборов и автоматики);
- 14) неисправности противовыбросового и устьевого оборудования;
- 15) коррозии металла внешних, внутренних стенок и днища резервуара, внутренней коррозии металла;
- 16) внутренних дефектах металла трубопроводов, связанных с браком завода изготовителя или вследствие скрытых механических повреждений, нанесенных во время строительства, эксплуатации;
- 17) нарушении изоляции нефтепровода;
- 18) нарушении нормальной работы электрохимической защиты нефтепровода;
- 19) усталости, износе металла.

На сегодняшний день на предприятии отсутствуют сведения о средних и крупных разливах нефти, и загрязнении ими почв и земельных ресурсов.

Это связано с небольшими показателями разработки месторождения, соответствующим обустройством его, а также исполнением в должной мере промышленных, санитарно-эпидемиологических и экологических требований к обеспечению соответствующей безопасности.

Однако мелкие разливы нефти при проведении геологоразведочных работ на месторождении все-таки имеют место быть. Это связано с разгерметизацией системы сбора и подготовки скважинной продукции вследствие коррозии, неплотности в промысловых нефтепроводах, утечки через сальники задвижек, фланцевых и запорно-регулирующих соединений, механических повреждений тела трубы.

Анализ степени и величины воздействия данных разливов на почвы и земельные ресурсы исследуемого месторождения представлен в разделе 3 настоящей диссертации.

## 2.4 Современное состояние почв и земельных ресурсов рассматриваемого региона

В целях определения современного состояния почв предполагается использование данных, полученных в ходе проведения производственного экологического мониторинга.

Многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Мониторинг почв, в районе месторождения, является составной частью системы производственного экологического контроля, и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождения на почвенный покров;
- оценки и прогноза последствий воздействия природопользователя на почвы, а также разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;
- созданию информационного обеспечения мониторинга почв.

В рамках Программы производственного экологического контроля, а именно мониторинга воздействия на почвы и земельные ресурсы, на территории месторождения устанавливаются так называемые места заложения стационарных экологических площадок (СЭП). Данные места выбираются с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках. Территориальная сеть пунктов наблюдений должна характеризовать весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов.

Количество СЭП определяется площадью объектов, наличием сложных инженерно-технических сооружений, экологическим состоянием земель и сложностью ландшафтных условий.

Стационарная экологическая площадка представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) квадратной формы размером 10 на 10 м, расположенную в типичном месте характеризуемого участка территории.

На характерном участке СЭП закладывают опорный почвенный разрез глубиной 0.5-1.0м (до вскрытия почвообразующей породы). Составляют

паспорт СЭП, в котором дают описание поверхности почв (признаки загрязнения, засоления, заболачивания, эрозии и др.)

В зависимости от полученных результатов и других факторов количество и местоположение СЭП может корректироваться.

Периодичность наблюдений за показателями химического загрязнения - два раза в год, весной и осенью. Весенний сезон – период наименьших концентраций загрязняющих веществ в годовом цикле, осенний (до выпадения осенних осадков) – период максимальных концентраций.

*Методы проведения мониторинга почв.* Определения химического загрязнения почво-грунтов проводят на пробной площадке однородной почвы размером 10x10 метров. При отсутствии видимого загрязнения из пяти точечных проб, взятой на пробной площадке методом конверта в равных количествах, готовится объединенная проба почвы, которая сопровождается этикеткой принятой формы. Отбор точечных проб проводится из слоя 0-10 см (Правила по экологическому мониторингу. Методические рекомендации по проведению комплексных обследований и оценке загрязнения природной среды в районах, подверженных интенсивному антропогенному воздействию, ПР РК 52.5.06-03.).

При визуально отмеченном загрязнении нефтью и нефтепродуктами, отбор проб почв для анализа на содержание нефтепродуктов проводится на всю глубину загрязненного слоя и из нижележащего незагрязненного слоя в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84. Отбор проб для определения загрязнения почв тяжелыми металлами должен осуществляться на тех же пробных площадках, что и загрязнение нефтепродуктами.

Отбор проб почв проводится с глубины 0-10 см по той же схеме, но с учетом требований, предъявляемых к отбору, хранению и транспортировке проб для анализа на тяжелые металлы.

Работы по отбору проб и анализу состава проводились совместно с аккредитованной лабораторией [33].

Результаты мониторинговых исследований загрязнения почвенного покрова, проведенные в III квартале 2016 года представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Мониторинг воздействия на границе СЗЗ по почвенному покрову

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Наименование загрязняющих веществ	Установленный норматив (мг/кг)	Фактический результат мониторинга (мг/кг)	Соблюдение либо превышение нормативов (ПДВ, фон)	Мероприятия по устранению нарушения
1	2	3	4	5	6
Граница СЗЗ	Нефтепродукты	100	91,5	-	-
	Медь	3,0	2,2	-	-
	Свинец	не более 32,0	30,5	-	-
	Кадмий	-	0,8	-	-
	Цинк	23,0	15,2	-	-

По результатам проведенных мониторинговых исследований следует вывод о том, что концентрация исследуемых загрязняющих веществ находилось на достаточно высоком уровне, это обстоятельство связано со временем проведения мониторинга - ранней осенью (до выпадения осадков), периодом максимальных концентраций загрязняющих веществ в почве. Но тем не менее, данные результаты указывают на наличие высокой степени загрязненности почв и земельных ресурсов рассматриваемой территории.

На рисунке 2.4.1 представлен текущий вид на месторождении согласно полученным снимкам программы “Google Earth”.

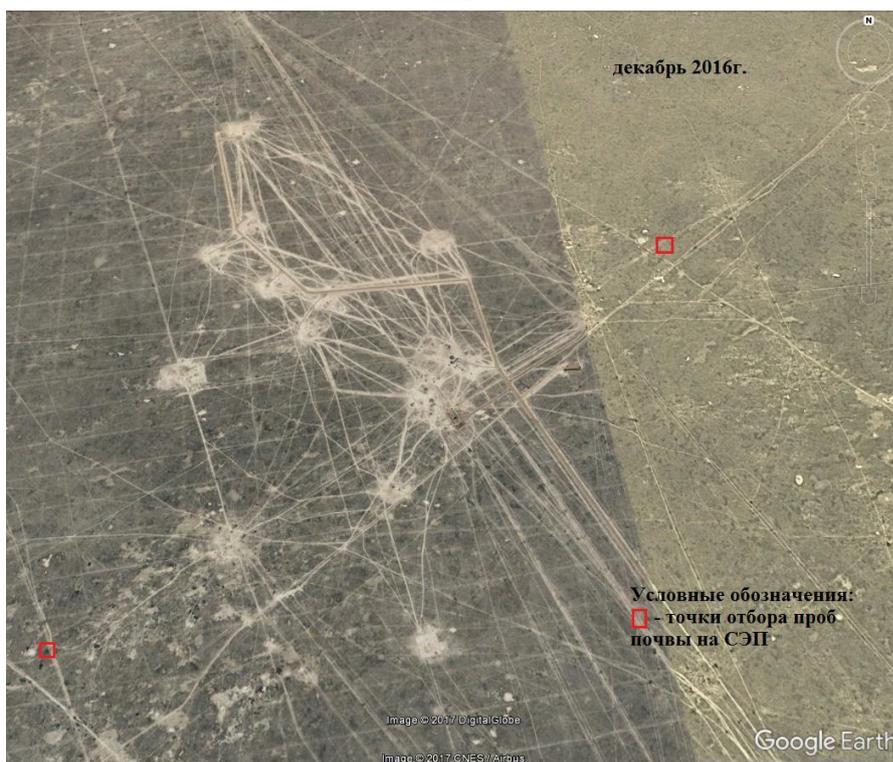


Рисунок 2.4.1 – Ситуационная карта исследуемой местности по состоянию на декабрь 2016г.

Согласно полученному снимку следует вывод о наличии на территории месторождения огромного количества грейдерных дорог. Создание таких дорог связано с беспорядочным движением автотранспорта по территории месторождения. Что в свою очередь оказывает негативное влияние на почвенно-растительный покров.

#### **Выводы по 2 разделу:**

1. Почвы рассматриваемого региона большей частью представлены серо-буро пустынными, такыровидными и меньшей частью солонцами и солончаками.

2. Воздействие на почвы и земельные ресурсы рассматриваемой территории на начало 1990-х годов сводилось к механическим нарушениям почвенно-растительного покрова в связи с созданием и использованием проселочных грейдерных дорог.

3. За период 1992-2016гг. на месторождении фонд пробуренных скважин составил 29 ед., в целом же за указанный период добыто 131,636 тыс.т нефти и 16,081 млн.м<sup>3</sup> попутного, растворенного в нефти газа. Система внутрипромыслового сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции относительно скудная, ввиду отсутствия на сегодняшний день оценённых и утвержденных промышленных запасов нефти и газа, и представлена обустройством индивидуально по каждой скважине.

4. За период проведения геологоразведочных работ выявлены источники воздействия на почвы и земельные ресурсы, представленные выбросами загрязняющих веществ, механическими нарушениями поверхности почв, образованием и хранением отходов производства и потребления, а также утечкой и разливом нефти и нефтепродуктов.

5. По проведенным расчетам, выброс загрязняющих веществ только от строительства скважин за период 1992-2016гг. составил порядка 1284,367 тонн загрязняющих веществ 23 наименований. На сегодняшний день отсутствуют нормативные методические указания по определению количественного и качественного загрязнения почв и земельных ресурсов, вызванных выбросами вредных загрязняющих веществ предприятий.

6. Механические (физические) нарушения возникают в основном на этапе подготовительных и строительно-монтажных работах при строительстве скважины. Данное воздействие способствует развитию процессов дефляции, а также частичным или полным разрушением структуры почв. Решением являются обязательные для природопользователей рекультивационные работы.

7. Согласно проведенным расчетам, образование отходов производства и потребления за исследуемый период составит порядка 4533,089 тонн, из них 4361,126 отходы бурения. На месторождении осуществляется временное хранение отходов в специально-отведенные места, с последующей передачей специализированной организации по договору. В данной случае воздействие отходов минимальное.

8. В процессе проведения геологоразведочных работ на месторождении наблюдается возникновение аварийных ситуаций, связанных с разливом нефти. Данный вид воздействия представляет наибольшую опасность для состояния почв и земельных ресурсов. Опасность состоит в невозможности точного прогнозирования возникновения подобных ситуаций, и к тому же, на сегодняшний день у большинства недропользователей выработка ресурса внутрипромысловой системы, иначе износ ее, достигает критической отметки.

### 3. АНАЛИЗ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПОЧВУ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

Нефть содержит порядка 1000 индивидуальных веществ, из которых большая часть - жидкие углеводороды (более 500 или обычно 80-90% по массе) и гетероатомные органические соединения (до 5%), преимущественно сернистые (порядка 250 веществ), азотистые (более 30 веществ) и кислородные (порядка 85 веществ), а также металлоорганические соединения (преимущественно никелевые и ванадиевые) [34]. Помимо этого, нефть может содержать до 4% растворенных углеводородных газов ( $C_1-C_4$ ), до 10% воды, минеральных солей (преимущественно хлоридов, 0,1-4000 мг/л и более), а также растворы солей органических кислот, механические примеси и др [34].

подавляющая часть этих веществ токсична для живого мира. Эти компоненты нефти, а также многие продукты, получаемые из нефти, попав в живой организм, способны нарушить его нормальную жизнедеятельность на молекулярном, биохимическом, физиологическом и общеорганизменном уровнях.

Среди органических компонентов нефти есть мутагены, вызывающие изменения клеточных структур, отвечающих за наследственность, есть канцерогены, индуцирующие злокачественное перерождение живых клеток, есть ингибиторы биосинтеза жизненно необходимых соединений, есть другие токсиканты, в частности, нарушающие нормальное деление клеток, эмбриогенез, рост, дыхание, размножение, иммунную активность и способность к жизнедеятельности в целом. Почва накапливает углеводороды и их метаболиты в большей степени, чем все остальные природные среды и, в свою очередь, является потенциальным источником вторичного загрязнения.

Почва - это верхний слой горных пород, представляющий особое природное образование, отличающееся тесным сочетанием неорганических и минеральных веществ с органическими. Почвенный слой неоднороден по структуре и составу. Вертикальный разрез почвы вплоть до ее геологического субстрата состоит из ряда пластов. Подстилающие пласты, не подверженные выветриванию, называют грунтами. Между почвой и грунтом нет четкой границы. Поэтому все это объединяется словом почвогрунт. Твердый скелет почвогрунта, образованный минеральными веществами, представляет пространственную решетку, заполненную воздухом, водой и разлагающимися органическими веществами. Минеральные вещества состоят из отдельных частиц различной крупности: песка 0,05÷2 мм или пыли - 0,01÷0,03 мм и глины - 0,25÷1 мкм [35].

При попадании на почву нефти тяжелые фракции проникают на незначительную глубину и задерживаются верхними слоями грунта. Более легкие фракции проникают на большую глубину. Следовательно, загрязнение происходит главным образом легкими фракциями, глубина проникновения этих фракций может достигать 90 см и более. По мере продвижения нефти вниз уровень ее содержания (насыщения) в грунте снижается. Ниже определенного уровня, называемого остаточным насыщением и

составляющего 10÷12%, нефть перестает мигрировать и становится неподвижной [36].

Под действием капиллярных сил нефтяное загрязнение расширяется (боковое распространение). Это приводит к увеличению площади распространения нефти под действием капиллярных сил и уменьшает насыщенность почв нефтью. Если новых поступлений нефти в грунт нет, то может быть достигнута остаточная насыщенность и дальнейшая миграция прекратится. Пески и гравийный грунт, обладающие значительными проницаемостью и пористостью, весьма благоприятны для миграции нефти, а глины и илы ограничивают расстояния, на которые она может перемещаться. Размеры вертикальной и горизонтальной миграции можно прогнозировать.

Миграция нефтяного загрязнения зависит от сорбционной способности грунтов. Грунты сорбируют меньшее количество нефти, чем воды: чем выше насыщенность грунтов водой, тем ниже их способность сорбировать нефть.

Скорость изменения содержания нефти в почве неравномерна. Основная масса теряется в первые 3 месяца после попадания в почву, в дальнейшем процесс замедляется. Часть нефти механически уносится водой за пределы участков загрязнения и рассеивается на путях движения потоков воды, при этом загрязняются грунтовые воды [37].

Под действием микробов часть нефти минерализуется, а часть превращается в нерастворимые продукты метаболизма. При поверхностных разливах нефти практически вся растительность гибнет и восстановление ее начинается от 3-х до 5 лет через сообщество, набор видов которых зависит от зонального типа растительности.

Деревья и кустарники наиболее чувствительны к нефтяному загрязнению. При загрязнении территории резко возрастает суховершинность расположенных на ней деревьев, некротические поражения хвои и листьев, отслоение и отпадение коры. Наиболее уязвима из хвойных пород - ель. Полная гибель деревьев хвойных пород поступает при загрязнении и порядка 4%, а лиственных пород при 7÷9% [38].

Нефть оказывает отрицательное влияние на рост, метаболизм и развитие растений, нарушает функции фотосинтеза и дыхания, изменяет структуру хлоропластов. Токсичное действие нефти проявляется в быстром повреждении, разрушении, а затем отмирании всех живых, активно функционирующих тканей растений. В значительной степени страдает корневая система, листья, репродуктивные органы, задерживается начало цветения. Уцелевшие растения редко образуют семена. При всех уровнях загрязненности почвы отмечают снижение энергии прорастания, всхожести семян. В некоторых случаях формируются полностью нежизнеспособные семена. Высокое загрязнение ведет к сильному угнетению роста и развития растений. При сильном загрязнении всхожесть семян трав очень низка и большая часть всходов погибает к концу вегетационного периода первого года жизни.

В результате наблюдений, установлено, что влияние углеводородов, находящихся в почве максимальное для растений с глубокой корневой системой, а адаптация растений - максимальная. Наиболее выживаемой культурой оказалось растение с неглубокой корневой системой.

Из результатов мониторинга, проведенного автором [39] следует, что современная технология добычи, подготовки, переработки и транспортировки нефти неизбежно приводит к разливу нефти; при этом теряется от 1,0 до 16,5% от добытой нефти, из них 65% поступает в атмосферу, 20%-в воду, 15% -в почву.

Загрязнение атмосферного воздуха, вызванное разливом нефти не столь значительно, в связи с тем, что нефть исследуемого месторождения малосернистая, в растворенном в нефти газе отсутствует сероводород и метилмеркаптаны.

Ориентировочные степени загрязнения почвогрунтов по ландшафтно-геохимических районам по данным [40] приведены в таблице 3.1. В зависимости от местных почвенно-климатических условий значение величины степени загрязнения может изменяться в пределах  $\pm 25\%$ .

Степень загрязнения почв и земельных ресурсов зависит от объема, излившегося нефтепродукта, глубины его проникновения в глубь почвы и площади загрязнения. По площади распространения нефтепродукта различают следующие типы загрязненных почв (таблица 3.2).

Таблица 3.1 - Классификация почв по нефтеемкости

Тип почвы или грунта	Механический состав	Содержание гумуса, %	Нефтеемкость, %
Перегноиноторфяная	-	35,6	33,0
Чернозем типичный	Тяжелосуглинистый	6,5	23,0
Серая лесная	Средне суглинистый	4,3	19,0
Аллювиальная луговозернистая	Легкосуглинистый	3,5	15,0
Кварцевый песок	Песчаный	0,0	13,0

По глубине проникновения нефтепродукта различают следующие типы загрязненных почв (таблица 3.3).

В настоящее время по данным [41] выделяются два уровня загрязнения: умеренное - характеризующееся возможностью его ликвидации в течение 5 лет за счет процессов самоочищения. Сильное - загрязнение требует проведения специальных мероприятий.

Таблица 3.2 - Классификация загрязненности почвы по площади загрязнения

Уровень загрязнения	Площадь загрязнения, га	Классификация загрязненности
1	Менее 0,1	Локальное
2	0,1...1,0	Среднемасштабное
3	Более 1,0	масштабное

Таблица 3.3 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

Уровень загрязнения	Глубина проникновения нефти, м	Классификация загрязненности
1	Менее 0,15	Поверхностное замазучивание
2	0,15...0,30	Мелкопрофильное замазучивание
3	0,30...0,60	Среднепрофильное замазучивание
4	Более 0,60	Глубокопрофильное замазучивание

Основы прогнозирования объемов загрязнения грунтов опираются на теорию безнапорной фильтрации жидкости [42]. Из этой теории следует, что большое влияние на скорость распространения загрязнителя в грунте влияют вязкость и плотность загрязнителя. Очевидно, что с ростом плотности загрязнителя увеличивается скорость его распространения в грунте.

Вязкость загрязнителя влияет не только на скорость распространения загрязнителя, но и на максимальную глубину его распространения. Свойства грунтов как пористой среды важны не менее физических свойств пролитых жидкостей. Грунт, как пористая среда, описывается в основном физическими величинами: пористостью и коэффициентом фильтрации. Эти две величины не могут описать всех свойств грунта, которые влияют на течение, так как грунт - неоднородная и не поддающаяся детальному исследованию среда. Но, как показала практика, этих двух величин обычно достаточно, чтобы описать течение с удовлетворительной точностью.

Климатические условия на месте пролива влияют и на физические свойства грунта и вредных веществ. Так при низкой температуре воздуха жидкость замерзает на поверхности почвы, что исключает ее дальнейшее распространение в грунт.

Напротив, при высокой температуре воздуха происходит интенсивное испарение вредного вещества, при этом только часть пролитой жидкости проникнет в грунт, другая часть перейдет в газовую фазу. Оставшаяся после осенних дождей вода в зоне разлива замерзает зимой, значительно меняя тем самым пористость и коэффициент фильтрации грунтов, зачастую образуя непроницаемый слой. При оценке объемов загрязнения грунтов предполагается использовать модель грунта, как пористого вещества, а также закон Дарси распространения жидкости в пористой среде. При оценке не учитывалось влияние влажности и дождей на месте пролива.

Методика, разработанная авторами [42] обеспечивает вычисление вероятностей и объемов загрязнения грунтов с ошибкой не более 20%. Расчет распространения нефти и нефтепродукта в грунте, при аварийных разливах, проведен с использованием исходных параметров, представленных в таблицах 3.4 и 3.5, и по уравнениям 3.1 и 3.2. Сведения о физико-химических свойствах нефти месторождения взяты по результатам лабораторных исследований, проведенных в период реализации геологоразведочных работ, и представленных в отчетах [30]. Характеристика свойств почвы (водопроницаемость, пористость, капиллярная влагоемкость) взята на основе

проведенных исследований группы авторов [43], а также из условий исследуемой территории месторождения.

Скорость распространения нефти и нефтепродуктов определяется по уравнению (3.1).

$$V_i = \frac{\rho_{\mu_B}}{\mu \rho_B} \cdot C_i, \text{ м/с}, \quad (3.1)$$

где  $V_i$  – скорость распространения нефти в  $i$  слое, м/с;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu$  – вязкость нефти, кг/м·с;

$C_i$  – водопроницаемость  $i$  слоя, м/с.

Величины с индексом «В» следует относить к свойствам воды, с индексом «i» – к  $i$ -слою грунта,  $i = 1 \dots N$ .

Под водопроницаемостью почвы понимают способность почвы пропускать через себя влагу (воду), определяется мощностью слоя воды, поступающей в почву через ее поверхность в единицу времени [XX].

Согласно уравнению 2.1, рассчитываем скорость проникновения нефти в почву на месторождении Северо-Западный Коныс:

$$V_i = \frac{828 \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{37,53 \cdot 10^{-3} \cdot 1000} \cdot 0,105 \cdot 10^{-6} = 2,32 \cdot 10^{-9} \text{ м/с}.$$

Определим адсорбированную массу нефти грунтовым слоем по уравнению 3.2.

$$M_i = l_i \cdot S_i \cdot \rho_B \cdot n_i \cdot k_i \cdot \frac{\mu^2 \cdot \sigma_B}{\sigma \cdot \mu_B \cdot 10^4}, \text{ кг} \quad (3.2)$$

где  $M$  – масса адсорбированной нефти, кг;

$l_i$  – мощность слоя грунта, м;

$n_i$  – пористость грунтового слоя исследуемой территории, %;

$k_i$  – капиллярная влагоемкость слоя грунта (объем пор, занятых капиллярной водой), %;

$\mu$  – динамическая вязкость нефти, кг/(м·с);

$S_i$  – площадь растекания нефти по поверхности грунтового слоя, м<sup>2</sup>;

$\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения нефти, кг/с<sup>2</sup>.

Пористостью почвы называется суммарный объем всех пор в единице объема почвы. Под понятием пор понимают различного рода пустоты, которые всегда встречаются между соприкасающимися элементарными почвенными частицами, микро- и макроагрегатами.

Капиллярная влагоемкость – способность почв удерживать в своей толще максимальное возможное количество капиллярной влаги над уровнем грунтовых вод. Верхний предел водоудерживающей способности почв.

В соответствии с положениями «Методики прогнозирования объема экологического загрязнения грунтов и грунтовых вод при проливе экологически вредных веществ» и установленных расчетных параметров, приведенных в таблицах 3.4 и 3.5, следует вывод что скорость распространения нефти в почве месторождения составит порядка  $2,32 \cdot 10^{-9}$  м/с. В свою очередь масса адсорбированной нефти на площади в 10 кв.м., при учете вязкости  $37,53 \cdot 10^{-3}$  кг/(м·с), составит 1639,20 кг.

Таблица 3.4 – Постоянные расчетные параметры для определения загрязнения почвы

Наименование показателей	Условные обозначения	Единицы измерения	Значения показателей
Водопроницаемость грунта	$C_i$	м/с	$0,105 \cdot 10^{-6}$
Капиллярная влагоемкость	$k_i$	%	10,45
Пористость грунтовых слоев	$n_i$	%	40,0
Площадь растекания нефти	S	м <sup>2</sup>	10,0
Мощность грунтового слоя	h	м	1,0

Расчет, проведенный по уравнению (3.2) показал, что масса адсорбированной нефти в  $i$  слое, м/с составляет:

$$M_i = 1 \cdot 10 \cdot 998,23 \cdot 40 \cdot 10,45 \frac{(37,53 \cdot 0,001)^2 \cdot 72,88 \cdot 10^{-3}}{26,13 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 10^4} = 1639,20 \text{ кг.}$$

Таким образом по результатам расчета, при разливе нефти на площади 10м<sup>2</sup>, и скорости растекания нефти  $2,32 \cdot 10^{-9}$  м/с масса адсорбированного нефтепродукта составит 1639,20 кг.

Как известно с повышением температуры вязкость жидкостей и коэффициент поверхностного натяжения понижается. Не исключением является и нефть. По результатам лабораторных исследований проб нефти исследуемого месторождения с увеличением температуры нефти до 50 °С вязкость нефти снижается до показателя 7,6 кг/(м·с) (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Переменные показатели нефти и воды в зависимости от различной температуры

Наименование показателей	Усл. об.	Ед. изм.	Значения показателей при разной температуре			
			20°С	30°С	40°С	50°С
Динамическая вязкость нефти	$\mu$	$10^{-3}$ кг/(м·с)	37,53	17,43	12,38	7,60
Динамическая вязкость воды	$\mu_B$	$10^{-3}$ кг/(м·с)	1,00	0,79	0,65	0,55
Коэффициент поверхностного натяжения нефти	$\sigma$	$10^{-3}$ кг/с <sup>2</sup>	26,13	25,26	24,39	23,52
Коэффициент поверхностного натяжения воды	$\sigma_B$	$10^{-3}$ кг/с <sup>2</sup>	72,88	71,20	69,48	67,77
Плотность воды	$\rho_B$	кг/м <sup>3</sup>	998,23	995,68	992,25	988,1
Плотность нефти	$\rho$	кг/м <sup>3</sup>	828	820,62	813,24	805,86

С целью описания характера загрязнения почвы нефтью месторождения предполагается использование регрессионного метода анализа (рисунок 3.1). На основании положений Методики и установленных параметров, приведенных в таблицах 3.4 и 3.5 предполагается определение изменения массы адсорбированной нефти почвой месторождения от динамической вязкости нефти.

ВЫВОДИТОГОВ								
<i>Регрессионная статистика</i>								
Множественный R	0,9933023							
R-квадрат	0,9866495							
Нормированный R-квадрат	0,9799742							
Стандартная ошибка	97,662257							
Наблюдения	4							
<i>Дисперсионный анализ</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>значимость F</i>			
Регрессия	1	1409768,2	1409768,2	147,80672	0,0066977			
Остаток	2	19075,833	9537,9165					
Итого	3	1428844						
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 95,0%</i>	<i>Верхние 95,0%</i>
Y-пересечение	-352,64699	93,972823	-3,7526487	0,0642435	-756,97942	51,685434	-756,97942	51,685434
Вязкость нефти, кг/(м·с)	52,101765	4,285538	12,157579	0,0066977	33,662584	70,540947	33,662584	70,540947

Рисунок 3.1 – Результаты проведенного регрессионного анализа

По представленным результатам проведенного анализа видно, что коэффициент детерминации (R-квадрат) равен 98,66%. Это высокое значение является показателем качества модели и объясняет зависимость и изменения изучаемого параметра (масса адсорбированной нефти) от исследуемого фактора (вязкость нефти).

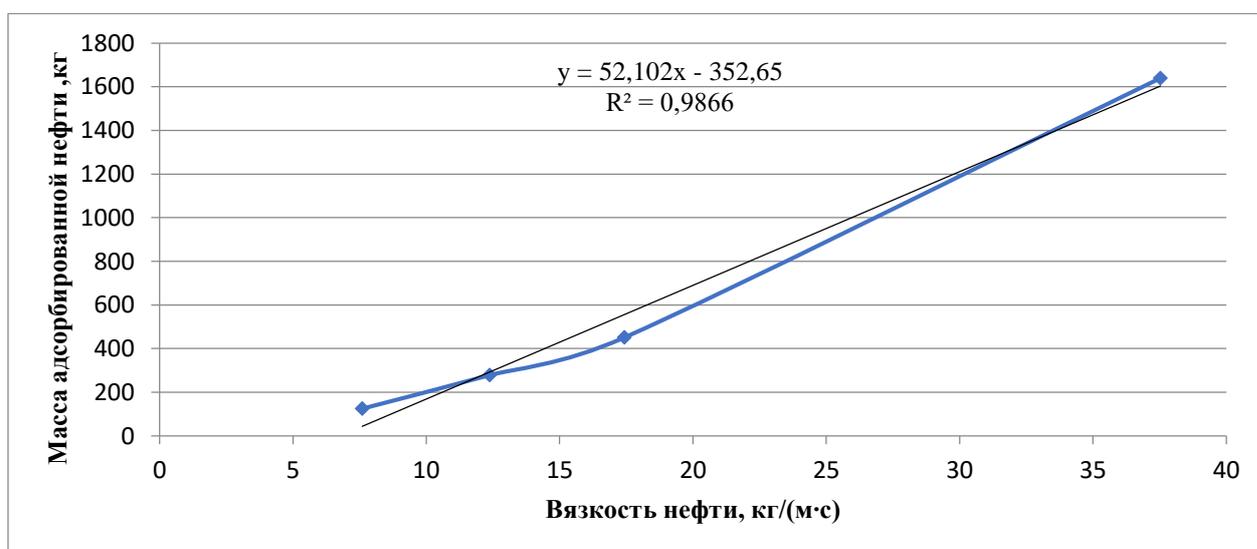


Рисунок 3.2 – Зависимость массы адсорбированной нефти от динамической вязкости нефти месторождения Северо-Западный Коньс

Как показали расчеты масса адсорбированной нефти почвой исследуемого месторождения зависит от вязкости нефти и определяется линейной зависимостью (рисунок 3.2). Данную линейную зависимость описывает модель “ $y=52,102x - 352,65$ ”.

В целях определения максимальной возможной глубины проникновения нефти в почвы месторождения предлагается использование уравнения (3.3).

$$H_{max} = l_i + \frac{1000 \cdot (M - M_i)}{S_i \cdot \rho_i \cdot n_i \cdot k_i \cdot \frac{\mu^2 \cdot \sigma_B}{\sigma \cdot \mu_B}}, M \quad (3.3)$$

где  $M$  – масса разлитой нефти, кг;

$M_i$  – масса адсорбированной нефти почвой, кг;

$S_i$  – площадь растекания нефти,  $m^2$ .

Результаты проведенных расчетов показали, что максимально возможная глубина проникновения нефти при условиях низкой вязкости 7,6 кг/(м·с) и соответственно высокой температуры окружающей среды 50<sup>0</sup>С, а также при условиях пористости грунта 40%, капиллярной влагоемкости 10,45%, составит не более 4,68м:

$$H_{max} = 1 + \frac{1000 \cdot (500 - 124,98)}{10 \cdot 805,86 \cdot 40 \cdot 10,45 \cdot \frac{(7,6 \cdot 0,001)^2 \cdot 67,77 \cdot 10^{-3}}{23,52 \cdot 10^{-3} \cdot 0,55 \cdot 10^{-3}}} = 1 + 3,68 = 4,68 \text{ м.}$$

Данный показатель следует считать максимально допустимым, ввиду того что на практике редко наблюдается достижение именно таких расчетных параметров в реальных условиях местности.

На основании полученных результатов измерений максимально возможной глубины проникновения нефти в почву и заданной площади растекания нефти, возможно определение ориентировочного максимального объема загрязненной почвы (замазученного грунта) по уравнению (3.4):

На основании результатов проведенного мониторинга можно рассчитать и объем загрязненного грунта, который зависит от таких показателей как площадь растекания нефтепродукта и мощность грунтового слоя по формуле:

$$V_{max} = S_i \cdot H_{max}, m^3 \quad (3.4)$$

где  $S_i$  – площадь разлива нефти,  $m^2$ ;

$H_{max}$  – максимальная глубина проникновения нефти, м.

Таким образом, максимально ориентировочный объем загрязненной почвы составит порядка 46,8  $m^3$ . Результаты проведенных расчетов по определению максимально возможной глубины проникновения нефти и соответствующего объема загрязненной почвы представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные параметры и результаты расчетов по определению глубины проникновения нефти в почву и объема загрязненной почвы

Наименование показателей	Усл. об.	Ед. изм.	Значения показателей при разной температуре			
			20 <sup>0</sup> С	30 <sup>0</sup> С	40 <sup>0</sup> С	50 <sup>0</sup> С
Масса разлитой нефти	$M$	кг	500			
Масса адсорбированной нефти	$M_i$	кг	1639,20	451,14	278,60	124,98
Площадь растекания нефти	$S_i$	м <sup>2</sup>	10			
Максимально возможная глубина проникновения	$H_{max}$	м	0,16	1,13	1,97	4,68
Максимальный объем загрязненной почвы	$V$	м <sup>3</sup>	1,6	11,3	19,7	46,8

На основании анализа проведенных расчетов и полученных результатов следуют выводы, что при вязкости нефти в пределах  $7,6 \div 37,53$  кг/(м·с), плотности нефти в пределах  $805,86 \div 828$  кг/м<sup>3</sup>, а также при постоянных параметрах почвы (мощность грунтового слоя - 1 метр, пористость - 40%, капиллярная влагоемкость - 10,45%, водопроницаемость почвы -  $0,105 \cdot 10^{-6}$  м/с) масса адсорбированной нефти будет находиться в пределах  $124,98 \div 1639,20$  кг, в свою очередь глубина проникновения нефти составит в пределах от 0,16 до 4,68 метров.

По литературным данным максимальная глубина просачивания нефти в почву в среднем достигает 0,9 - 1,0 метра. В случае порыва нефтепровода, находящегося на глубине 2,5 метра загрязнения грунта возможно на глубину до 3,0 и более метров, в зависимости от характеристик почвогрунта.

Результаты проведенных исследований показывают следующее: исходя из основных физических характеристик нефти и почвы можно прогнозировать, с вероятностью максимальной погрешности 20%, скорость распространения нефти в почве, массу адсорбированной (аккумулированной) нефти, а также максимально возможную глубину проникновения нефти.

Подобный анализ степени и величины загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами позволит недропользователю планировать свою производственную деятельность с учетом возникновения возможных аварийных ситуаций (экологических рисков), связанных с разливом нефти. Вместе с тем, данное исследование в должной степени позволит определить уровень материальных затрат при проведении операций, связанных с ликвидацией разлива нефти и соответствующим образованием замазученного грунта.

В целом данные мероприятия позволят повысить промышленную, санитарно-эпидемиологическую и экологическую безопасность нефтедобывающих предприятий.

### Выводы по 3 разделу

1. Нефть содержит порядка 1000 индивидуальных веществ, из которых большая часть - жидкие углеводороды и гетероатомные органические

соединения, преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, а также металлоорганические соединения (преимущественно никелевые и ванадиевые).

2. При попадании на почву нефти тяжелые фракции проникают на незначительную глубину и задерживаются верхними слоями грунта. Более легкие фракции проникают на большую глубину. Следовательно, загрязнение происходит главным образом легкими фракциями, глубина проникновения этих фракций может достигать 90 см и более. По мере продвижения нефти вниз уровень ее содержания (насыщения) в грунте снижается.

3. Миграция нефтяного загрязнения зависит от сорбционной способности грунтов. Грунты сорбируют меньшее количество нефти, чем воды: чем выше насыщенность грунтов водой, тем ниже их способность сорбировать нефть.

4. Грунт, как пористая среда, описывается в основном физическими величинами: пористостью и коэффициентом фильтрации.

5. Основы прогнозирования объемов загрязнения грунтов опираются на теорию безнапорной фильтрации жидкости. При оценке объемов загрязнения грунтов использована была модель грунта, как пористого вещества, а также закон Дарси распространения жидкости в пористой среде.

6. На основании анализа проведенных расчетов и полученных результатов следуют выводы, что при вязкости нефти в пределах  $7,6 \div 37,53$  кг/(м·с), плотности нефти в пределах  $805,86 \div 828$  кг/м<sup>3</sup>, а также при постоянных параметрах почвы (мощность грунтового слоя - 1 метр, пористость - 40%, капиллярная влагоемкость - 10,45%, водопроницаемость почвы -  $0,105 \cdot 10^{-6}$  м/с) масса адсорбированной нефти будет находиться в пределах  $124,98 \div 1639,20$  кг, в свою очередь глубина проникновения нефти составит в пределах от 0,16 до 4,68 метров.

7. Анализ степени и величины загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами позволит недропользователю планировать свою производственную деятельность с учетом возникновения возможных аварийных ситуаций (экологических рисков), связанных с разливом нефти.

## **4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ НЕФТИ В ПОЧВУ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ**

В период разработки нефтегазового месторождения, и соответствующей эксплуатацией нефтепромыслового оборудования, возможно возникновение аварийных ситуаций, приводящих к неконтролируемому разливу нефтепродуктов.

В настоящей главе представлена методика и порядок проведения эксперимента.

### **4.1 Методика проведения эксперимента**

При проведении экспериментальных исследований по определению зависимости проникновения нефти в почву от задаваемых параметров (температура окружающей среды, влагосодержание в почве) необходимо было решить следующие задачи:

- определить значения переменных задаваемых параметров ( $t$  °С,  $\varphi$  %) для получения более точных и обширных результатов эксперимента;
- определить рабочее условие разлива нефти и значения постоянных параметров ( $V$  мл,  $S$  см<sup>2</sup>,  $h$  см);
- в целях выявления особенностей проникновения нефти, предусмотреть несколько разновидностей исследуемых почв и (или) грунтов;
- решить вопрос обеспечения необходимыми материалами и оборудованием;
- установить возможность проведения работ, учитывая специфику экспериментального исследования.

На начальном, подготовительном этапе с целью создания максимально-приближенного сценария разлива нефти, в условиях той местности, стал острым вопрос получения, транспортировки и хранения необходимых материалов (нефть, почва) в объемах достаточных для проведения полноценного эксперимента.

Исходя из условия отдалённости места проведения эксперимента (Алматы) от объекта исследования (Кылызординская область), сотрудниками компании неднепользователя были отправлены и к концу марта текущего года были получены необходимые материалы для проведения эксперимента. На ряду с прочими уже имеющимися материалами, такими как: лабораторная посуда (стаканы, колбы и др.), измерительные приборы и иные “расходники”, в добавок были получены: нефть с устья скважины НК-5 в объеме 4 литра, пробы почвы с территории месторождения в количестве равным 5 килограмм (рисунок 4.1.1). Следует отметить, что пробы почвы отбирались в строгом соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.4.02-84 и ГОСТ 12071-2000. Глубина отбора проб почв составила порядка 15 см. Предварительно, данной глубины отбора будет достаточно для проведения эксперимента. Также следует отметить, что для получения более точных результатов эксперимент

проводился с использованием оригинального продукта – нефти, а не ее аналогов.



Рисунок 4.1.1 – Материалы необходимые для проведения эксперимента

С целью получения наиболее обширных и разносторонних результатов эксперимента выявления зависимости проникновения нефти в исследуемую почву, предполагается дополнительное задействование в качестве грунта – глины и среднезернистого песка. Выбор данных материалов обусловлен значением коэффициента фильтрации (м/сут), определяющим в целом водопроницаемость грунтов. Согласно проведенным исследованиям сеньоров [43] значения коэффициента фильтрации для глины (clay) составит на уровне  $10^{-8} - 10^{-2}$  м/сут (m/d), в свою очередь для среднезернистого песка (medium sand) – 5 – 20 м/сут (m/d). Таким образом, разлив нефти будет проведен на почвы месторождения, глины (практически водонепроницаемый грунт) и среднезернистый песок (хорошо водопроницаемый грунт).

На следующем этапе подготовительных работ, перед началом эксперимента, возник вопрос касательно количественного объема нефти, необходимого для осуществления разлива на выбранные три образца. Данный объем в должной мере должен быть пропорционален случающимся разливам нефти на месторождениях.

Как правило при возникновении аварийных ситуаций, связанных с разливами нефти определение каких-либо конкретных количественных показателей произошедшего разлива нефти весьма затруднительно. Это связано с проведением оперативного комплекса мероприятий и последовательных конкретных решений, направленных на скорейшую ликвидацию чрезвычайной ситуации.

Согласно требованиям промышленной безопасности, при возникновении подобных ситуаций недропользователем направляется

уведомление в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности и профессиональную военизированную аварийно-спасательную службу. Данное уведомление должно отражать конкретные сведения о произошедшей аварии, в т.ч. показатели разлива нефти (объем нефти, площадь загрязнения). Но как показывает практика, большинство аварийных ситуаций, связанных с разливом нефти остается без внимания государственных органов. Это связано с высокими финансовыми вытекающими из сложившейся ситуации. При небольших разливах недропользователи своими силами ликвидируют чрезвычайную ситуацию и возвращают работу системы сбора и промысловой подготовки продукции скважин в “штатный” режим работы. Таким образом, уполномоченные органы располагают в основном сведениями о крупных утечках и разливах нефти.

По себе сама аварийная ситуации, связанная с разливом нефти на почву и земельные ресурсы зависит от множества факторов (раздел 3). В случае данного эксперимента предполагается моделирование ситуации разлива нефти со следующими постоянными параметрами:

- поверхность исследуемых образцов грунта принята приближенной к абсолютно ровной (с наклоном до  $<0.5\%$ );
- высота исследуемых образцов грунта принята на уровне 100 мм ( $\pm 5$ мм);
- масса образцов грунта варьируется в пределах от 651 до 936 кг;
- площадь поверхности исследуемых образцов грунта равна  $70,844 \text{ см}^2$ ;
- объем нефти, разлитой на поверхность, составит 200 мл или  $2,823 \text{ мл на } 1 \text{ см}^2$ ;
- высота (толщина) разлива нефти составит порядка 28,3 мм;
- разлив проводится единоразово, последовательно в каждый образец, с временным промежутком до  $<10 \text{ сек}$ .

Следующим ключевым шагом, предшествующим эксперименту, являлось определение значений переменных задаваемых климатических параметров таких как: температура окружающей среды и влагосодержание в грунте. Так как из ряда других климатических параметров, описанных в разделе 3, наиболее значимую роль на глубину проникновения нефти грунт оказывают именно они.

Для определения и выбора температурного режима разлива нефти необходимо знать физико-химические свойства исследуемой нефти. На месторождении Северо-Западный Коньс в 2012 году отобраны две пробы в поверхностных условиях из скважин (НК-5 и НК-8), характеризующие продуктивные горизонты, соответственно, М-II и Ю-0-1 русло «Б», анализ которых проведен в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» (таблица 4.1.1).

Таблица 4.1.1 - Физико-химические свойства исследуемой нефти в поверхностных условиях месторождения Северо-Западный Коньс

№№ скв.	Продуктивный горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	Температура, °С		Молекулярный вес по методу Крегера	Групповой углеводородный состав, % масс				
				вспышки	застывания		вода	механические примеси	смолы	асфальтены	парафины
NK-5	М-II	1281.5-1289.2	0.828	-	+21	219	0.06	0.0159	15.6	15.1	0.14

Как показано в таблице температура застывания нефти высокая и составляет +21°С. Это обусловлено высоким содержанием парафина в нефти (15,1%). Таким образом один из температурных режимов разлива нефти должен быть на уровне не ниже температуры застывания.

Согласно, представленным на сайте [www.pogodaiklimat.ru](http://www.pogodaiklimat.ru), многолетним мониторинговым исследованиям в период с 1969 по 2016гг. средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца (июля) по Кызылординской области составит +25,1°С. Данную температурное значение предполагается принять в качестве максимальной. В качестве минимального значения температуры, предполагается проведение эксперимента на уровне +0 °С.

Значением влагосодержания в исследуемой почве и (или) грунте, при проведении эксперимента зависимости глубины проникновения нефтепродуктов (Н, м) от температуры окружающей среды (t, °С), принято пренебречь (не более <1,5%).

Следующим задаваемым параметром является процентное содержание влаги к общей массе грунта (φ %). Минимальным значением влагосодержания предполагается принять содержание влаги на уровне не превышающим 0,1% к общей массе грунта. Максимальное значение определяется исходя из вышеуказанных мониторинговых исследований. Так согласно материалам, предоставляемым сайтом, среднегодовой суточный максимум осадков составил 20,75 мм или 147,1 мл. Данный показатель в процентном содержании составил 15,28% (для почвы), 16,32% (для глины) и 14,25% (для песка).

При определении зависимости глубины проникновения нефти (Н, м) от влагосодержания в грунте (φ %), температурный режим принят на уровне 10°С (средняя температура воздуха по данным мониторинговых наблюдений).

## 4.2 Условия и порядок проведения эксперимента с разливом нефти

Исходя из выше описанной методики проведения эксперимента, в качестве постоянной исследуемой величины является глубина проникновения нефти в тот или иной грунт, в зависимости от переменных задаваемых параметров.

Для обеспечения материальных условий эксперимента было приобретено и использовано следующее оборудование:

- лабораторная посуда: 3 стакана типа В-1-1000 высотой 180 мм, диаметром 95 мм (ТС ГОСТ 25336-82), и один стакан типа Н-1-800 высотой 135 мм, диаметром 100 мм (ТС ГОСТ 25336-82);

- электронные весы марки KangRui KR-B09 с максимальной нагрузкой до 7 кг;

- гигрометр психометрический типа ВИТ-1 (ТУ 3 14307481 001-92) с диапазоном изменений температуры от 0<sup>0</sup>С до 25<sup>0</sup>С.

Для проведения всецелого и наиболее полного эксперимента предполагается проведение разлива нефти со следующими параметрами:

Постоянные параметры:

- количество разливаемой нефти 200 мл на каждую пробу;
- высота каждой пробы грунта в пределах 100 мм ( $\pm 5$ мм);
- проба нефти с устья скважины НК-5 месторождения С-3 Коньис (ф-х свойства представлены в таблице 4.1.1);

- временной интервал с момента разлива – 1 час;
- температура разливаемой нефти в районе 25<sup>0</sup>С (температура выхода пластового флюида на устье скважины).

*Опыт №1 (зависимость  $H$ (мм) от  $t$  (<sup>0</sup>С)):*

- температура окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) в диапазоне 24,1<sup>0</sup>С – 24,3<sup>0</sup>С;

- влагосодержанием в пробах грунта принято пренебречь до 1,5%.

*Опыт №2 (зависимость  $H$ (мм) от  $t$  (<sup>0</sup>С)):*

- температура окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) в диапазоне 0<sup>0</sup>С – 2,0<sup>0</sup>С;

- влагосодержанием в пробах грунта принято пренебречь до 1,5%.

*Опыт №3 (зависимость  $H$ (мм) от  $\varphi$  (%)):*

- влагосодержание в пробах грунта: для почвы - 15,28%, для глины – 16,32%, и соответственно для песка 14,25%;

- температурой окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) принято пренебречь, в пределах 9<sup>0</sup>С – 10,0<sup>0</sup>С;

*Опыт №4 (зависимость  $H$ (мм) от  $\varphi$  (%)):*

- влагосодержание в всех пробах грунта не более 0,1%;
- температурой окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) принято пренебречь, в пределах 9<sup>0</sup>С – 10,0<sup>0</sup>С.

*Опыт №5 (зависимость  $H$ (мм) от  $t$  (<sup>0</sup>С) и  $\varphi$  (%)):*

- влагосодержание во всех пробах грунта не менее 3% но более 5%;
- температура окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) в пределах 24,0<sup>0</sup>С – 24,2<sup>0</sup>С.

Перед началом проведения эксперимента пробы грунта были размещены на 30 минут в печи подогрева (муфельная) с температурным режимом 250<sup>0</sup>С. Эта процедура позволила просушить исследуемые образцы до показателя влагосодержания не более 1,5%. Дополнительно, в рамках

определенных параметров Опыта №№3 и 4, три образца грунта были дополнительно размещены в печи еще на 1 час.

В целях визуального прослеживания проникновения нефти в грунт на стаканах была нанесена мерная линейка длиной 150 мм со шкалой деления 5 мм. Каждый стакан был обозначен надписями “песок”, “почва” и “глина”, выбор надписи на стакане был обусловлен содержащейся в ней пробой грунта. Также в целях визуального осмотра границы взаимодействия “нефть-грунт” были размещены резинки по наружной стенке стакана (рисунок 4.1.1).

*Опыт под номером 1* с разливом нефти в три образца грунта, при указанных выше параметрах, был начат 18 апреля 2017 года в 12:00 часов по времени Астаны.

Первым этапом было заполнение стаканов тремя пробами грунта. В случае песка и глины каким-либо сторонним воздействием (уплотнением) пробы не подвергались. В свою очередь для пробы почвы, для предания более естественного режима разлива, заполнение было дополнено механическим воздействием (грунт уплотнился).

На втором этапе определялась масса трех проб грунта. Таким образом по результатам взвешивания масса нетто первой пробы составила 1182гр. (или 900гр. песка), второй – 1106гр. (или 824гр. почвы), третий – 1049гр. (или 767 гр. глины). Масса нетто нефти объемом 600 мл составила – 753 гр. (или 499 гр. нефти).

Проведя подготовительные исследования и задания определенных, выше установленных параметров, был начат разлив нефти в пробы грунта, сопровождающийся видео- и аудиозаписью (рисунок 4.2.2).

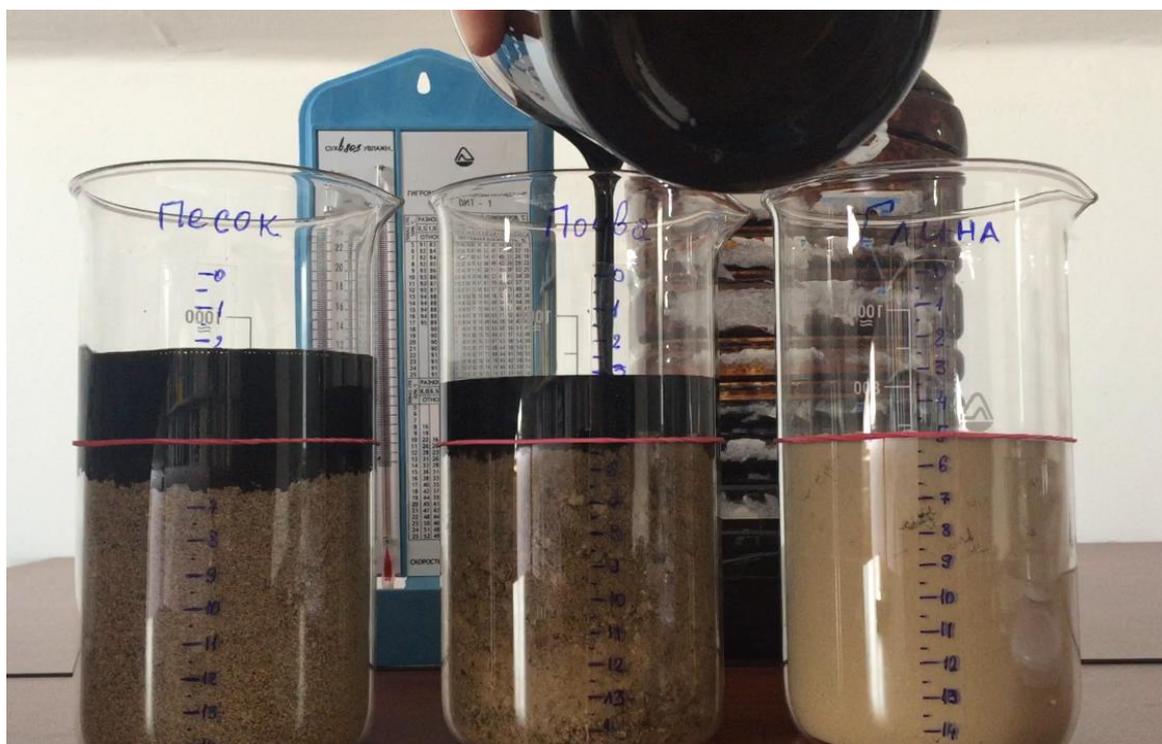


Рисунок 4.2.1 – Разлив нефти в объеме 200мл в каждую пробу грунта.  
Опыт №1

Разлив осуществлялся последовательно с временным промежутком до 30 сек. Замеры глубины проникновения нефти (макс. и мин.) проводились на отрезке 8 мин, 15 мин, 30 мин, 45 мин, и соответственно 60 мин.

Обработка и анализ результатов проведенных опытов с разливом нефти представлены в главе 4.3 настоящей магистерской диссертации.

*Опыт под номером 2* с разливом нефти в три образца грунта, при указанных выше параметрах, был начат 19 апреля 2017 года в 19:15 часов по времени Астаны.

В соответствии с необходимыми, задаваемыми параметрами окружающей среды на начальном этапе стал острым вопрос получения и поддержания необходимого температурного режима в пределах  $0^{\circ}\text{C}$  -  $2^{\circ}\text{C}$ . В связи с этим, опыт под номером 2 предполагается проводить в лабораторных условиях, с применением холодильной камеры. На селекторе, расположенном внутри холодильной камеры, было задано максимальное положение рукояти "5", в целях обеспечения наиболее низкого температурного режима. В холодильную камеру был помещен гигрометр, для определения температуры окружающей среды.

Следующим этапом было определение массы проб грунта.

По результатам взвешивания масса нетто первой пробы составила 1187гр. (или 905гр. песка), второй – 1018гр. (или 736гр. почвы), третий – 997гр. (или 715 гр. глины). Масса нетто нефти объемом 600 мл составила – 745 гр. (или 491 гр. нефти).

Пробы грунта до начала разлива нефти были помещены в камеру холодильника на 1 час, данное действие позволило добиться одинаковой температуры воздуха и проб грунта.

На начало разлива нефти температура окружающей среды в камере составила  $0^{\circ}\text{C}$ .

В ходе проведения опыта возник ряд проблем, связанных с обеспечением постоянного температурного режима. Из-за технических особенностей холодильника не удалось добиться температурного режима в пределах  $0^{\circ}\text{C}$ - $2^{\circ}\text{C}$ . На конец первого отрезка в 8 минут, температура воздуха в камере была зафиксирована на уровне  $4^{\circ}\text{C}$ , и в целом до конца исследуемого периода температура в камере не превышала данного значения.

Обработка и анализ полученных результатов опыта представлена в главе 4.3 настоящей диссертации.

*Опыт под номером 3* с разливом нефти в три образца грунта, при указанных выше параметрах, был начат 20 апреля 2017 года в 22:00 часов по времени Астаны.

Условия и порядок проведения данного опыта аналогичны предыдущим двум за исключением климатических характеристик, температурный режим на уровне –  $9$ - $10^{\circ}\text{C}$ , влагосодержание в пробах грунта: для почвы - 15,28%, для глины – 16,32%, и соответственно для песка 14,25%. Данное влагосодержание в пробах грунта обусловлено процентным соотношением среднегодового

суточного максимума осадков, принятым на уровне 20,75 мм или в пересчете на объемную величину 147,1мл, к количественной массе сухой пробы грунта.

Как отмечалось ранее, пробы грунта были подвергнуты термической обработке в бытовой печи. Данная процедура позволила снизить показатель влагосодержания не более 0,1%.

По результатам взвешивания масса нетто первой пробы составила 1167гр. (или 885гр. песка), второй – 1097гр. (или 815гр. почвы), третий – 1036гр. (или 754 гр. глины). Масса нетто нефти объемом 600 мл составила – 761 гр. (или 507 гр. нефти).

Предварительно до начала разлива нефти в три пробы грунта, с помощью пульверизатора, было добавлено необходимое количество воды (влаги). Данная процедура позволила в должном образе сохранить поверхность грунта приближено к ровной, наклон до 3% в случае песка, для глины и почвы не более 1%.

Пробы грунта были оставлены на 2 часа при температуре окружающей среды в пределах 9-10 °С. Данного времени принято считать достаточным при проведение аналогичных экспериментов.

По истечению указанного времени во всех трех пробах отмечалась “усадка” исследуемого образца грунта: для глины и почвы не более 5 мм, в случае песка снижение уровня наблюдалось на уровне 8-12мм.

По итогу проделанных работ начался процесс разлива нефти (рисунок 4.2.2).



Рисунок 4.2.2 – Разлив нефти в пробы грунта. Опыт №3

Полученные результаты представлены в главе 4.3 настоящей магистерской диссертации.

Опыт под номером 4 с разливом нефти в три образца грунта, при указанных выше параметрах, был начат 22 апреля 2017 года в 22:30 часов по времени Астаны.

На начальном этапе, как описывалось ранее, пробы грунта были помещены в печь на полтора часа с температурой 250<sup>0</sup>С. Это позволило сократить показатель влагосодержание до минимума на уровне <0,1%.

По результатам взвешивания масса нетто первой пробы составила 1023гр. (или 741гр. песка), второй – 986гр. (или 704гр. почвы), третий – 933гр. (или 651 гр. глины). Масса нетто нефти объемом 600 мл составила – 750 гр. (или 496 гр. нефти).

Проведя подготовительные работы был начат процесс поэтапного разлива нефти в каждую пробу грунта.

Обработка и анализ полученных данных опыта представлен в главе 4.3.

*Опыт под номером 5* с разливом нефти в три образца грунта, при указанных выше параметрах, был начат 24 апреля 2017 года в 14:00 часов по времени Астаны.

В целях получения наиболее полной информации об особенностях глубины проникновения нефти от климатических параметров, эксперимент был добавлен пятым опытом, с задаваемыми показателями влагосодержания во всех пробах грунта не менее 3% но более 5%, и температурой окружающей среды (в т.ч. пробы грунта) в пределах 24,0<sup>0</sup>С – 24,2<sup>0</sup>С.

По результатам взвешивания масса нетто первой пробы составила 1117гр. (или 835гр. песка), второй – 1218гр. (или 936гр. почвы), третий – 1002гр. (или 720 гр. глины). Масса нетто нефти объемом 600 мл составила – 746 гр. (или 492 гр. нефти).

По окончанию подготовительных работ начался процесс разлива нефти (рисунок 4.2.3).

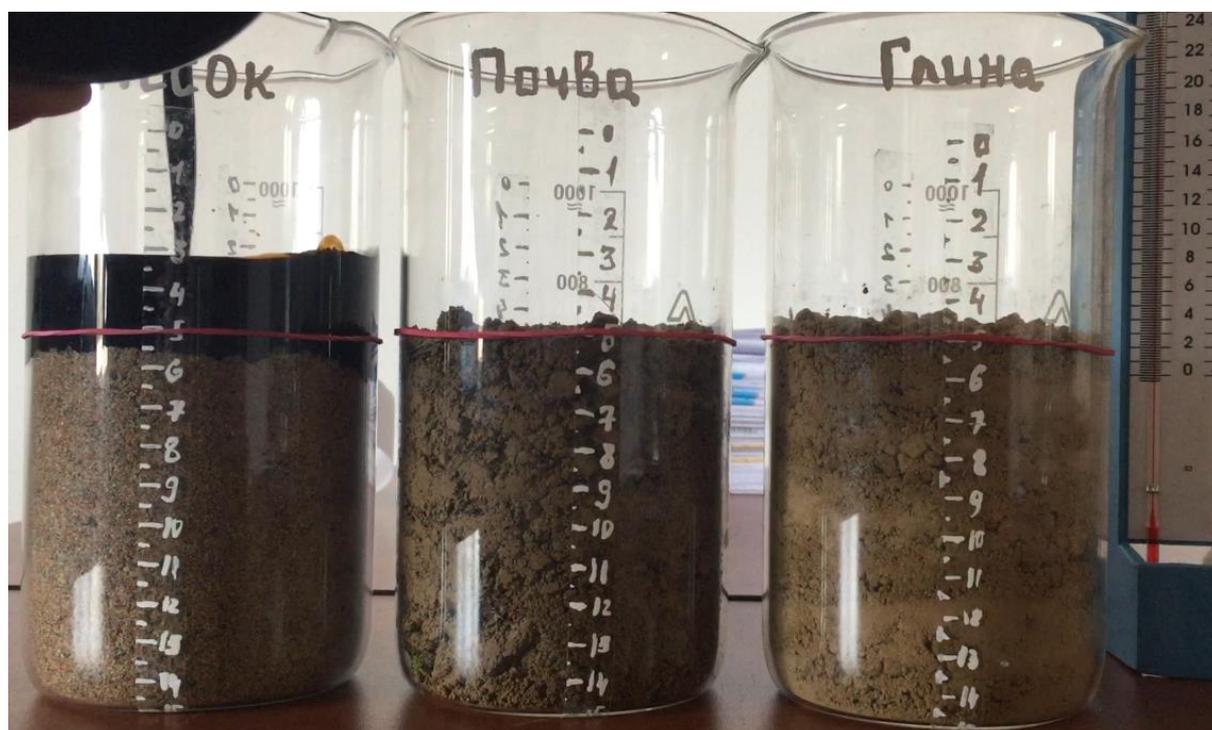


Рисунок 4.2.3 – Разлив нефти в пробы грунта. Опыт №5

### 4.3 Обработка и анализ полученных результатов эксперимента

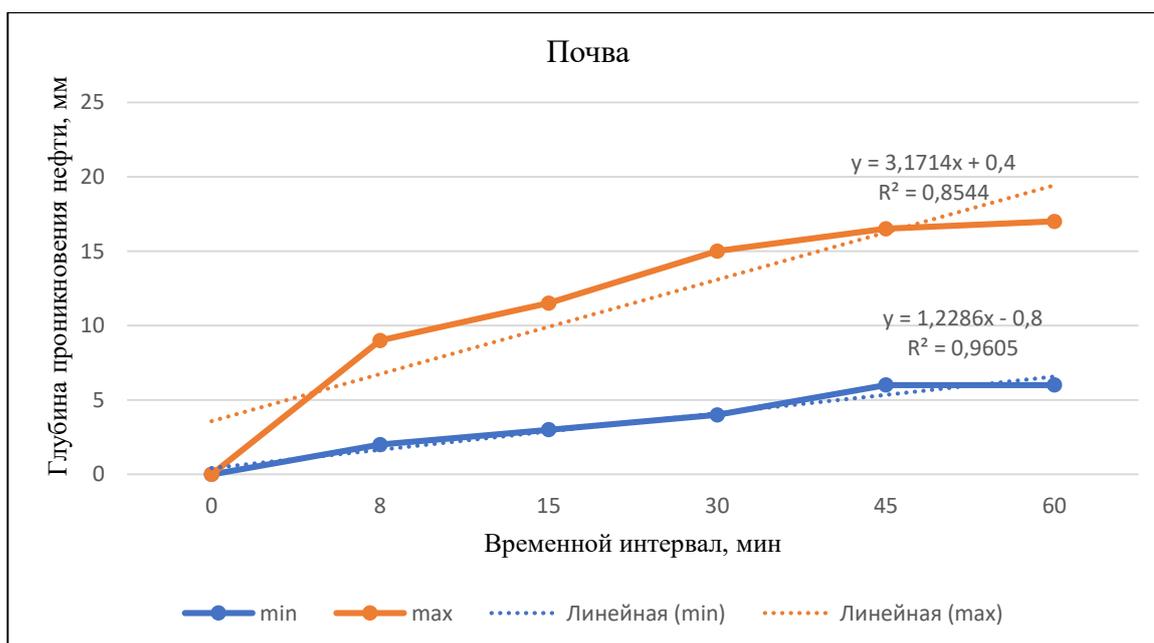
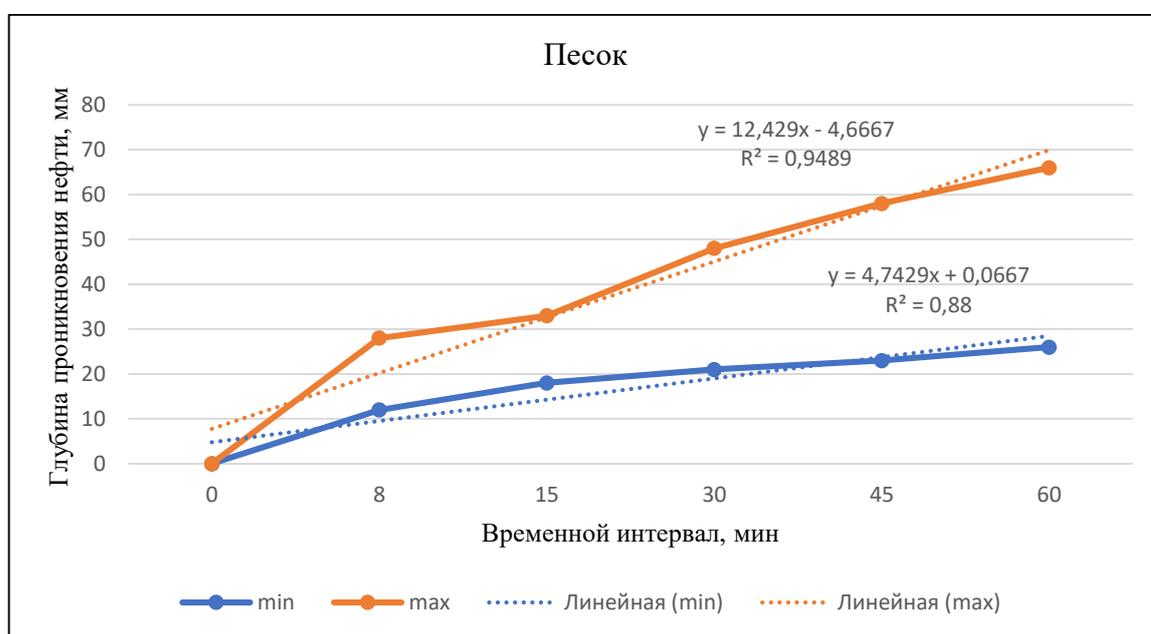
Методика проведения настоящего эксперимента с указанием основных критериев, параметров и факторов представлена в главе 4.1.

Порядок и условия проведения эксперимента, с указанием особенностей проведения каждого отдельного опыта представлены в главе 4.2.

*Опыт №1.* Климатические параметры: температура окружающей среды в пределах 24,1 – 24,3 °С, влагосодержание не более 1,5%.

Как отмечалось ранее в качестве измеряемых отрезков выбраны временные интервалы в 8 минут, 15 минут, 30 минут, 45 минут и 60 минут, соответственно.

Таким образом, результаты глубины проникновения нефти в пробы грунта по итогам Опыта №1 представлены на рисунке 4.3.1.



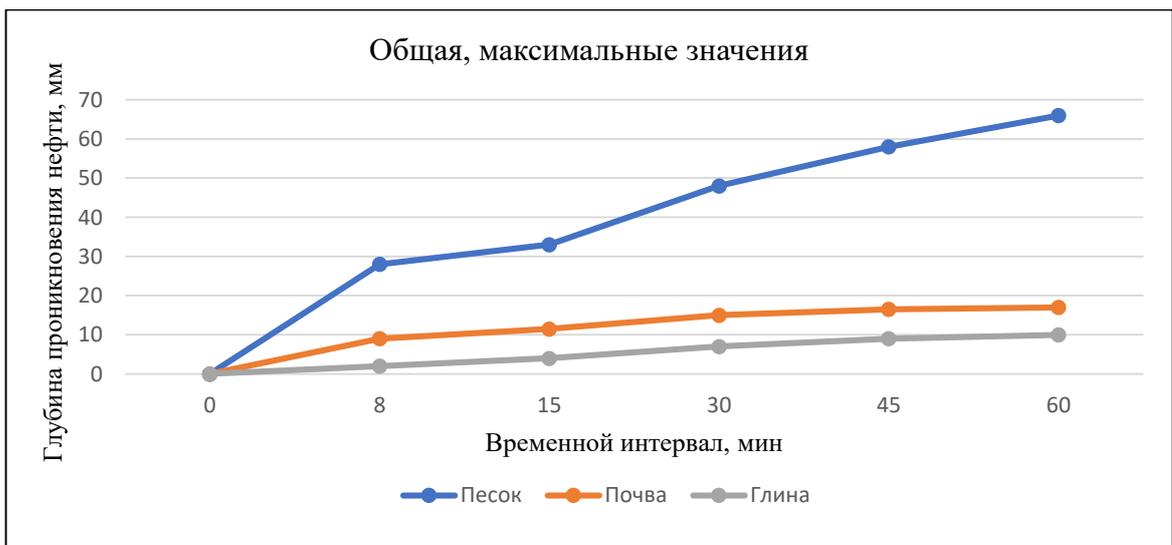
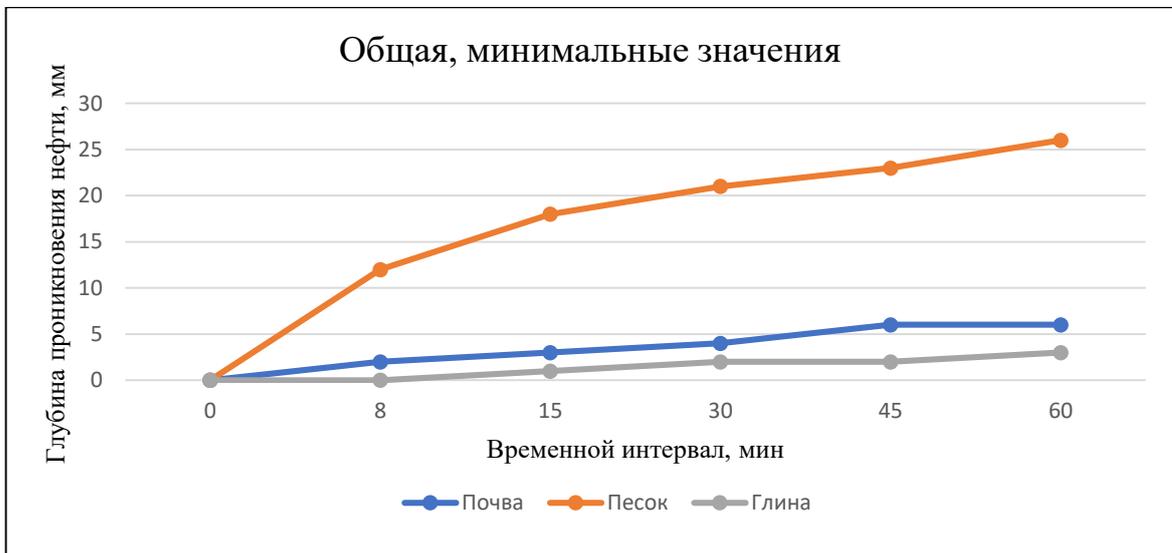
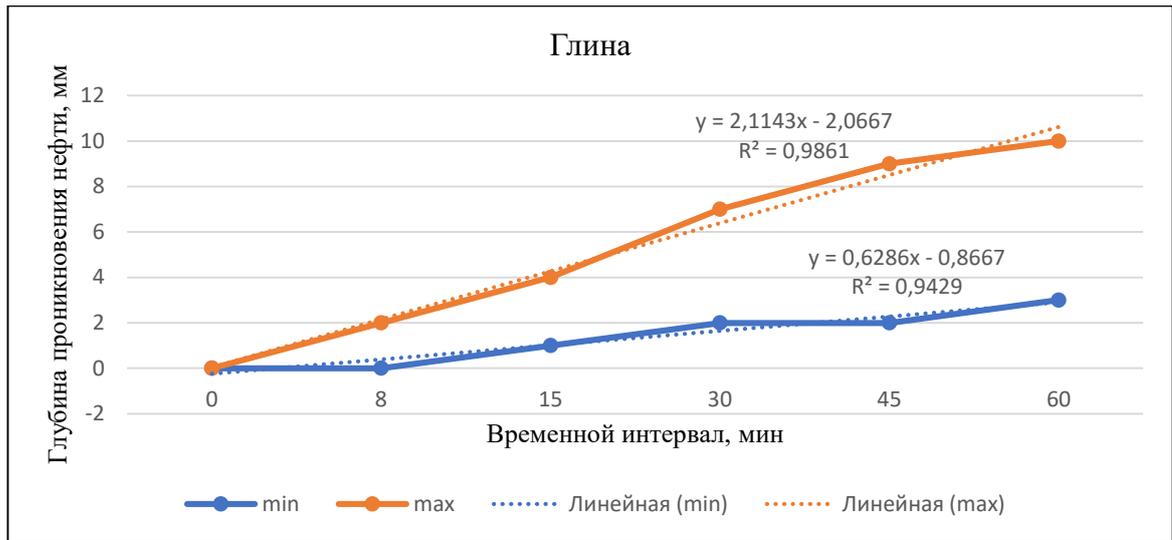


Рисунок 4.3.1 – Глубина проникновения по итогам Опыта №1

*Вывод.* Наибольшая глубина проникновения нефти была зафиксирована в пробе 1 (песок) на конец временного интервала (60 мин) минимальная глубина проникновения составила 26 мм, максимальная – 66 мм. Для почвы минимальное значение проникновения составило – 6 мм, максимальное – 17мм. Для глины, соответственно, минимальное – 3 мм, максимальное - 10 мм (рисунок 4.3.2).



Рисунок 4.3.2 – Результаты проведенного разлива нефти (Опыт №1)

В результате проведенного опыта, помимо прочего, было установлено одно очень важное обстоятельство. В момент составления методики проведения эксперимента не был учтен факт, что определение глубины проникновения нефти в исследуемую пробу грунта будет сводиться только к визуальной составляющей эксперимента. Ведь величина порового пространства (расстояние между зернами, гранулами грунта) может быть меньше чем расстояние на границе “стекло-грунт”, следствием чего проникновения преимущественно будет происходить вдоль стенок измерительного стакана.

Следствием из этого, помимо выбранной исследуемой величины – глубины проникновения ( $H$ , мм) будет определен ориентировочный объем остаточной нефти в пробах грунта, прошедшей процесс фильтрации ( $V_f$ , мл). Учитывая метрические данные стакана и количественный объем нефти, разливаемой в данный стакан, высота объемного содержания нефти будет достигать величины в районе 28,3мм.

По истечению временного интервала в один час, разница между начальной и конечной высотами нефти для трех проб грунта составила: для песка – 16 мм, для почвы – 3,5 мм, для глины – 2 мм.

Исходя из общепринятой формулы по расчету объема цилиндра, ориентировочное количественное содержание остаточной нефти, прошедшей

процесс фильтрации, составило: для песка – 113,4 мл, для почвы – 24,8 мл, для глины – 10,6 мл.

*Опыт №2.* Климатические параметры: температура окружающей среды в пределах 0,0 – 2,0 °С, влагосодержание не более 1,5%.

Как отмечалось ранее (см. главу 4.2), в ходе проведения опыта был выявлен ряд недостатков, вызванный низким уровнем финансовой составляющей эксперимента.

Предполагаемый, поддерживаемый температурный режим для опыта должен был находиться в пределах 0-2°С. Но в связи с некоторыми факторами, наблюдался поэтапный рост температуры в камере холодильника. По итогу 8 минут температура в камере уже достигала 4°С., на конец опыта (60 минут) температура была зафиксирована на уровне 8°С.

За исключением данных факторов, в целом следует считать эксперимент состоявшимся. На ниже представленных графиках отражен исследуемый нами показатель (рисунок 4.3.3).

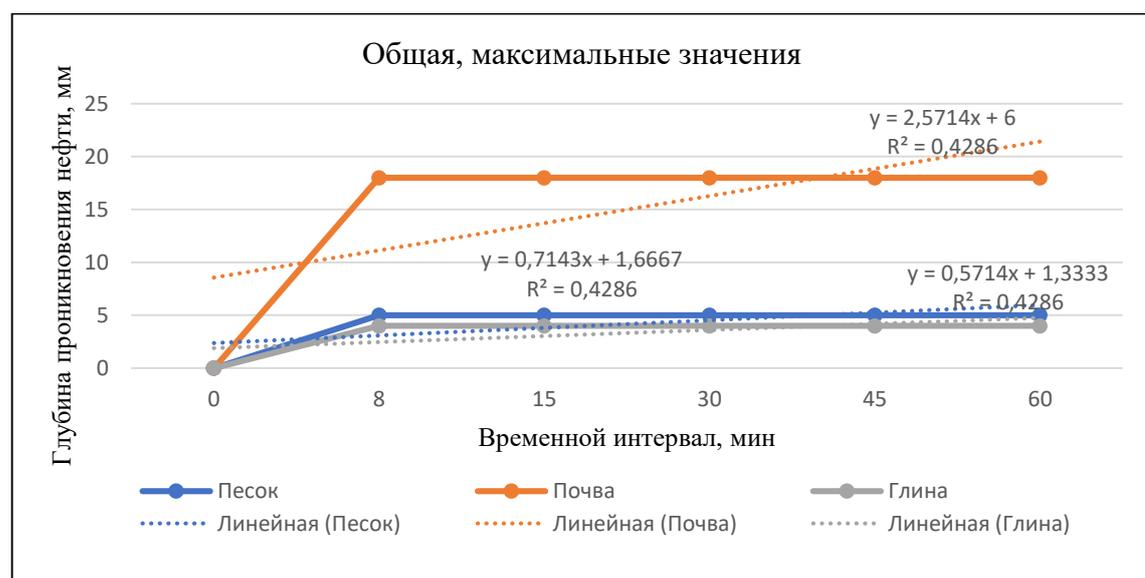
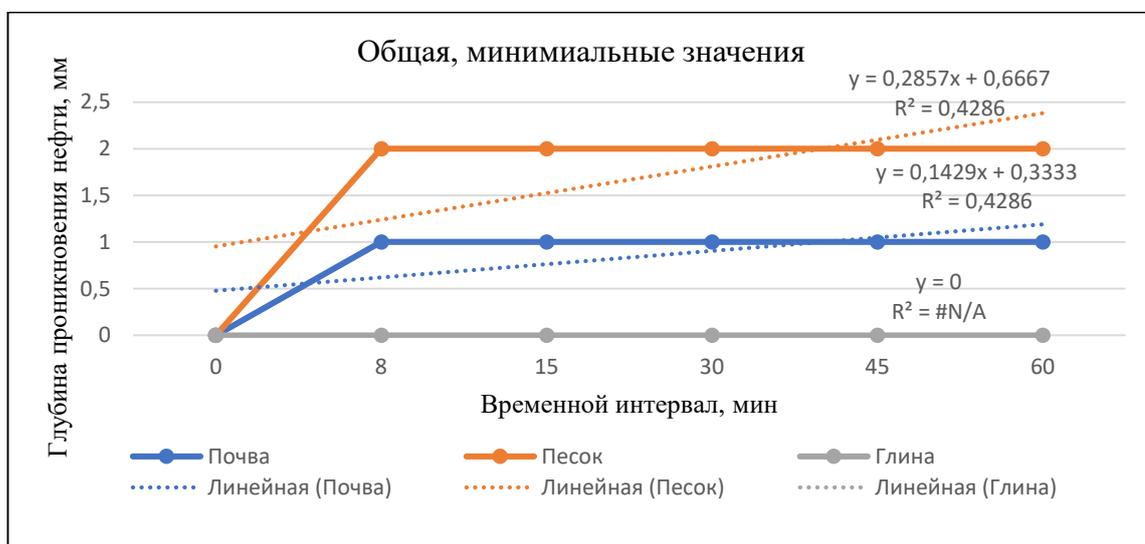


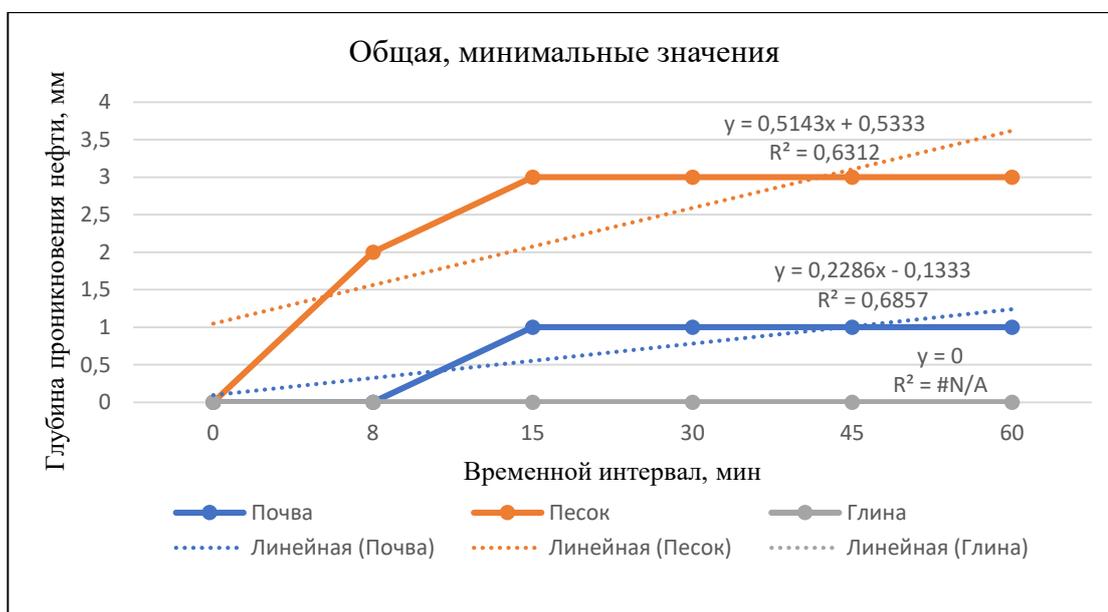
Рисунок 4.3.3 – Глубина проникновения нефти по итогам Опыта №2

*Вывод.* Проникновение нефти в грунт было обусловлено особенностями температурного режима в холодильной камере. В связи с тем, что температура разливаемой нефти в объеме 200мл. составляла 25<sup>0</sup>С, на первом отрезке было зафиксировано проникновение легких фракций нефти. Для почвы максимальный показатель составил – 18мм, минимальный – 1 мм; для песка максимальный – 5мм, минимальный – 2мм; в случае глины максимальный составил – 4мм, минимальный – 0мм. По истечению 8 минут вплоть до конца исследуемого периода проникновение нефти в грунт не было зафиксировано, и осталось на прежнем уровне. На данное явление повлияло температурная разница на границе “грунт-нефть”. Учитывая высокое содержание парафина (см. главу 4.1), при контакте с пробой грунта нефть начала застывать. В свою очередь, зафиксированное максимальное проникновение нефти в почву (проба №2) на уровне 18мм, произошло в следствии ряда факторов, описанных выше.

Ориентировочный объем остаточной нефти в пробах грунта, прошедшей процесс фильтрации ( $V_{\phi}$ , мл) во всех трёх случаях не превышает 10мл.

*Опыт №3.* Климатические параметры: температура окружающей среды в пределах 9 – 10 <sup>0</sup>С, - влагосодержание в пробах грунта: для почвы - 15,28%, для глины – 16,32%, и соответственно для песка 14,25%.

В результате проведенного опыта получены весьма интересные данные (рисунок 4.3.4).



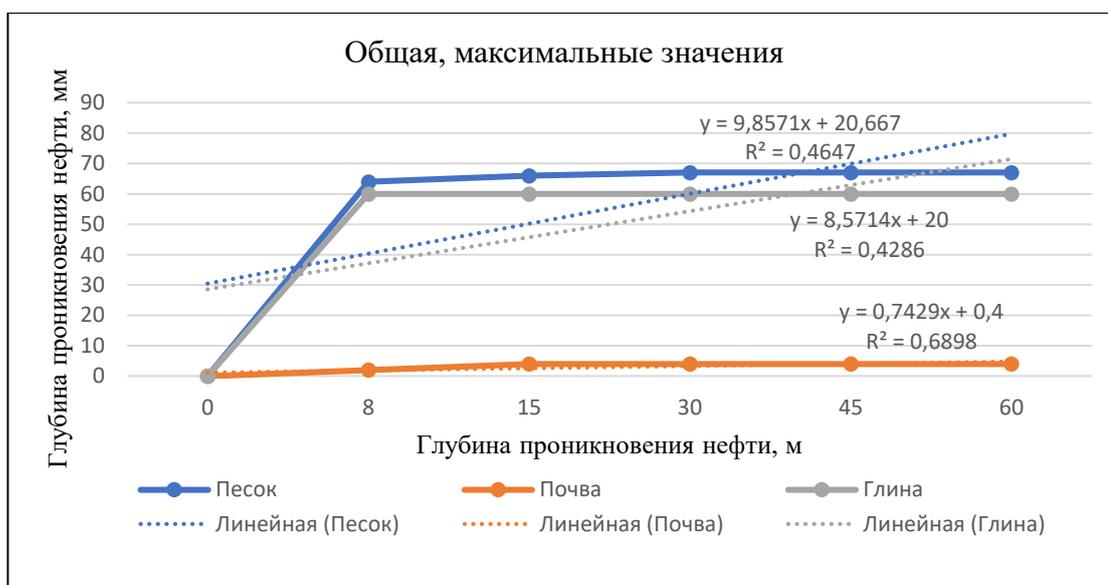


Рисунок 4.3.4 - Глубина проникновения нефти по итогам Опыта №3

*Вывод.* В связи с заданными климатическими параметрами, в частности показателем влагосодержания, пробы грунта дали “усадку”. Также в добавок к этому, в стаканах с пробами грунта образовалось большое поровое пространство на границе “стекло-грунт”. Данное обстоятельство оказали существенную роль на итоговые результаты. При разливе нефти в пробы грунта, в случае песка и глины, наблюдалось мгновенное проникновение нефти вдоль стенок измерительного стакана. Так, на конец 15-ти минутного периода проникновение нефти в пробы: с песком составило максимальное значение – 66мм, минимальное – 3мм; с глиной, максимальное – 62мм., минимальное – 0мм. В свою очередь, в следствии того что проба с почвой была подвержена механическому воздействию – утрамбовки, она практически не дала “усадку” и не позволила образоваться крупному пространству между грунтом и стенкой стакана. Проникновение нефти в почву было зафиксировано на уровне 4 мм (максимальное), минимальное – 1мм.

По истечению 15 минут, как и в случае с опытом №2, нефть начала сгущаться и застывать (рисунок 4.3.5).



Рисунок 4.3.5 – Застывание нефти в пробах грунта

Ориентировочный объем остаточной нефти в пробах грунта, прошедшей процесс фильтрации ( $V_{\phi}$ , мл) по итогам проведенного опыта под номер 3, во всех трёх случаях не превышает 15мл.

*Опыт №4.* Климатические параметры: температура окружающей среды в пределах 9 – 10 °С, - влагосодержание в пробах грунта не более 0,1%.

Ниже представлены результаты проведенного опыта (рисунок 4.3.6)

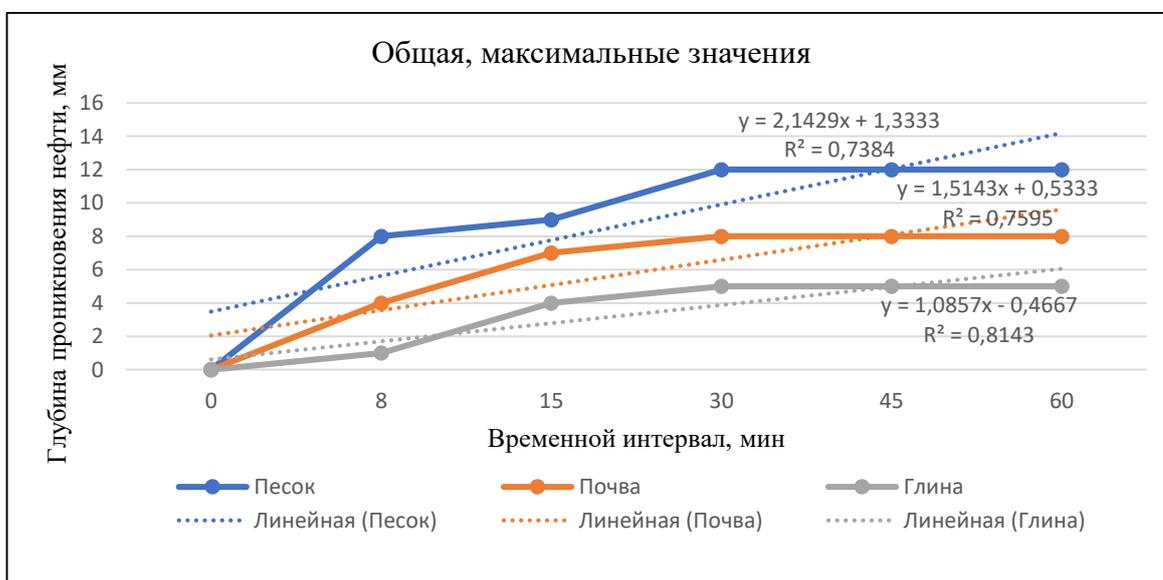
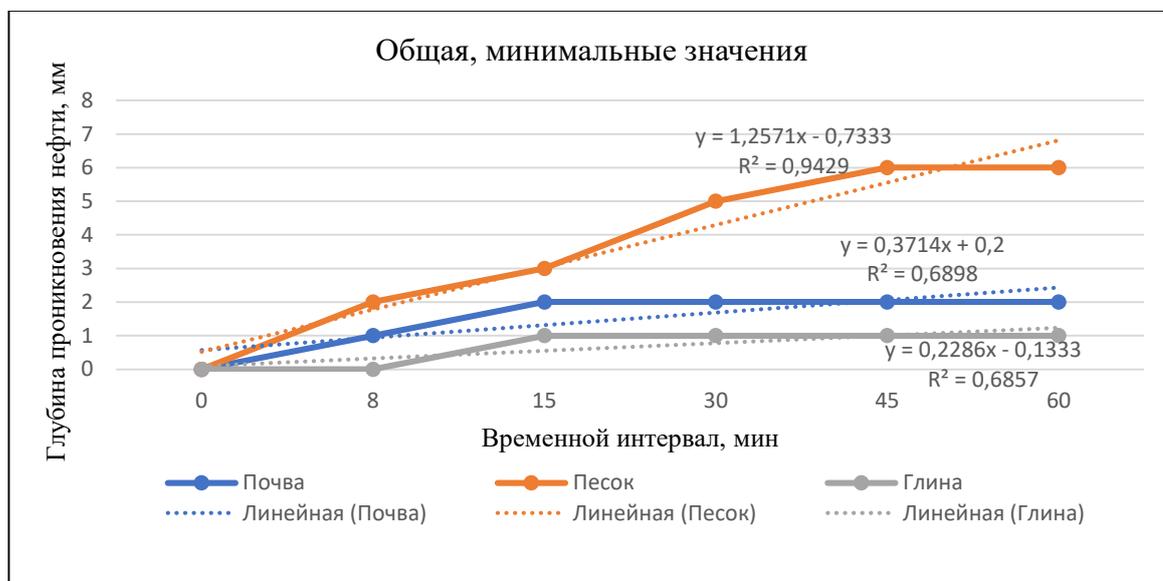


Рисунок 4.3.6 - Глубина проникновения нефти по итогам Опыта №4

**Вывод.** Проведенный опыт характеризовался постепенным проникновением нефти во все пробы грунта до временного промежутка в 30 минут. Далее, как и в предыдущих опытах, отмечалось застывание нефти, т.к. температура окружающей среды составляла 9-10°С. По истечению 30 минут, процесс проникновения нефти был изрядно замедлен. В итоге показатель проникновения нефти составил: в случае песка, максимальное значение – 12мм, минимальное – 6 мм; в случае почвы, максимальное значение – 8мм,

минимальное – 2 мм; в случае глины, максимальное – 5 мм, минимальное – 1мм.

Ориентировочный объем остаточной нефти в пробах грунта, прошедшей процесс фильтрации ( $V_{\phi}$ , мл) составил для песка – не более 25мл (3,3мм), для почвы – не более 20 мл (2,2мм), для глины – не более 15 мл (1,8мм).

*Опыт №5.* Климатические параметры: температура окружающей среды в пределах 24,0 – 24,2<sup>0</sup>С, влагосодержание в пробах грунта в пределах 3-5%.

Ниже представлены результаты проведенного опыта (рисунок 4.3.7)

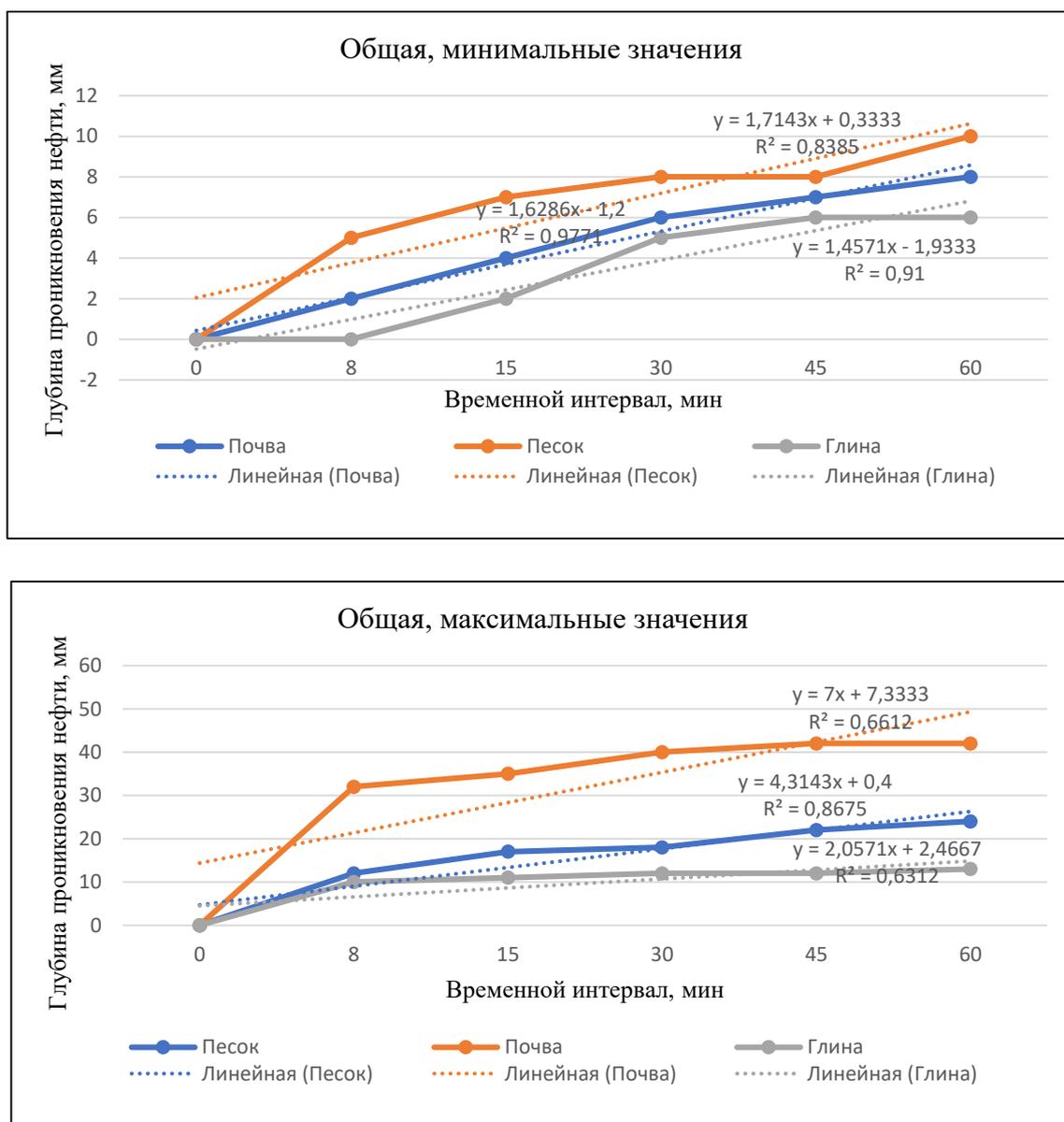


Рисунок 4.3.7 - Глубина проникновения нефти по итогам Опыта №5

**Вывод.** Проведенный опыт характеризовался постепенным проникновением нефти во все пробы грунта вплоть до окончания исследуемого периода. В итоге показатель проникновения нефти составил: в случае песка, максимальное значение – 24мм, минимальное – 6 мм; в случае почвы, максимальное значение – 8мм, минимальное – 2 мм; в случае глины, максимальное – 5 мм, минимальное – 1мм.

Ориентировочный объем остаточной нефти в пробах грунта, прошедшей процесс фильтрации ( $V_f$ , мл) составил для песка – не более 45мл (4,5мм), для почвы – не более 28 мл (3мм), для глины – не более 20 мл (2,5мм).

#### **Выводы по 4 разделу**

1. По результатам проведенного эксперимента выявлена особенность и зависимость глубины проникновения нефти в почву, грунт от ряда задаваемых переменных климатических характеристик.

2. Ключевое значение на процесс проникновения нефти в исследуемую среду оказывает температурный режим разлива нефти, так при показателе температуры окружающей среды выше температуры застывания нефти на уровне  $+24,3^{\circ}\text{C}$  проникновения во все три пробы грунта характеризовалась большой скоростью проникновения, низкой адсорбцией нефти, наряду с этим была установлена линейная зависимость. В свою очередь при проведении эксперимента с низким температурным режимом на уровне  $+4^{\circ}\text{C}$  проникновения нефти наблюдалось только в первые минуты после разлива, преимущественно легкими фракциями. По окончании 8 минутного отрезка последующее проникновение не наблюдалось, нефть застыла.

3. Ориентировочный объем нефти, прошедшей процесс фильтрации (находящейся в почве, грунте), при высоком температурном режиме ( $+24,3^{\circ}\text{C}$ ) для песка составил 113,4 мл, для почвы – 24,8 мл, для глины – 10,6 мл. При низком температурном режиме ( $+4^{\circ}\text{C}$ ) данный показатель во всех трех случаях не превышал значения 10мл.

4. Помимо температурного режима разлива нефти, проникновение нефти в почву, грунт зависит от показателя влагосодержания. Такая характеристика грунта как влагоемкость в целом определяют условия и особенности данного проникновения. При высоких показателях влагосодержания, и следствием в появлении на поверхности почвы трещин, впадин, оврагов нефть практически мгновенно заполняет имеющиеся пустоты. В случае “сухой” почвы исследуемый процесс проходит намного интенсивней, в виду наличия большого количества пустот в порах грунта.

5. Ориентировочный объем нефти, прошедшей процесс фильтрации (находящейся в почве, грунте), при высоком влагосодержании ( $14,25 \div 16,32\%$ ) во всех трех случаях не превышал 15мл. При малом влагосодержании ( $<0,1\%$ ) данный показатель для песка составил – не более 25мл, для почвы и глины не более 20мл.

6. В зависимости от видового состава почвы, грунта, и его основных характеристик (коэффициент фильтрации, пористость) значительно отличается скорость и глубина проникновения нефти. Наибольшая скорость глубина проникновения была зафиксирована в пробах грунта с песком, наименьшая – с глиной. Данное обстоятельство было экспериментально подтверждено и доказано.

## **5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЧВЫ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ**

### **5.1 Анализ мероприятий, направленных на предотвращение и минимизацию негативного воздействия на почвы и земельные ресурсы**

Строгое выполнение мероприятий по охране почв и земельных ресурсов может существенно ограничить негативные экологические последствия, вызванные загрязнением данного компонента окружающей среды.

Комплекс технических решений по защите земельных ресурсов от загрязнения, истощения и минимизации последствий при проведении геологоразведочных работ включает в себя:

- бетонирование площадок на устьях скважин;
- применение безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора;
- обустройство промышленных площадок защитными канавами и обваловка;
- сбор, временное хранение отходов производства и потребления в строго отведенных местах;
- бетонирование площадки, устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ, терминал склада реагентов для буровых растворов и стоянки автотранспорта;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировку производить в закрытой таре, хранение в специальном помещении с гидроизолированным полом;
- буровой раствор готовить в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранить буровой раствор в металлических емкостях. После окончания бурения, оставшийся в металлических емкостях буровой раствор использовать на других буровых;
- циркуляция бурового раствора осуществлять по замкнутой системе: скважина → блок очистки (вибросито, центрифуга) → металлические емкости → скважина (насосами);
- выбуренную породу (шлам) на блоке очистки (вибросито, центрифуга) будут отделять от бурового раствора и сбрасывать в передвижной шламоприемник;
- осуществлять подачу ГСМ на буровую по герметичным топливо- и маслопроводам;
- герметизированный сбор углеводородов, полученных при эксплуатации скважины;
- хранение в герметизированных емкостях на специально оборудованной площадке;
- бурение скважин должно осуществляться строго безамбарным методом;

- проведение своевременного технического осмотра и планово-предупредительных работ в системе сбора и подготовки скважинной продукции, во избежание возникновения аварийных ситуаций, связанных с разрывом трубопровода, остановкой технологического оборудования и др.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв - от деградации и необоснованного разрушения.

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должны быть проведены техническая и биологическая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение просветительской работы по охране почв;

Неукоснительное выполнение выше представленных мер в должной мере обеспечит охрану почвы и земельных ресурсов от загрязнения, разрушения и истощения.

## **5.2 Анализ существующих методов и средств утилизации замазученного грунта**

В результате производственной деятельности при добыче, транспортировки и переработке нефти, наблюдается неизбежное возникновение аварийных ситуаций, связанные с разливом нефти и нефтепродуктов.

Следствием чего, после очистки площадей территорий промысла от аварийных разливов нефти вдоль осевых, сточных коллекторов, при сборе и транспортировке нефтепродуктов, при бурении скважин, при проведении подземного ремонта скважин (ПРК) и капитального ремонта скважин (КРС) образуется опасный вид отхода - замазученный грунт, или по другим источникам - грунт, пропитанный нефтепродуктами.

В соответствии с Классификатором отходов [44] и положениями Базельской конвенции о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов данный вид отхода относится к Янтарному списку с установленным кодом "АЕ020". В условиях образования химически неактивен, пожароопасен. Обычно собирается и в последующем размещается в отдельных емкостях (бочках, цистернах).

Проблема утилизации замазученного грунта в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности до сих пор полностью не решена. Это связано с высокой устойчивостью нефтяных эмульсий, особенностями их состава и свойств, постоянно изменяющихся под воздействием атмосферы и различных процессов, протекающих в них.

Существующие методы очистки грунтов от загрязнения нефтепродуктами (физические, физико-химические, химические, биологические и др.) формируют два принципиально различных технологических подхода. Первый - собственно очистка, - предусматривает непосредственное удаление загрязняющих веществ из геологической среды. Второй подход основан на подавлении активности контаминанта (детоксикации), например, путем его нейтрализации, разложения (деструкции), связывания, локализации и т.д. Выбор утилизации, в основном, зависит от состава и происхождения данного вида отхода.

Ниже представлен анализ наиболее известных способов переработки замазученных грунтов и отдельные виды технологий.

#### *Микробиологические технологии.*

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

Технологии биоочистки применяются как непосредственно на участке разлива нефти (in-situ), так и с соответствующим сбором и транспортировкой на специально оборудованные площадки (ex-situ).

В основе технологии биологической очистки лежит применение специальных микроорганизмов - деструкторов нефти и нефтепродуктов. Технология предполагает подготовку участков размещения загрязненных отходов, проведение агротехнических мероприятий, рыхление грунта, внесение удобрений, активированных микроорганизмов, поливов. В процессе очистки проводится систематический контроль за снижением загрязнения, повторные обработки и поливы участков. Удаление основной массы загрязнений происходит в течение одного вегетационного периода. Нефтеокисляющая активность изученных штаммов колеблется в диапазоне от 55 до 95 %.

В настоящее время возможны два подхода к очистке от нефтезагрязнений: биоразложение на месте и в биореакторах. В первом случае микроорганизмы, предварительно наработанные в ферментаторах, вносят непосредственно в места загрязнения в количестве, достаточном для обеспечения высокой скорости разложения загрязнения, во втором - замасоченные почвогрунты перевозят на специально оборудованные площадки, где и происходит их обезвреживание и биоочистка

Преимуществами технологий являются:

- «мягкость» (безвредность для окружающей среды), поскольку технологии основаны на естественных процессах самовосстановления и самоочищения природной среды;
- высокая эффективность при низких концентрациях нефтепродуктов в грунте;
- минимизация затрат на строительство, техническое оснащение площадок рекультивации и транспортировку отходов;
- безотходность при минимальных затратах; незаменимость биотехнологий при очистке почв с высокой адсорбирующей способностью (использование биопрепаратов нефтеокисляющего действия остается единственным средством борьбы с нефтяным загрязнением).

К недостаткам технологии относятся:

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

*Низкотемпературная термическая десорбция.*

Тепловая десорбция является проверенной технологией, используемой для обработки материалов, сильно загрязненных нефтепродуктами. В данной технологии загрязненные почвогрунты или нефтешламы подающим модулем (при необходимости через центрифугу) направляются во вращающуюся печь изотермической десорбции нефтепродуктов. В печи имеются две зоны: зона нагрева и испарения, где происходит нагрев сырья и подаваемой воды, испарение воды и большей части нефтепродуктов, и зона десорбции, в которой при заданной температуре 400-500°C (в зависимости от типа сырья)

происходит более полное удаление нефтепродуктов. Нагрев печи осуществляется топочными газами (температурой 700-800°C), подаваемыми в рубашку печи из горелочного устройства.

Преимуществами технологии являются:

- возможность очищать замазученные почвы, грунты и кек; пониженные энергозатраты, обусловленные замкнутым технологическим циклом, в котором энергетические затраты восполняются за счет извлеченных в процессе переработки нефтепродуктов;
- дополнительное снижение энергозатрат, происходящее за счет относительно низких температур технологического процесса (300-450°C);
- наличие мобильных комплексов технологического оборудования высокой производительности;
- высокая надежность и ресурс технологического оборудования; высокая скорость очистки;
- возможность использования очищенных отходов в качестве инертного материала.

К недостаткам технологии относятся:

- большие расходы при эксплуатации технологических установок; сложные условия их инсталляции; сложность утилизации тепловой энергии,
- загрязнение атмосферы, негативное отношение экологических служб РК в связи с высоким выбросом газов в атмосферу.

*Термические методы*

В последние годы применяются следующие устройства для сжигания замазученного грунта и нефтешламов: вращающиеся барабанные печи, печи с кипящим слоем теплоносителя, в топке с использованием распылительных форсунок, в топке с барботажными горелками.

В настоящее время разработаны также такие методы термического обезвреживания, как:

- переработка твердых и полужидких отходов методом пиролиза с получением топливного газа низкой калорийности и смол;
- сухая термическая переработка нефтеотходов на органическую и минеральную части. В качестве теплоносителя используется пламя газовой горелки, максимальная температура в зоне нагрева 100-150°C. После газопламенного термического воздействия на нефтесодержащие отходы содержание нефти в грунте уменьшается с 70-80% до 15-20%.
- твердый остаток отходов применяют в качестве составляющего холодной асфальтобетонной смеси, а из органической части нефтешлама путем окисления можно получить строительный битум;
- метод термического обезвреживания нефтешламов в псевдооживленном слое катализатора.

Каталитическая реакция окисления нефтешламов протекает без образования пламени при сравнительно низких температурах (600-750°C), при которых подавляется образование оксидов азота, тогда как при пламенном сжигании нефтешламов образуются значительные количества вторичных загрязнителей атмосферы: оксиды азота и серы, оксид углерода, сажа.

В результате термического обезвреживания замазученного грунта и нефтешламов с помощью перечисленных устройств образуются отходы переработки такие, как шлак, зола и техногенный грунт которые могут быть использованы в качестве топлива, удобрения, в дорожном строительстве.

#### *Механические способы разделения шламов.*

В основе механических процессов очистки лежат перемешивание и физическое разделение.

В настоящее время наметилась четкая тенденция по отдельной переработке и утилизации эмульсионных и донных нефтешламов, а также замазученного грунта. Нефтешламы и твердые бытовые отходы НПЗ проходят соответствующую обработку, а затем утилизируются. Эмульсионные нефтешламы предварительно деэмульгируются на различных аппаратах.

Широкое распространение за рубежом по разделению нефтешламов получили фильтры, гидроциклоны, центрифуги и сепараторы.

#### *Переработка с использованием трехфазных сепараторов.*

Данная технология предполагает разделение нефтешламов и замазученного грунта на водную, нефтяную и твердую фазы с использованием трехфазных сепараторов. Она применяется в основном при очистке шламонакопителей, нефтепродуктовое загрязнение которых характеризуется значительным содержанием воды, что позволяет перекачивать нефтешлам в центрифугу в жидком состоянии и перерабатывать его.

Преимуществами технологии являются:

- возможность ее применения в случае загрязнения грунтов тяжелыми фракциями углеводородов;
- возможность проведения работ по очистке *in-situ*, что существенно снижает затраты на транспортировку отходов.

К недостаткам технологии относятся:

- необходимость использования воды в технологическом цикле.

#### *Технология стабилизации.*

Главной целью метода стабилизации (отверждения) является устойчивое снижение мобильности токсических веществ, содержащихся в перерабатываемых отходах. Данный метод основан на изменении физических и (или) химических свойств отходов при взаимодействии со стабилизирующими присадками, в качестве которых, как правило, используются гидравлические вяжущие вещества на базе цемента и извести, зола и бентониты. Стабилизированный отход размещается на специализированных полигонах или используется в хозяйственных целях (например, для рекультивации).

Преимуществами технологии являются: дешевизна и быстрота;

- возможность обработки грунтов *in-situ*, что исключает транспортные расходы.

К недостаткам технологии относятся:

- невозможность устранить загрязнение, которое только переводится в другую матрицу (более стабильную с точки зрения экстрагирования);
- увеличение объема стабилизированного отхода по сравнению с первоначальным объемом отхода (минимум на 30%).

*Откачка порового воздуха.*

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

Преимуществами технологии являются: дешевизна и быстрота;

- возможность проведения очистки *in-situ*, что исключает транспортные расходы.

К недостаткам технологии относятся:

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

*Химическое окисление.*

Принцип метода заключается в химическом преобразовании токсичных загрязняющих веществ, содержащихся в грунте, в нетоксичные посредством взаимодействия с окисляющим реагентом. В качестве окисляющего реагента используются: озон, перекись водорода, хлорная известь и т.п.

Преимуществами технологии являются: дешевизна и быстрота;

- возможность проведения работ *in-situ*, что исключает транспортные расходы.

К недостаткам технологии относятся:

- увеличение стоимости за счет роста потребления окислительного реагента в случае
- высокого содержания органических веществ (например, гумусовых) в загрязненном грунте;
- использование химических веществ и необходимость применения дополнительных мер безопасности.

*Биологические методы очистки - Фиторемедиация.*

Другим относительно «молодым» направлением, уже показавшим свою перспективность и имеющим очень большой потенциал для развития, является очистка углеводородного загрязнения с помощью растений. Преимуществами технологии являются: экономическая эффективность; экологичность; эстетичность; простота в применении. К недостаткам технологии относятся:

длительное время санации; риск миграции загрязнения; зависимость от климатических условий.

*Отмыв шлама водой.*

Этот метод применим для промышленных шламов, т.к. шламы нефтепереработки представляют собой устойчивость, эмульсию из-за присутствия ПАВ-9 как природных, так и синтетических, применяемых в нефтепереработке. Можно использовать аналогичную технологию для отмыва не водой, а раствором ПАВ. Вода с ПАВ, после отмыва грунта, содержащая углеводороды, может использоваться в технологических целях: для приготовления растворов, как жидкость предотвращения АСПО (асфальто-смолистые и парафиновые отложения), в качестве тампонажных составов, жидкостей для глушения скважин.

Для переработки и утилизации замазученного грунта и нефтешламов применяют и химические реагенты. Так, например, для очистки нефтяных резервуаров используют промывку струями органического растворителя при температуре не менее 60 градусов С. В качестве органического растворителя используют смесь а - олефинов, получаемую термодеструкцией из полиэтиленовых отходов.

В качестве растворителей для диспергирования нефтешламов и замазученного грунта перед фильтрацией и отстаиванием можно применять также низкокипящие парафиновые углеводороды, например, н-гексан, широкую фракцию легких углеводородов, газовый конденсат и др.

Из приведенного обзора видно, что на современном этапе развития науки и техники получили широкое распространение самые различные технологии переработки замазученных грунтов. В этом разделе приведены лишь общие характеристики методов переработки замазученных грунтов.

### **5.3 Рекомендации по выбору наиболее рентабельной техники и технологии утилизации замазученного грунта**

Согласно проведенным исследованиям группой специалистов на сегодняшний день существует множество опробованных и реализованных проектов, направленных на ликвидацию и утилизацию замазученных грунтов [45].

В целом технологии классифицируются по ряду параметров и характеристик. К числу их следует отнести классификацию по категориям *in-situ* и *ex-situ*.

Технологии *ex situ* используются для обработки загрязненной почвы, предварительно удаленной с поверхности выделенного участка земли. Применение таких технологий требует низкой стоимости процессов экскавации почвы, ее транспортировки и целесообразного объема транспортируемых материалов. Следует иметь в виду, что экскавация земель может вызвать искажение морфологической структуры обрабатываемого участка и нарушения течения как поверхностных, так и подземных вод. Кроме того, во время транспортировки загрязненных материалов персонал,

вовлеченный в работу, может быть подвержен воздействию загрязняющих веществ.

Тем не менее, изоляция и обработка загрязненных материалов вне участка позволяют применять более сложные приемы обработки, которые могут быть более эффективными и быстродействующими, а также более безопасными для грунтовых вод, животного и растительного мира, местных жителей.

Технологии *in situ* имеют преимущества вследствие непосредственного применения их на месте загрязнения. Это снижает риск воздействия загрязняющих веществ на человека и окружающую среду во время извлечения, транспортировки и восстановления загрязненных участков почв, что в свою очередь обеспечивает экономию средств. Основным недостатком данных технологий является гетерогенная природа субстрата участков восстановления, как с геологической точки зрения, так и с точки зрения распространения загрязнения. Выбор и применение технологий *in situ* могут быть сделаны только на основании полученных данных о качестве обрабатываемой поверхности почвы. Кроме того, может потребоваться специализированная очистка загрязненной зоны, а наличие преференциальных потоков воздуха и воды может привести к неадекватной обработке рассматриваемого участка. При неблагоприятных окружающих условиях могут также возникнуть сложности по отношению к устойчивым загрязняющим веществам.

По результатам проведенного исследования по выбору наиболее рентабельной техники и технологии утилизации замазученных грунтов удалось выделить два перспективных направления. Первое направление основано на методе термического обезвреживания отходов, второе направление представлено более экологичным процессом – отмывка грунта с самоочищающимся моющим средством “О-БИС” и биопрепаратом “Ленойл”.

Данные два направления принципиально отличаются друг от друга по ряду факторов и параметров (таблица 5.3.1).

Таблица 5.3.1 – Сравнительная характеристика установок по очистке грунта

Условный параметр	Качественные и количественные показатели	
	1	3
1. Наименование технологических установок или технологии	1. Мобильный комплекс по очистке замазученных грунтов, KASC – 30 – М, производство Финляндия, 2. Установка для утилизации замазученных грунтов, УЗГ – 1М, производство Россия.	1. Установка очистки грунта от нефтепродуктов (замазученный грунт, отработанные масла, нефтяной и буровой шлам и исторические загрязнения), <u>УОГН – 7, производство Республики Казахстан (ожидается).</u>
2. Назначение	Утилизация (уничтожение нефтепродуктов) замазученных грунтов	Утилизация нефтепродуктов в почве.
3. Методы очистки	Термическое обезвреживание отходов	Отмывка грунта с самоочищающимся моющим средством и биопрепаратом.

Продолжение Таблицы 5.3.1

1	2	3
4. Температура рабочего агента	900 °С и выше	80 °С (55 °С)
5. Производительность	30 т/час * (Финляндия), 4 т/час ** (Россия).	7 т/час
6. Особые условия при проведения технологических операций	1. Среднее содержание нефтепродуктов в очищаемом замазученном грунте – до 5%. 2. Требуется предварительная подготовка грунта. 3. Не допускается отходы с большим содержанием легкофракционных нефтепродуктов (бензины, растворители...)	1. Ограничение не имеет.  2. Не требуется.  3. Допускается.
7. Концентрация углеводорода в почве после очистки	100 – 2000 мг/кг	Менее 100 мг/кг
8. Срок службы	Не более 1 года	Не менее 5 лет
9. Количество потребляемой воды	33 тонны	До 5 тонн
10. Количество потребляемого газа или дизельного топлива (11 часовой рабочей смене)	При непрерывной подаче дизельного топлива – 8 250 кг, а с учетом дополнительного окисления горючих отходов находящихся в замазученном грунте, возможно, уменьшится на 2 – 4 раза, где-то по минимуму 2 500 кг.	Газа – 800 м3, или нефти и нефтяной эмульсии - 700 кг.
11. Ожидаемые экологические, экономические и технологические результаты:	1. Создается парниковой эффект, при термическом уничтожении нефтепродуктов (нефтеотходов) 2. Отрицательно действует на здоровья окружающих. 3. Принцип ресурсосбережение не соблюдается. 4. В очищенном грунте погибает микрофлора. 5. Трудоемкость искусственно увеличивается (до 10 раз и более, необходимость автотранспорта увеличивается на 2-3 раза). 6. Большие эксплуатационные расходы. 7. Нет возможности использование нефтепродуктов после сжигание замазученных грунтов	1. Не создается.  2. Не действует.  3. Соблюдается.  4. Микрофлора остается живым.  5. Не увеличивается.  6. Ограниченные эксплуатационные расходы.  7. Нефтепродукты возвращается в оборот.
12. Стоимости оборудования.	450 млн. тенге (KASC-30-M). 25 млн. тенге (УЗГ-1М)	50 млн. тенге (себестоимость ориентировочная)
13. Стоимость очистки одной тонны замазученного грунта, с учетом эксплуатационного расхода.	Более 30 000 тенге, при 5 % углеводородов в замазученном грунте	<u>3 451 т.</u> Учитывая стоимость полученного нефтепродукта после очистки замазученного грунта (с 10 % загрязнением) и всего расхода Установки... за месяц получается одинаковые – 5,5 млн. тенге, эти суммы взаимопогашается и приравнивается к нулю.

В результате сравнительного анализа двух предложенных методов очистки следует вывод о том, что наиболее рентабельной с точки зрения экономических и экологических факторов является установка очистки грунта от нефтепродуктов “УОГН-7” местного отечественного производства.

Основными преимуществами эксплуатации данной установки является ее экологичность (отсутствие парникового эффекта), возможность применения продуктов очистки (нефть, грунт), низкий уровень концентрации нефтепродуктов после очистки, сравнительно низкие капитальные затраты и прочие показатели.

### **Выводы по 5 разделу:**

1. Строгое выполнение комплекса технических решений по защите земельных ресурсов от загрязнения, истощения и минимизации последствий при проведении геологоразведочных работ может существенно ограничить негативные экологические последствия, вызванные загрязнением данного компонента окружающей среды.

2. После очистки площадей территорий промысла от аварийных разливов нефти вдоль осевых, сточных коллекторов, при сборе и транспортировке нефтепродуктов, при бурении скважин, при ПРК и КРС образуется опасный вид отхода - замазученный грунт, или по другим источникам - грунт, пропитанный нефтепродуктами.

3. Данный вид отхода относится к Янтарному списку с установленным кодом “АЕ020”. В условиях образования химически неактивен, пожароопасен. Обычно собирается и в последующем размещается в отдельных емкостях (бочках, цистернах).

4. Проблема утилизации замазученного грунта в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности до сих пор полностью не решена. Это связано с высокой устойчивостью нефтяных эмульсий, особенностями их состава и свойств, постоянно изменяющихся под воздействием атмосферы и различных процессов, протекающих в них.

5. В результате проведенного анализа, имеющихся на сегодняшний день, методов и средств утилизации замазученного грунта выделено 10 наиболее известных способов переработки замазученных грунтов и отдельных видов технологий.

6. Из множества техник и технологий по утилизации исследуемого отхода рассмотрены два наиболее рентабельных метода, с соответствующими технологическими установками: KASC-30-M и УЗГ-1М относящиеся к термическому методу утилизации, и УОГН-7 с применением поэтапной очистки самоочищающимся моющим средством и биопрепаратом.

7. В результате наиболее рентабельным с экономической и экологической точки зрения определена установка УОГН-7 отечественного производства.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленными целями и задачами, в диссертации поэтапно были рассмотрены и определены ключевые экологические аспекты воздействия разработки нефтегазового месторождения на почвы и земельные ресурсы.

Проведенная в первом разделе аналитическая работа позволила выявить ряд проблем в рассматриваемой области, оценить существующий и перспективный уровень развития нефтегазовой отрасли, а также определить экологическое состояние земельных ресурсов страны.

К числу проблем следует отнести низкий уровень нормативно-правового обеспечения в области охраны и рационального использования земель. Отсутствие ряда нормативов качества окружающей среды, представленных показателями предельно-допустимых концентраций для многих химических веществ, создает опасность для окружающей среды и здоровья человека. Отсутствие нормирования данных показателей со стороны государства оставляет без должного внимания деятельность многих предприятий, в чьих загрязнениях присутствует не нормированное загрязняющее вещество.

Нефтегазовая отрасль наиболее интенсивно развивающаяся отрасль в республике. Только за период 1991-2015гг. добыча нефти увеличилась втрое с 26,6 до 79,3 млн.т. Но как известно с ростом добычи нефти и газа закономерно ухудшается и состояние окружающей среды. Только на сегодняшний день, общая площадь земель подверженной водной и ветровой эрозиям составляет порядка 29 118,1 тыс. га или 13,1 % к общей площади с/х угодий. К категории нарушенных земель отнесена площадь размером 244,8 тыс. га. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами отмечается на площади более чем в 1,5 млн. га. Большая доля загрязнения почв и окружающей среды приходится на нефтегазодобывающие области.

Разработка нефтегазового месторождения представляет собой поэтапный процесс поиска, оценки, подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа. Следующим этапом является пробная эксплуатация месторождения, проводимая с целью оценки добывных возможностей продуктивных горизонтов месторождения и последующим переходом, возможно, на промышленную добычу нефти и газа.

Проводимые за этот период геологоразведочные работы наносят зачастую непоправимый вред почвам и земельным ресурсам прилегающих территорий. Только за период 1992-2016гг. на исследуемом месторождении было осуществлено строительство 29 скважин, добыто порядка 131,636 тыс.т нефти и 16,081 млн.м<sup>3</sup> попутного, растворенного в нефти газа.

В целом в большинстве случаях, строительство скважин осуществляется с сопутствующим загрязнением почв и земельных ресурсов конкретного месторождения. Воздействие представлено либо прямыми, в случае разлива нефти и нефтепродуктов, строительства площадок, движения автотранспорта, а также проникновения тяжёлых металлов, токсичных веществ в следствии не

должного обращения с отходами, либо косвенными загрязнениями, через сопредельные среды (атмосферный воздух, водные ресурсы).

В результате проведенных исследований выявлено, что наибольшую опасность для почв и земельных ресурсов, при проведении геологоразведочных работ представляют разливы нефти и нефтепродуктов, в следствие возникновения аварийных ситуаций, связанных с нарушением герметичности внутрипромысловой системы сбора и подготовки продукции, с проведением работ по бурению, капитальному ремонту скважин, с ошибками производственного персонала и др.

Проведенные теоретические расчеты в третьем разделе показывают, что в случае разлива нефти на почвы исследуемого месторождения, по массе 500 кг на площадь 10 м<sup>2</sup> при температуре +20÷50<sup>0</sup>С масса адсорбированной нефти составит 124,98÷1639,20 кг. Большое значение на данный показатель оказывает вязкость и плотность нефти. В зависимости от вязкости нефти в пределах 7,6÷37,53 кг/(м·с) максимальная глубина проникновения может находиться в пределах от 0,16 до 4,68 метров.

Таким образом, проведенный анализ степени и величины загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами позволит недропользователю планировать свою производственную деятельность с учетом возникновения возможных аварийных ситуаций (экологических рисков), связанных с разливом нефти.

В соответствии с поставленными целями и задачами, в разделе 4 настоящей диссертации, были проведены экспериментальные исследования зависимости глубины проникновения нефти от задаваемых и переменных параметров. Анализируя полученные результаты эксперимента возникает бесспорный вывод: скорость и глубина проникновения нефти в тот или иной грунт зависит преимущественно от температурного режима разлива нефти, и вторым по значимости является показатель влагосодержания в почве.

В случае если температурный режим разлива нефти намного превышает температуру застывания нефти процесс проникновения будет характеризоваться высокой скоростью проникновения, низкой адсорбцией нефти почвой, грунтом и линейной зависимостью. В иных случаях (температурный режим меньше температуры застывания) процесс проникновения в первое время после разлива будет изрядно замедленным, а в конечном счете итогом нефть образует на поверхности почвы, грунта относительно твердое покрытие. Незначительное проникновение нефти, в начальное время после разлива, происходит за счет высокой температуры самой нефти на устье скважины (+25<sup>0</sup>С) или в трубопроводе, коллекторе (в районе +70<sup>0</sup>С).

Повышенного влагосодержания в почве, грунте ухудшает процесс фильтрации, что положительно сказывается на глубине проникновения нефти. Имеющееся поровое пространство между зернами грунта заполняется капиллярной водой и по мере заполнения данного пространства почва, грунт становится более влагонасыщенной и соответственно менее влагоёмкостью. При высоких показателях влагосодержания, и следствием в появлении на

поверхности почвы, грунта даже небольших по размеру трещин, впадин, оврагов нефть практически мгновенно заполняет имеющиеся пустоты.

В обратных случаях, когда грунт следует считать относительно сухим, проникновение нефти и соответственно загрязнение почвы, грунта будет происходить сравнительно интенсивнее нежели в вышеописанном случае.

Следует считать, что наиболее неблагоприятная ситуация с разливом нефти возникнет при таких климатических параметрах как: высокая температура окружающей среды и низкое влагосодержание почвы, грунта.

После очистки площадей территорий промысла от аварийных разливов нефти образуется опасный вид отхода - замазученный грунт, или по другим источникам - грунт, пропитанный нефтепродуктами. Данный вид отхода относится к Янтарному списку с установленным кодом "АЕ020". В условиях образования химически неактивен, пожароопасен. Обычно собирается и в последующем размещается в отдельных емкостях (бочках, цистернах).

Проблема утилизации замазученного грунта в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности до сих пор полностью не решена. Это связано с высокой устойчивостью нефтяных эмульсий, особенностями их состава и свойств, постоянно изменяющихся под воздействием атмосферы и различных процессов, протекающих в них.

В результате проведенного анализа, представленного в пятом разделе, имеющихся на сегодняшний день, методов и средств утилизации замазученного грунта выделено 10 наиболее известных способов переработки замазученных грунтов и отдельных видов технологий.

Из множества техник и технологий по утилизации исследуемого отхода рассмотрены два наиболее рентабельных метода, с соответствующими технологическими установками: KASC-30-M и УЗГ-1М относящиеся к термическому методу утилизации, и УОГН-7 с применением поэтапной очистки самоочищающимся моющим средством и биопрепаратом.

В результате наиболее рентабельным с экономической и экологической точки зрения определена установка УОГН-7 отечественного производства. Основными преимуществами эксплуатации данной установки является ее экологичность (отсутствие парникового эффекта), возможность применения продуктов очистки (нефть, грунт), низкий уровень концентрации нефтепродуктов после очистки, сравнительно низкие капитальные затраты и прочие не менее значимые показатели.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Pachauri R.K., Meyer L.A. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the intergovernmental Panel on Climate Change. – Geneva: IPCC UN, 2014. - 151 pp.;
2. Газ Казахстана: разведка и добыча. - Нефтегазовая вертикаль №18, аналит. журн, Москва, 2012. – с. 70-73;
3. L. Montanarella, M. Badraoui, V. Chude et.al. Status of the World`s Soil Resources. – Rome: FAO UN, 2015. – 648pp.;
4. Геннадиев А.Н., Солнцева Н.П., Герасимова М.И. О принципах группировки и номенклатуры техногенно-измененных почв. – М: Почвоведение, 1992. – №2 – с. 49-60;
5. Акшолоаков У., Жолтаев Г.Ж., Карпеков К и др. Национальная нефтяная энциклопедия. Астана-Лондон, 1999, Т.1, - 669с.;
6. Недра, о которых забыли//Домнин С., Машаев А. – Эксперт Казахстан №7 (575), экспертно-аналит. журн., Алматы, 2017. – с. 15-16;
7. Сатиев Б.Т. Доклад о развитии геологической отрасли Республики Казахстан. – Алматы, 2016. – с. 3;
8. Социально-экономическое и производственное развитие Республики Казахстан// Комитет по статистике МНЭ РК, Астана, 2016. – 55 с.;
9. Соколов В.А. Нефть, М: Недра, 1970, 270с.;
10. Сериков Т.П., Оразбаев Б.Б. Технологические схемы переработки нефти и газа в Казахстане, М: Нефть и газ, ч.1,1993,118с.;
11. Справочник нефтепереработчика/ под. ред. Г.А. Листовкина, Е.Д. Радченко, М.Г. Рудина, Л: Химия, 1986, 648с.;
12. Киреев М.А., Надиров Н.К. Экологические проблемы нефтедобывающей отрасли Казахстана и пути их решения // Нефть и газ Казахстана, №4, 1998, с.132-138;
13. Изтелеуова М.Б. Очистка биосферы от нефтяных загрязнений//Нефть и газ Казахстана, №4, 1998, с. 138-141.;
14. Онгарбаев Е.К. Мансуров З.А. Пути переработки и использования отходов добычи и транспортировки нефти/ Научн.-технолог. развитие нефтегазового комплекса. Докл. перв.международ. науч. конференции. Алматы-Атырау, 2003, с. 344-349;
15. Hostettler F. et.al. Use of Geochemical Biomarkers in Bottom Sediment to Truck oil from a Spill. San-Francisko Bay, California// Marine pollution Bulliten. V. 24, №2. P.1020-1025;
16. Ganster D. Bonnevei N. Gillis C. Wenning R. Assessment of Chemical to Newark 1991// Ecotoxicology and environmental safety. 1993. V.25. №25, P. 639-744;
17. Московченко Д.В. Нефтегазодобыча и окружающая среда. Новосибирск: Наука, 1998, 584с.;
18. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М: 1993, 752с.;

19. Долгосрочная стратегия “ Казахстан 2030” – раздел: Экология и природные ресурсы, Алматы, 1997, 20с.;
20. Ступин Д.Ю. Загрязнение почв и новейшие технологии их восстановления//Учебное пособие. – СПб: Лань,2009. – 432с.;
21. Сводной отчет о состоянии земельных ресурсов Республики Казахстан// Ком. по управ. зем. ресурсами Мин. сел. хоз. РК, URL: [http://mgov.kz/wp-content/uploads/2017/02/svobodnii\\_otchet-24.02.17.rar](http://mgov.kz/wp-content/uploads/2017/02/svobodnii_otchet-24.02.17.rar) (дата обращения 15.05.2017г.);
22. Показатели «зеленой экономики» Республики Казахстан. Раздел II-3.2 “Почвенные ресурсы”//Комитет по статистике Мин. нац. экономики РК URL: <http://www.stat.gov.kz/getImg?id=ESTAT107781> (дата обращения 18.05.2017г.);
23. Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов за 2015год// Информ.-аналит. центр охр. окр. среды Мин. энергетики РК, 2016 – 352с.;
24. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан за 2016 год// Казгидромет Мин. энергетики РК, 2017 – 412с.;
25. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20.06.2003г. №442-П. – Астана, 2017;
26. Экологический кодекс Республики Казахстан от 09.01.2007г. №212-III. – Астана, 2017;
27. Проект разведки углеводородного сырья месторождения Коныс Северо-Западный. – Актобе, 2005 – 186с.;
28. Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северо-Западный Коныс, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.05.2009 г.), Алматы, 2009. – 350 с.;
29. Дингуатов С., Кубышев Р.З. Проект пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс.// ТОО Смарт Инжиниринг. – Алматы, 2010. – 281 с.;
30. Авторский надзор за реализацией Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Северо-Западный Коныс» по состоянию на 01.09.2012 г.//ТОО Смарт Инжиниринг. -Алматы,2012. -305с.;
31. Парфенова Е.А. Экологическая оценка серых лесных почв среднего Поволжья в условиях антропогенной нагрузки//Диссер. на соискание уч. степени к.б.н. – Пенза, 2012 – 110с.;
32. Постановление Правительства РК от 6 апреля 2012 года № 422. Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан. Астана, 2012;
33. Отчет производственного экологического мониторинга за III квартал//ТОО Цитрин. - Кызылорда, 2016;

34. Любин В.Е., Кусаинов А.Б., Захаров И.А. Ликвидация чрезвычайных ситуаций при разливе нефти и нефтепродуктов на воде и на суше//Учебное пособие. – Кокшетау, 2014. – с. 10-11;
35. Кунжарикова К.М. Повышение экологической безопасности среды переработкой нефтеразливов комплексом с автономным энергообеспечением // Дис. на соис. уч. степени к.т.н. – Алматы, 2010– 114с.;
36. Андерсон Р.К., Вьюниченко Т.Ф. К вопросу охраны окружающей среды от загрязнения нефтью. Борьба с загрязнением почвогрунтов нефтью//Коррозия и защита.-1997.-№10-с. 9-12;
37. Бурлак В.А., Шинкевич М.Ю. Способ восстановления плодородия почвы загрязненных нефтью//Экология и промыш. России -2003.№6-с.41-43;
38. Кулаков О.В. Техногенные загрязнения нефтепродуктами почв и водных объектов//Бурение и нефть.-2002.-№12.-с.24-27;
39. Соромотин А.В. Нефтяное загрязнение земель в зоне средней тайги Западной Сибири//Экология и промыш. России. -2004.-№8.-с.8-11;
40. Кодина Л.А. Геохимическая диагностика нефтяного загрязнения почвы//Восстановление нефтезагрязненных почвенных систем: сб. статей. М: Наука, 1988. -с.76-81;
41. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. -М.,2006,-525с.;
42. Вагнер А.В. Бухарин С.Н., Кочемисов С.Г. и др. Методика прогнозирования объема экологического загрязнения грунтов и грунтовых вод при проливе экологически вредных веществ//ИСБ: Экологический вестник России. -№5. -2004-45-51с.;
43. Kruseman G.P., Ridder N.A. Analysis and evaluation of pumping test data. Second edition. Amsterdam,1994.- 26p;
44. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 31 мая 2007 года N 169-п Об утверждении Классификатора отходов, - Астана, 2007;
45. Проект ликвидации замазученных земель месторождения Жетыбай, - Астана,2015, - 189с.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ СКВАЖИН  
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ КОНЬС**

Таблица А.1 - Техническое состояние скважин месторождения Северо-Западный Коньс по состоянию на 01.02.2016 г.

№№ п/п	№№ скв.	Категория скважин	Дата бурения		Глубина, м		Горизонт		Конструкция скважины			Состояние скважин на 01.01.2016 г.
			Начало	Конец	Проект	Факт.	Проект.	Факт.	Ø колонны, мм	Глубин а спуска, м	Высота подъема цемента, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	26	Поисково-разведочная	11.03.1992	14.06.1992	1350	1456	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	299	30	до устья	В консервации
									219	353,5	до устья	
									140	1382,8	100 м от устья	
2	27	Поисково-разведочная	31.05.1993	11.08.1993	1350	1420	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	299	27	до устья	В бездействии
									245	349	до устья	
									146	1420	40 м от устья	
3	29	Поисково-разведочная	21.10.1993	30.11.1993	1400	1402	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	299	30	до устья	Ликвидировано по геологическим причинам
									219	350	до устья	
									140-146	1375	620 м от устья	
4	НК-1	Разведочная	09.05.2008	09.06.2008	1450	1425	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	38	до устья	В консервации
									245	617	до устья	
									168,3	1357	до устья	
5	НК-3	Разведочная	05.11.2008	28.11.2008	1400	1400	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	43,3	до устья	В эксплуатации
									245	601	до устья	
									168,3	1365	до устья	
6	НК-4	Разведочная	17.11.2008	13.12.2008	1450	1446	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	40	до устья	В бездействии
									245	603	до устья	
									168,3	1383,9	319 м от устья	
7	НК-5	Разведочная	07.12.2008	04.01.2009	1400	1410	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	37,7	до устья	В эксплуатации
									245	602	до устья	
									168,3	1353	до устья	
8	НК-6	Разведочная	10.12.2008	11.01.2009	1450	1371	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	40,4	до устья	В бездействии
									245	599	до устья	
									168,3	1364	до устья	
9	НК-7	Опережающая-добывающая	25.04.2012	21.05.2012	1400	1360	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	46,0	до устья	В эксплуатации
									245	598,0	до устья	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
									168,3	1358,83	220,6 м от устья	
10	НК-8	Опережающая-добывающая	15.06.2012	14.07.2012	1400	1400	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	36,4	до устья	В эксплуатации
									245	596,32	до устья	
									168,3	1395,05	347,6 от устья	
11	НК-9	Опережающая-добывающая	27.10.2011	24.11.2011	1350	1500,6	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	41,55	до устья	В эксплуатации
									245	599,9	до устья	
									168,3	1500,62	623,4 м от устья	
12	НК-10	Опережающая-добывающая	28.11.2011	30.12.2011	1450	1505	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	45,9	до устья	В бездействии
									245	600,34	до устья	
									168,3	1500	до устья	
13	НК-12	Разведочная	22.11.2012	19.12.2012	1400	1403	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	42,78	до устья	В бездействии
									245	601,1	до устья	
									168,3	1399,9	54,7 м от устья	
14	НК-13	Разведочная	28.05.2012	13.06.2012	1450	1363	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	45,5	до устья	Ликвидировано по геологическим причинам
									245	601,4	до устья	
									Не спущены			
15	НК-20	Поисково-разведочная	09.12.2010	16.01.2011	1600	1605	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	43,3	до устья	В бездействии
									245	600	до устья	
									168,3	1590	53,0 м от устья	
16	НК-22	Поисково-разведочная	24.11.2009	26.02.2010	2800	2840	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	42,2	до устья	В бездействии
									245	947	до устья	
									168,3	2636	до устья	
17	НК-14	Оценочная	15.01.2014	03.03.2014	1400	1500	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	45	до устья	В наблюдении
									245	599,0	до устья	
									168,3	1498,5	до устья	
18	НК-24	Оценочная	11.02.2014	07.04.2014	1500	1605	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	43	до устья	В наблюдении
									245	598	до устья	
									168,3	1600,9	до устья	
19	НК-31	Оценочная	29.05.2014	16.08.2014	2500	2647	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	324	45	до устья	В бездействии
									245	942	до устья	
									168,3	2642	до устья	

Продолжение таблицы А.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>
20	НК-25	Оценочная	25.11.2015	11.12.2015	1500	1690	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	339,7	23,21	до устья	В ожидании освоения
									244,5	393,51	до устья	
									168,3	1687,67	до устья	
21	НК-66	Оценочная	22.12.2015	06.01.2016	1550	1700	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	339,7	22,70	до устья	В ожидании освоения
									244,5	415,99	до устья	
									168,3	1699,0	до устья	
22	НК-67	Оценочная	24.12.2015	20.01.2016	1500	1745	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	339,7	21,66	до устья	В ожидании освоения
									244,5	397,1	до устья	
									168,3	1742,69	до устья	
23	НК-69	Оценочная	24.12.2015	22.01.2016	1500	1746	J <sub>3</sub>	J <sub>3</sub>	339,7	23,5	до устья	В ожидании освоения
									244,5	398,78	до устья	
									168,3	1743,2	до устья	

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ  
В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ НА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА  
ОДНОЙ СКВАЖИНЫ**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ПЕРИОДЫ  
ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ, СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ И БУРОВЫХ  
РАБОТ И РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН**

**НЕОРГАНИЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ**

**Источник № 6001 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров**

№ п.п	Наименование	Обознач-ие	Ед.изм.	Количес-во
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	144
1.2.	Количество машин	n	ед.	1,0
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	49,32
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,06905
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k <sub>1</sub>	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k <sub>2</sub>	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k <sub>3</sub>	(табл.2)	1,4
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k <sub>5</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k <sub>4</sub>	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k <sub>7</sub>	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0357945
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>				

**Источник № 6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе экскаваторов**

№ п.п	Наименование	Обознач-ие	Ед.изм.	Количес-во
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Время работы	t	час/пер	144
1.2.	Количество машин	n	ед.	1,0
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	49,32
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,06905
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k <sub>1</sub>	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k <sub>2</sub>	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k <sub>3</sub>	(табл.2)	1,4
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k <sub>5</sub>	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k <sub>4</sub>	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k <sub>7</sub>	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0357945
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>				

**Источник № 6003 Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками**

№ п.п	Наименование	Обознач-ие	Ед.изм.	Количес-во
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5

1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке	L	км	1,0
1.4.	Число работающих машин на участке	n	ед.	1,0
1.8.	Время работы	t	час/пер	144
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,31416667
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	$C_1$	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	$C_2$	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	$C_3$	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	$g_1$	г/км	1450
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,1628640
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>				

**Источник № 6004 Расчет выбросов загрязняющих веществ от строительной техники, работающей на дизельном топливе**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Диаметр трубы	d	м	0,05
1.2.	Уд. расход топлива	G	кг/час	18,9
1.3.	Время работы	t	ч/пер	144,0
1.4.	Уд. вес дизтоплива	q	кг/м <sup>3</sup>	0,86
<b>2</b>	<b>Формула:</b>			
	$Q_v = V * g / 10^6$ , т/год $Q_m = Q_v / t / 3600 * 10^6$ , г/сек	$V_{сек} = (G/q * 1,4 * 1,5 * 7,84) / 3600$ , м <sup>3</sup> /с		
2.1.	g- согласно справочным данным, количество токсичных веществ при сгорании 1 кг дизтоплива в ДВС составляет:	$g_{CO}$	г/кг	0,0001
		$g_{NO2}$	г/кг	10
		$g_{CH}$	г/кг	30
		$g_{сажа}$	г/кг	15,5
		$g_{бенз/а/пирен}$	г/кг	0,00032
	$g_{SO2}$	г/кг	20	
2.2.	Количество сжигаемого топлива	V	кг/год	38350,08
2.3.	Количество выбросов	$Q_{CO}$	т/год	0,0000384
			г/сек	7,39778E-06
		$Q_{NO2}$	т/год	0,383500800
			г/сек	0,739777778
		$Q_{CH}$	т/год	1,150502400
			г/сек	2,219333333
		$Q_{сажа}$	т/год	0,594426240
			г/сек	1,146655556
		$Q_{бенз/а/пирен}$	т/год	1,22720E-05
			г/сек	2,36729E-05
	$Q_{SO2}$	т/год	0,767001600	
		г/сек	1,479555556	
2.4.	Объем продуктов сгорания	$V_{сек}$	м <sup>3</sup> /с	0,100359259
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>				

**Расход дизельного топлива**

Кол-во	Наименование механизмов	Уд.расход топлива, кг/час	Время работы, час	Общий расход, кг
2	Самосвал ведущий	17,63	144,0	5077,44
1	Цементировочный агрегатЦА-320	20,8	144,0	2995,2
1	Цементно-см-ая машина СМН-20	22	144,0	3168
1	Автокран гидравлич 25т	23,5	144,0	3384

3	УАЗ, джипы	9,42	144,0	4069,44
1	ППУ на шасси а/м КРАЗ	16,5	144,0	2376
2	Автоцистерна для воды 2,5 м <sup>3</sup>	20	144,0	5760
3	Полуприцеп для перевозко оборуд	20	144,0	8640
1	Вахтовый автобус	20	144,0	2880
	Средний уд.расход топлива	18,9		
	Всего:	188,72		38350,08
			Всего, т.	38,35008

<b>Источник №6005 Узел разгрузки цемента</b>			
<b>Расчет выбросов пыли цемента, образуемой при пересыпке в смесительный аппарат</b>			
<b>1.</b>	<b>Исходные данные:</b>		
1.1.	G <sub>год</sub> - Количество поступающего материала за год	118,8	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,27500	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	150,0	м <sup>2</sup>
1.4.	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,50	(таблица7)
1.5.	T - Время работы	432	ч/год
<b>2.</b>	<b>Расчет:</b>		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,00489	г/сек
	q - Объем пылевыведения, где	0,003	(таблица1)
	K <sub>1</sub> - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица1)
	K <sub>2</sub> - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица1)
	K <sub>3</sub> - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица2)
	K <sub>4</sub> - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица3)
	K <sub>5</sub> - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица4)
	K <sub>6</sub> - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица5)
	K <sub>7</sub> - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица5)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	Q*T*3600/10 <sup>6</sup> , т/год (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,008	т/год
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников</i>			
<i>Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>			
<b>Расчет выбросов неорганической пыли цемента, образуемой при хранении</b>			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
<b>1.</b>	<b>Исходные данные:</b>		
1.1.	G <sub>год</sub> - Количество поступающего материала за год	118,8	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала		т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м <sup>2</sup>
1.4.	T - Время работы	432	ч/год
<b>2.</b>	<b>Расчет:</b>		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,003045	г/сек
	K <sub>3</sub> - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица2)
	K <sub>4</sub> - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица3)
	K <sub>5</sub> - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица4)
	K <sub>6</sub> - коэфф., учит-щий профиль поверхности мат-ла	1,45	(таблица5)
	K <sub>7</sub> - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	F - поверхность пыления в плане, м <sup>2</sup>	100	
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 <sup>6</sup> , (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,004735584	т/год
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников</i>			
<i>Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>			

**Источник 6006- Склад хим.реагентов**

Параметры выбросов:	n	1	шт
	h	3	м
	S	200	м <sup>2</sup>
	T	20	°С
	t	432	ч/пер

Минеральные материалы. Одним из основных компонентов бурового раствора на скважину является

калия хлорид	48,16	т
кальцинированная сода	0,263	т

Выбросы пыли при погрузке, разгрузке и складировании минеральных материалов можно ориентировочно оценить (2) по формуле:  $P_c = \beta * M * G * 10^{-2}$ , т/год (6.4),

где,  $\beta$  - коэффициент, учитывающий убыль минерального материала в виде пыли

В соответствии с ГОСТ9128-24 среднее содержание пылевидных частиц размером менее 0,5мм в минеральной составляющей составляет 21%. Исходя из этого, коэффициент  $\beta$  равен 0,21  
M - убыль материала, % (таблица 6,4);

При расчете выбросов пыли при погрузке, разгрузке и складировании коэффициент

M – убыли материала принято считать равным:

при складском хранении в открытых складах под навесом	0,7
при погрузке цемента	0,25
при разгрузке	0,25

G - масса строительного материала, используемого в течении года, тонны.

Вид рабочей формулы:

$$P_c = 0,0021 * M * G, \text{ т/год}$$

Для калия хлорид (KCL)

$P_c$ складировании	0,0707952	т/скв
$P_c$ разгрузка	0,025284	т/скв
$P_c$ погрузка	0,025284	т/скв

Для кальцинированной соды (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>)

$P_c$ складировании	0,00038661	т/скв
$P_c$ разгрузка	0,000138075	т/скв
$P_c$ погрузка	0,000138075	т/скв

**Выбросы ЗВ от склада хранения хим.реагентов**

Код ЗВ	Компоненты бурового раствора	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
			г/с	т/скв
			1 скважины	
3119	Кальцинир.сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	Кальцинир. сода	0,000426157	0,00066276
126	KCl	Калия хлорид	0,078037037	0,1213632

**Источник 6007-Емкость для хранения бурового раствора**

Буровой раствор хранится в емкости объемом 200 м<sup>3</sup>.

Период хранения раствора составит 432 час/скв.

источником выделения углеводородов является дыхательный клапан D=0,25м.

Расчет выбросов от емкостей для хранения бурового раствора выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле 5.32.

$$P_{\text{вал}} = F * q * K_{11}, \text{ кг/час}$$

Q – удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице (5.9)

q 0,02 кг/(час\*м<sup>2</sup>);

K<sub>11</sub>-коэффициент, принимаемый по таблице 5.5. K11

0,15

F- площадь испарения

F

0,05 м<sup>2</sup>

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс т/1 скв.
1	2	3	4
415	Углев-ды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,0180000	0,0000648

**Источник 6008-Система очистки бурового раствора**

Система очистки бурового раствора включает в себя:

Циркуляционная система HQ-180; Вибросито FLC2000; дегазатор ZCQ/5; пескоотделитель ZQJ300*2; илоотделитель ZQJ100*14; центрифуга LW455*-NJ-B			
Все элементы системы – герметичны. Расчет выбросов предельных углеводородов производится от дегазатора, производящего сепарации бурового раствора и удаления газа, попавшего при прохождении раствора через газоносные пласты в скважине			
Давление в аппарате	16000	гПа	
Объем аппарата	4	м <sup>3</sup>	
Средняя молекулярная масса паров нефтепродуктов	50	г/моль	
Средняя температура в аппарате	313	К	
Время работы	432	часов	
Расчет выбросов от системы очистки бурового раствора выполнен по «Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами по формуле			
Количество выбросов углеводородов рассчитывается по формуле:			
$P = 0,0037 * \frac{(PV)^{0,8}}{(1011)} ; \text{ кг/ч}$			
<b>Результаты выбросов загрязняющих веществ от дегазатора</b>			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/1 скв.
415	Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,002843183	0,004421719

<b>Источник № 6009 Насосная установка для закачки бурового раствора в емкость</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Производительность	10		м <sup>3</sup> /час
Количество	1		шт.
Время работы	432		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,643004115		
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с <sub>ji</sub>	0,01348		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	4		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	2		шт.
Сальниковые уплотнение, шт; n <sub>j</sub>	2		шт.
<b>Расчеты:</b>			
m	$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$		J=1
Y <sub>нуj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>нуj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнениях);			
x <sub>нуj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г <sub>нуj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, г <sub>нуj</sub>	3,61		мг/с

утечки от сальниковых уплотнений, гну <sub>j</sub>	38,89		мг/с
доля утечки ФС, хну <sub>j</sub>	0,050		
доля утечки ЗРА, хну <sub>j</sub>	0,070		
доля утечки от сальниковых уплотнений, хну <sub>j</sub>	0,226		
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,244065	мг/с	
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,000244	г/с	0,00038 т/г
<i>Сог... "Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" - Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» апреля 2008г. № 100 -п</i>			

Источник № 6010 Контейнер для хранения бурового шлама						
№	Наименование	Обоз-ие	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Резул
1.	Объем емкости	V <sub>ж</sub>	м <sup>3</sup>	4		
1.2	Количество контейнеров	n	шт	10		
1.3	Удельный выброс загрязняющих веществ	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02		
1.4	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	30		
1.5	Коэф. зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21		
1.6	Время работы	T	час	432		
2	<b>Расчет</b>					
2.1	Кол-во выбр углеводородов C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> произ. по формуле Пр = F <sub>ом</sub> *g*K <sub>11</sub>	Пр	кг/час	30 * 0,02 * 0,21	<b>0,126</b>	
		Пр	г/с	0,0084 * 1000 / 3600	<b>0,035</b>	
		Пр	т/скв/год	0,002333 / 1000000 * 877	<b>0,000015</b>	

Источник № 6011 Насосная установка для подачи ГСМ к дизелям			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединениях запорно-регулирующей арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Производительность	20		м <sup>3</sup> /час
Количество	1		шт.
Время работы	432		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,643004115		
углеводород C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9957		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	4		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	2		шт.
Сальниковые уплотнение, шт; n <sub>j</sub>	2		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$			
Y <sub>ну j</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неоргани- соединениях зованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
гну <sub>j</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с ;			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);			
хну <sub>j</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гну <sub>j</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, гну <sub>j</sub>	3,61		мг/с
утечки от сальниковых уплотнении, гну <sub>j</sub>	38,89		мг/с
доля утечки ФС, хну <sub>j</sub>	0,050		
доля утечки ЗРА, хну <sub>j</sub>	0,070		
доля утечки от сальниковых уплотнении, хну <sub>j</sub>	0,226		

выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_{12}-C_{19}}$	18,027826	мг/с		
валовые выбросы, $Y_{нуC_{12}-C_{19}}$	0,018028	г/с	0,02804	т/г
<i>Сог... "Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" - Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» апреля 2008г. № 100 -п</i>				

<b>Источник № 6012 Расчет выбросов загрязняющих веществ от емкостей для топлива.</b>				
Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 40м <sup>3</sup> – 1 шт. Расположение емкости – наземное горизонтальное				
Источником выбросов - дыхательный клапан.				
Исходные данные:				
	n	1шт		
	h	5,0 м		
	d	0,1 м		
	потребность в ГСМ	161,7497 т/период		
	V	40 м <sup>3</sup>		
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам максимальные выбросы:				
	$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_q^{max}}{3600}$	0,01013		г/с
Категория веществ, В – Узкие бензиновые фракции, ароматические углеводороды, керосин, топлива, масла и другие жидкости при температуре, превышающей 30°С по сравнению с температурой воздуха:				
K <sub>p</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8				
				1,55
C <sub>1</sub> - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м <sup>3</sup> , принимается по Приложению 12				
				3,92
V <sub>q</sub> <sup>max</sup> - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м <sup>3</sup> /час				
				6
годовые выбросы:				
	$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$	0,000925612 т/год		
Y <sub>оз</sub> , Y <sub>вл</sub> - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
	Y <sub>оз</sub> =	2,36	Y <sub>вл</sub> =	3,15
B <sub>оз</sub> , B <sub>вл</sub> - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тн;				
	B <sub>оз</sub> =	80,87485	B <sub>вл</sub> =	80,87485
G <sub>хр</sub> - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,081
K <sub>нп</sub> - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12				
				0,0029
Значения концентраций алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углероды и сероводороды приведены в Приложении 14 (C <sub>i</sub> мас %).				
Максимально-разовый выброс:				
	$M = C_1 * M / 100$			г/сек
Среднегодовые выбросы:				
	$G = C_1 * G / 100$			т/год
Идентификация состава выбросов.				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	Предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	Непредельные	Ароматические	Сероводород
	C <sub>i</sub> мас %	-	0,15	0,28
	M <sub>i</sub> , г/с	-	0,000015	0,000028
G <sub>i</sub> , т/г	0,000921632	-	0,000001	0,0000026

**Источник №6014 – Емкость для сбора и хранения пластовой жидкости**  
 При испытании скважины происходит выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки предусмотрена емкость для временного хранения пластового флюида V=100 м<sup>3</sup>. Объем пластового флюида составит – 3,6 м<sup>3</sup>/сут.  
 Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен по методике [3] формуле (5.37):

$P_{вал} = F * q * K_{11}$ , кг/час,	Продолжительность хранения	432	
где, q – удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения принимается по табл. (5.9) [3]		0,02 кг/час* м <sup>2</sup>	
$K_{11}$ – коэффициент, принимаемый по таблице 5.5,		0,15	
F – площадь испарения,		0,05 м <sup>2</sup>	
Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения пластовой жидкости сведены в таблицу			
Код	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ от 1 скв.	
		Макс. разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/1скв
1	2	3	4
416	Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,000041667	0,000432000

<b>Источник № 6015. Сварочный пост</b>			
Исходные данные:			
Количество агрегатов		1 шт.	
Марка электрода		ЭА-48А/2	
Расход электрода		1208,2 кг/пер	
Максимальный расход		14,0 кг/час	
Время работы		432 ч/пер	
Степень очистки воздуха		0 %	
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по			
$M_{год} = \frac{B_{год} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta) \quad \text{т/год;}$			
где: B <sub>год</sub> - расход применяемого сырья и материалов, кг/год; $K_m^x$ удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг; $\eta$ - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов.			
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации,			
$M_{сек} = \frac{K_m^x \times B_{час}}{3600} \times (1 - \eta) \quad \text{г/с;}$			
где: B <sub>час</sub> - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;			

Используемый материал и его марка	Наименование и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессе сварки									
	сварочный аэрозоль	в том числе				Прочие		0342 Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор)	301 Азот диоксид	337 Углерод оксид
		0123 Железо (II) оксид	0143 Марганец и его соединения	2909 Пыль неорганическая - SiO <sub>2</sub> (20%)	Код и наименование	кол-во				
ЭА-48А/2	17,8	15,89	0,5	0,5	118 фториды	0,01	1,76	0,9	1,9	
Максимально-разовый выброс, г/с	0,069142	0,061723	0,0019422	0,0019422		3,88439E-05	0,0068365	0,0034959	0,0073803	
Валовый выброс, т/год	0,02151	0,01920	0,000604	0,000604		0,000012082	0,002126	0,001087	0,002296	

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

<b>Источник № 6016 Скважина</b>
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединения и запорно-регулирующей арматуры.
<b>Исходные данные:</b>

Количество	1		шт.
Время работы	1536		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,180844907		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , c <sub>ji</sub>	0,97714		доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , c <sub>ji</sub>	0,01348		доли/ед.
Сера, c <sub>ji</sub>	0,00205		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji} \quad \text{где} \quad \sum_{j=1}^I m$			
Y <sub>нуj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>нуj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>нуj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>нуj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>нуj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, х <sub>нуj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, х <sub>нуj</sub>	0,07		
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,010664028		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,773015454		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуСера</sub>	0,001621755		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,0007730	г/с	0,004274 т/г
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,0000107	г/с	0,000059 т/г
валовые выбросы, Y <sub>нуСера</sub>	0,0000016	г/с	0,000009 т/г
<i>Сог... "Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" - Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» апреля 2008г. № 100 -п</i>			

<b>Источник № 6017 Нефтегазосепаратор</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединения и запорно-регулирующего арматуры. Ввиду минимальных значений содержания в нефти таких компонентов как бензол, толуол, ксилол расчет не приводится			
<b>Исходные данные:</b>			
Количество	1		шт.
Время работы	1536		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,180844907		
<b>Для нефти:</b>			
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , c <sub>ji</sub>	0,97714		доли/ед.
Сера, c <sub>ji</sub>	0,00205		доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , c <sub>ji</sub>	0,01348		доли/ед.
<b>Для газа:</b>			
метан CH <sub>4</sub> , c <sub>ji</sub>	57,636		доли/ед.
этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , c <sub>ji</sub>	13,394		доли/ед.
пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , c <sub>ji</sub>	15,362		доли/ед.
бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , c <sub>ji</sub>	8,449		доли/ед.
пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , c <sub>ji</sub>	2,873		доли/ед.

Фланцы, шт; $n_j$	3		шт.
ЗРА, шт; $n_j$	2		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$ где $J=1$ $J=1$			
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка $j$ -го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
$I$ – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
$m$ – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
$g_{нуj}$ – величина утечки потока $i$ – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
$n_j$ – число неподвижных уплотнений на потоке $i$ – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке $i$ – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
$c_{ji}$ – массовая концентрация вредного компонента $j$ -го типа в $i$ – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	3,61		мг/с
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,05		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,365		
Для газа:			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,2		мг/с
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	5,83		мг/с
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_1-C_5}$	2,5911799		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_6-C_{10}}$	0,0357463		мг/с
валовые выбросы, $Y_{нуCера}$	0,0054362		мг/с
Для газа:			
выбросы вредного вещества, $Y_{нуCH_4}$	197,94393		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_2H_6}$	46,0000857		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_3H_8}$	52,7589456		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_4H_{10}}$	29,0170766		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_5H_{12}}$	9,8669737		мг/с
Валовый и максимально-разовый выброс:			
валовые выбросы, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,0025912	г/с	0,01433 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_6-C_{10}}$	0,0000357	г/с	0,00020 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуCера}$	0,0000054	г/с	0,00003 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуCH_4}$	0,1979439	г/с	1,09455 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_2H_6}$	0,0460001	г/с	0,25436 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_3H_8}$	0,0527589	г/с	0,29174 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_4H_{10}}$	0,0290171	г/с	0,16045 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_5H_{12}}$	0,0098670	г/с	0,05456 т/г
<i>Сог... "Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" - Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» апреля 2008г. № 100 -п</i>			

<b>Источник № 6018 Насосная установка для подачи ГСМ к дизелям</b>			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях запорно-регулирующего арматуры.			
<b>Исходные данные:</b>			
Производительность	20		м <sup>3</sup> /час

Количество	1			шт.
Время работы	1536			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,180844907			
углеводород C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> , с <sub>ji</sub>	0,9957			доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	4			шт.
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	2			шт.
Сальниковые уплотнение, шт; n <sub>j</sub>	2			шт.
<b>Расчеты:</b>				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$				
Y <sub>нуj</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неоргани- соединения зованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g <sub>нуj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с ;				
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев, сальниковых уплотнении);				
x <sub>нуj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g <sub>нуj</sub>	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>нуj</sub>	3,61			мг/с
утечки от сальниковых уплотнении, g <sub>нуj</sub>	38,89			мг/с
доля утечки ФС, x <sub>нуj</sub>	0,050			
доля утечки ЗРА, x <sub>нуj</sub>	0,070			
доля утечки от сальниковых уплотнении, x <sub>нуj</sub>	0,226			
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>12</sub>-C<sub>19</sub></sub>	18,027826	мг/с		
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>12</sub>-C<sub>19</sub></sub>	0,018028	г/с	0,09969	т/г
Сог... "Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" - Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» апреля 2008г. № 100 -п				

#### Источник № 6019 Пункт налива нефти

Автоматизированные нефтеналивные стояки предназначены для налива нефти в автоцистерны(АСН 5М2 «Дельта») в количестве 1 шт.

Количество выбросов загрязняющих веществ (кг/ч) при наливе нефтепродуктов в автоцистерны определяется по формуле:

$$M = 2,52 * V_{ж} * P_{s(38)} * M_{п} * (K_{5x} + K_{5T}) * K_8 * (1 - \eta) * 10^{-9}, \quad \text{где}$$

V<sub>ж</sub>- годовой объем наливаемой жидкости (м<sup>3</sup>/год)

K<sub>8</sub>- коэффициент, зависящий от давления насыщенных паров и климатической зоны (значение K<sub>8</sub> при наливе в нижнюю част цистерны принимается по таблице 4.1)

P<sub>s(38)</sub>-давление насыщенных паров жидкости при температуре 38°С M<sub>п</sub>- молекулярная масса паров жидкости

K<sub>5x</sub>, K<sub>5T</sub>- коэффициенты, принимаются по таблицам приложения 1

η- коэффициент эффективности газозадерживающего устройства резервуара

Исходные данные:

V <sub>ж</sub>	7151,91	время работы	1536	ч/год
p	0,835	коэффициент	0,180844907	
m <sub>ж</sub>	5973,632			
P <sub>s(38)</sub>	239			
M <sub>п</sub>	120			
K <sub>5x</sub>	0,323			
K <sub>5T</sub>	0,633			

K <sub>8</sub>	0,51		
η	0,8		
<b>Потери от испарения для нефти составят:</b>		<b>0,050403388</b>	кг/ч
<b>Максимально – разовый выброс составит:</b>		<b>П.М.Р. 0,014000941</b>	г/с
<b>Валовой выброс составит:</b>		<b>П.ВАЛ 0,077419604</b>	т/год
Значение массовых долей общей серы, сероводорода и меркаптановой серы принимаются по данным результата анализа нефти.			
Углеводороды (C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> )	1,348	%	
Углеводороды (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	97,714	%	
Сера	0,205	%	
Значение массового содержание в парах нефти их выбросы можно рассчитать по формуле:			
$P_i = P_{вал} * C_i * 10^{-2}$ где			
C – массовая концентрация –го компонента в парах нефтепродуктов (% по массе) принимается по результатам анализа компонентного состава нефти.			
Выбросы (Сера)	0,0001587	т/год	0,0000287 г/с
<b>Выбросы (C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>)</b>	<b>0,001044</b>	т/год	<b>0,000188733</b> г/с
<b>Выбросы (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>)</b>	<b>0,07565</b>	т/год	<b>0,01368088</b> г/с

<b>Источник №6020 Емкость для нефти</b>			
ОБН в количестве 1 единиц на 50 м <sup>3</sup> .			
Общий объем резервуара	V <sub>p</sub>	50 м <sup>3</sup> ;	
Количество РВС	n	1 шт.;	
Высота	h	0,3 м;	
Диаметр	d	0,15 м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	5973,632 т/г;	
Плотность нефти равна	г <sub>ж</sub>	0,835 т/м <sup>3</sup> ;	
Температура начала кипения смеси		230 C <sup>0</sup> ;	
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;			
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;			
Годовая обрачиваемость резервуара по формулам: $n = B / (гж * V)$			143,038
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам: максимальные выбросы			
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_{pC}^{sp} \times K_{OB} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$		(5.2.1)	7,4653г/с
годовые выбросы			
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_c^{max}}{10^4}, \text{ т/Г}$		(5.2.2)	0,4 т/Г
где:			
K <sub>t</sub> <sup>min</sup> , K <sub>t</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 7);	K <sub>t</sub> <sup>min</sup> = 0,26	K <sub>t</sub> <sup>max</sup> = 0,56	
K <sub>p</sub> <sup>sp</sup> , K <sub>p</sub> <sup>max</sup> - опытные коэффициенты (приложение 8);	K <sub>p</sub> <sup>sp</sup> = 0,56	K <sub>p</sub> <sup>max</sup> = 0,80	
P <sub>38</sub> - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°C;		46,3	
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);		69,0	
V <sub>c</sub> <sup>max</sup> - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м <sup>3</sup> /час;		320	
K <sub>B</sub> - опытный коэффициент (приложение 9);		1,00	
K <sub>OB</sub> - коэффициент обрачиваемости (приложение 10);		1,35	
гж - плотность жидкости, т/м <sup>3</sup> ;		0,83525	
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года,		5973,632	
т/год;			
Максимально-разовый выброс:	$M = CI * M / 100, \text{ г/с}$	(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	$G = CI * G / 100, \text{ т/Г}$	(5.2.5)	
(C <sub>i</sub> мас %) - согласно состава нефти.			
<b>Идентификация состава выбросов</b>			
параметр	Углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
C <sub>i</sub> мас %	0,97714	0,01348	
M <sub>i</sub> , г/с	0,07295	0,001006	
G <sub>i</sub> , т/Г	0,00407	0,000056	

<i>Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2004.</i>					
Вал. выброс ЗВ	0,00834т/год	0,000264 г/сек	0,00012 т/год	0,000004 г/с	
параметр	Бензол	Ксилол	Толуол		
C <sub>i</sub> мас %	0,0035	0,0022	0,0011		
M <sub>i</sub> , г/с	0,00026128	0,00016424	0,00008212		
G <sub>i</sub> , т/г	0,00001457	0,00000916	0,00000458		
Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры. Ввиду минимальных значений содержания в нефти таких компонентов как бензол, толуол, ксилол расчет не приводится					
<b>Исходные данные:</b>					
Местонахождение оборудования					
Количество	1		шт.		
Время работы	1536		ч/г		
Коэффициент использование оборуд	0,180844				
Углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , c <sub>ji</sub>	0,97714		доли/ед.		
Углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , c <sub>ji</sub>	0,01348		доли/ед.		
Фланцы, шт; n <sub>j</sub>	6		шт.		
ЗРА, шт; n <sub>j</sub>	3		шт.		
<b>Расчеты:</b>					
m	1	1			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^m Y_{нуj} = \sum_{j=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$					
J=1					
Y <sub>ну j</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;					
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;					
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;					
g <sub>нуj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);					
n <sub>j</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);					
x <sub>нуj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);					
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).					
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)					
утечки от ФС, g <sub>нуj</sub>	0,11			мг/с	
утечки от ЗРА, g <sub>нуj</sub>	3,61			мг/с	
доля утечки ФС, x <sub>нуj</sub>	0,05				
доля утечки ЗРА, x <sub>нуj</sub>	0,07				
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,77302			мг/с	
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,01066			мг/с	
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,000773	г/с	0,0043	т/г	
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	1,04E-05	г/с	0,00006	т/г	

## ОРГАНИЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

### Источник № 0001. Дизельная электростанция ВП при зем раб.

Дизельная электростанция.

Марка:	TAD 1241 GE
Мощность, $V_e$	300 кВт;
	n 1 шт.;
	h 2 м;
	d 0,08 м;
	T 30 °С;
Номинальный расход топлива	56,25 кг/ч;
Расход дизельного топлива	8,10 т/пер;
Время работы	144 ч/пер;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \approx 8.72 \times 10^{-6} \times b_3 \times P_3, \quad 0,147$$

$b_3$  - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт\*ч;

$P_3$  - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов ( $m^3/c$ ) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}, \quad 0,410$$

где:  $\gamma_{ог}$  - удельный вес отработавших газов ( $кг/м^3$ ) рассчитываемый по формуле:

$$\gamma_{ог} = \gamma_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где:  $\gamma_{0ог}$  - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать,  $кг/м^3$ ; 1,31

$T_{ог}$  - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс  $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где:  $e_i$  - выброс  $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт\*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

$P_3$  - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве  $P_3$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $N_e$ );

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс  $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i * V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где:  $q_i$  - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$  - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

#### Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,517	0,210600
Диоксид азота	9,6	40	0,640	0,259200
Оксид азота	9,6	40	0,104	0,042120
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,242	0,097200
Сажа С	0,5	2,0	0,042	0,016200
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,100	0,040500
Формальдегид	0,12	0,5	0,010	0,004050
Бенз/а/пирен	$1,2 * 10^{-5}$	$5,5 * 10^{-5}$	0,0000010	0,0000001
<b>Всего:</b>			<b>0,6699</b>	

*Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.  
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2005.*

**Источник № 0002-0004. Буровая установка ZJ-30**

1. Выхлопная труба от дизель генератора C550D5 – источники выделения труба ДВС, эксплуатационной мощностью 440 кВт, удельный расход топлива 205 г/кВт\*час.

Общ. мощность кВт	440
Кол-во БУ, шт.	1,0
Высота труб, м	3
Диаметр труб, м	0,1
Общий время работы, ч/г	432
Номинальный расход топлива, кг/ч	43,00
Общий расход дизельного топлива, т/г	18,6

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,165$$

$b_3$  - удельный расход топлива на эксплуатационном (или ном.) режиме работы двигателя, г/кВт\*ч;

$P_3$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м<sup>3</sup>/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}, \quad 0,46$$

где:  $g_{ог}$  - удельный вес отработавших газов (кг/м<sup>3</sup>) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273), \quad 0,359$$

где:  $g_{0ог}$  - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м<sup>3</sup>; 1,31

$T_{ог}$  - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс  $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \quad \text{г/с}$$

где:  $e_i$  – выброс  $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт\*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

$P_3$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $N_e$ ); то в качестве  $P_3$ , принимается

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс  $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}, \quad \text{т/год}$$

где:  $q_i$  – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, цикл, определяемый по табл. 3 или 4; составляющих эксплуатационный

$V_{год}$  – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

**Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки**

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,7578	0,4830
Диоксид азота	9,6	40	0,9387	0,5944
Оксид азота	9,6	40	0,1525	0,0966
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	2,9	12	0,3544	0,2229
Сажа С	0,5	2,0	0,0611	0,0372
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,1467	0,0929
Формальдегид	0,12	0,5	0,0147	0,0093
Бенз/а/пирен	1,2*10 <sup>-5</sup>	5,5*10 <sup>-5</sup>	0,000001	0,0000010
Всего:			1,440	

*Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, Астана-2005г.*

2. Выхлопная труба от ДВС насосного блока марки G12V190PZL-3 – эксплуатационной мощностью 810 кВт, удельный расход топлива 205 кг/час.

Общ. кВт	810
Кол-во БУ, шт.	2,0
Высота труб, м	3
Диаметр труб, м	0,1

Общий время работы, ч/г	432
Номинальный расход топлива, кг/ч	84,28
Общий расход дизельного топлива, т/г	36,4
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется: $G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$ ,	0,595
$b_3$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или ном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; $P_3$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.	
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /с) определяется по формуле: $Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$ ,	1,66
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) рассчитываемый по формуле: $g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$ ,	0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1], [6] можно принимать, кг/м <sup>3</sup> ;	1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.	723
Максимальный выброс $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле: $e_i \cdot P_3$	
$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$ , г/с	
где: $e_i$ – выброс $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2; $P_3$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $Ne$ ); то в качестве $P_3$ , принимается $1/3600$ – коэффициент пересчета «час» в «сек».	
Валовый выброс $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле: $q_i \cdot V_{год}$	
$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$ , т/год	
где: $q_i$ – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, цикл, определяемый по табл. 3 или 4; составляющих эксплуатационный $V_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т; $1/1000$ – коэффициент пересчета «кг» в «т».	

**Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки**

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	1,3950	0,947
Диоксид азота	9,6	40	1,7280	1,165
Оксид азота	9,6	40	0,2808	0,189
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	2,9	12	0,6525	0,437
Сажа С	0,5	2,0	0,1125	0,073
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,2700	0,182
Формальдегид	0,12	0,5	0,0270	0,018
Бенз/а/пирен	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$5,5 \cdot 10^{-5}$	0,000003	0,0000020
Всего:				2,822

3. Выхлопная труба дизельной электростанции, марки VOLVO TAD 1241 GE. Эксплуатационная мощность 300 кВт, имеющий удельный расход топлива 200 гкВт/час.

Общ. кВт	300
Кол-во БУ, шт.	1,0
Высота труб, м	3
Диаметр труб, м	0,1
Общий время работы, ч/г	432
Номинальный расход топлива, кг/ч	34,40
Общий расход дизельного топлива, т/г	14,9
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется: $G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$ ,	0,090
$b_3$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или ном.) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; $P_3$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.	
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /с) определяется по формуле: $Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$ ,	0,25

где:  $g_{ог}$  - удельный вес отработавших газов ( $кг/м^3$ ) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где:  $g_{0ог}$  - удельный вес отработавших газов при температуре, равной  $0^{\circ}C$ , значение которого согласно [1], [6] можно принимать,  $кг/м^3$ ; 1,31

$T_{ог}$  - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс  $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_э}{3600}, \text{ г/с}$$

где:  $e_i$  – выброс  $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности,  $г/кВт*ч$ , определяемый по табл. 1 или 2;

$P_э$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $Ne$ ); то в качестве  $P_э$ , принимается

$1/3600$  – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс  $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где:  $q_i$  – выброс вредного вещества,  $г/кг$  топлива, приходящегося на один  $кг$  дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, цикл, определяемый по табл. 3 или 4; составляющих эксплуатационный

$B_{год}$  – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

$1/1000$  – коэффициент пересчета «кг» в «т».

#### Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,5167	0,386
Диоксид азота	9,6	40	0,6400	0,476
Оксид азота	9,6	40	0,1040	0,077
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,2417	0,178
Сажа С	0,5	2,0	0,0417	0,030
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,1000	0,074
Формальдегид	0,12	0,5	0,0100	0,007
Бенз/а/пирен	$1,2 * 10^{-5}$	$5,5 * 10^{-5}$	0,000001	0,0000008
Всего:			1,152	

#### Источник № 0005. Дизельный двигатель (для привода лебедки и ротора)

Выхлопная труба дизельного двигателя

Марка:

CAT C15

Мощность,  $Ve$

392 кВт;

$n$

2 шт.;

$h$

2 м;

$d$

0,125 м;

$T$

50  $^{\circ}C$ ;

Номинальный расход топлива

43,00 кг/ч;

Расход дизельного топлива

18,576 т/пер;

Время работы

432 ч/пер;

Расчета расхода отработавших газов ( $кг/с$ ) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} \gg 8,72 * 10^{-6} * b_э * P_э, \quad 0,147$$

$b_э$  - удельный расход топлива на эксплуатационном (или ном.) режиме работы двигателя,  $г/кВт*ч$ ;

$P_э$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов ( $м^3/с$ ) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}, \quad 0,409$$

где:  $g_{ог}$  - удельный вес отработавших газов ( $кг/м^3$ ) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где:  $g_{0ог}$  - удельный вес отработавших газов при температуре, равной  $0^{\circ}C$ , значение которого согласно [1], [6] можно принимать,  $кг/м^3$ ; 1,31

$T_{ог}$  - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс  $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где:  $e_i$  – выброс  $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт\*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

$P_3$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве  $P_3$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $N_e$ );

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс  $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{q_i \cdot V_{\text{год}}}{1000}, \text{ т/год}$$

где:  $q_i$  – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{\text{год}}$  – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

#### Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	1,3502	0,482976
Диоксид азота	9,6	40	1,6725	0,5944
Азота оксид	9,6	40	0,2718	0,0966
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	2,9	12	0,6316	0,222912
Сажа С	0,5	2,0	0,1089	0,037152
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,2613	0,09288
Формальдегид	0,12	0,5	0,0261	0,009288
Бенз/а/пирен	1,2*10 <sup>-5</sup>	5,5*10 <sup>-5</sup>	0,0000026	0,000001
<b>Всего:</b>			<b>1,5362</b>	

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.

#### Источник № 0007 Цементно-смесительный агрегат 2СМН-20

Приготовление цементного раствора, применяемого для крепления скважин, производится на территории площадки с помощью смесительных агрегатов. На площадке бурения планируется работа смесительного агрегата марки 2СМН-20. Источником выбросов вредных веществ является: выхлопная труба от ДВС смесительного агрегата СМН-20 - дизельная установка ЯМЗ-238 мощностью 240 л/с или 177,6 кВт.

Номинальный расход топлива 15,6 кг/час. Выброс вредных веществ, производится через выхлопные трубы диаметром 0,07 м и высотой 3,0 м.

Высота труб, м 3,0

Диаметр труб, м 0,07

Мощность ДВСа, кВт 177,6

Общий время работы, ч/г 432

Номинальный расход топлива, кг/ч 8,9

Общий расход дизельного топлива, т/г 3,83616

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$ , 0,014

$b_3$  - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт\*ч;

$P_3$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м<sup>3</sup>/с) определяется по

формуле:

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$ , 0,038

где:  $g_{ог}$  - удельный вес отработавших газов (кг/м<sup>3</sup>) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$ , 0,359

где:  $g_{ог0}$  - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м<sup>3</sup>; 1,31

$T_{ог}$  - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс  $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$				
<p>где: <math>e_i</math> – выброс <math>i</math>-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;  <math>P_3</math> – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве <math>P_3</math>, принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (<math>N_e</math>);  1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».</p>				
<p>Валовый выброс <math>i</math>-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:</p> $M_{год} = \frac{q_i * V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$				
<p>где: <math>q_i</math> – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;  <math>V_{год}</math> – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;  1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».</p>				
<b>Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки</b>				
Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/Г
Оксида углерода	6,2	26	0,3059	0,0997
Диоксид азота	9,6	40	0,379	0,1228
Азота оксид	9,6	40	0,062	0,0199
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	2,9	12	0,1431	0,04603
Сажа С	0,5	2,0	0,0247	0,00767
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0592	0,0192
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,0019
Бенз/а/пирен	1,2*10 <sup>-5</sup>	5,5*10 <sup>-5</sup>	0,0000006	0,00000021
		<b>Всего:</b>	<b>0,9792</b>	<b>0,3173</b>
<p><i>Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, Астана-2005г.</i></p>				

<b>Источник № 0008. Цементировочный агрегат ЦА-320 (бурение)</b>	
Цементировочные агрегаты предназначены для цементирования скважин.	
Работы производятся цементировочными агрегатами марки: "ЦА-320"	
Цементировочные агрегаты самоходные, они монтируется на шасси грузовых автомобилей: КРАЗ-275	
Цементировочные агрегаты оснащены дизельными ДВС ЯМЗ-238.	
Высота труб, м	3,0
Диаметр труб, м	0,1
Мощность ДВСа, кВт	133
Общий время работы, ч/г	432
Номинальный расход топлива, кг/ч	24,94
Общий расход дизельного топлива, т/г	10,773
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:	
$G_{ог} \gg 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$ ,	0,029
$b_3$ - удельный расход топлива на эксплуатационном (или ном.) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;	
$P_3$ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.	
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /с) определяется по формуле:	
$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}$ ,	0,081
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) рассчитываемый по формуле:	
$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273)$ ,	0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1], [6] можно	
принимать, кг/м <sup>3</sup> ;	1,31
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.	723
Максимальный выброс $i$ -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:	
$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$	

где:  $e_i$  – выброс  $i$ -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт\*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

$P_3$  – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве  $P_3$ , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки ( $Ne$ );

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс  $i$ -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{q_i * V_{\text{год}}}{1000}, \text{ т/год}$$

где:  $q_i$  – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{\text{год}}$  – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

#### Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	$e_i$	$q_i$	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,2291	0,2801
Диоксид азота	9,6	40	0,2837	0,3447
Оксид азота	9,6	40	0,0461	0,0560
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	2,9	12	0,1071	0,12928
Сажа С	0,5	2,0	0,0185	0,02155
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0443	0,0539
Формальдегид	0,12	0,5	0,0044	0,0054
Бенз/а/пирен	1,2*10 <sup>-5</sup>	5,5*10 <sup>-5</sup>	0,0000004	0,0000006
Всего:				0,8349

Источник №0009: Факельная установка				
n	1	УВ - Оксид углерода CO		0,0200
h	10 м	УВ - Оксид азота в пересчете на NO <sub>2</sub>		0,0030
d	0,08 м	УВ - Метан CH <sub>4</sub>		0,0005
T	800 С	УВ - Сажа С		0,0020
p	0,8715 кг/м <sup>3</sup>			
коэфф.	0,1808			
Час/год	1536 ч/пер	M <sub>CO</sub> = 2,4666835 г/с	<b>13,63977</b> т/пер	
За год сжигается:	782 545,792 м <sup>3</sup>	M <sub>CH4</sub> = 0,0616671 г/с	<b>0,340994</b> т/пер	
Часовой расход:	509 м <sup>3</sup> /ч	M <sub>NO2</sub> = 0,3700025 г/с	<b>2,045966</b> т/пер	
Секундный расход: V <sub>с</sub>	0,141519 м <sup>3</sup> /с	M <sub>САЖА</sub> = 0,2466684 г/с	<b>1,363977</b> т/пер	
M = УВ * G, г/с				
G = 1000 * V * p, г/с	123,334176 г/с			
M <sub>CO2</sub> = 0,01 * G * {3,67 * n * [C] <sub>м</sub> + [CO <sub>2</sub> ] <sub>м</sub> } - M <sub>CO</sub> - M <sub>CH4</sub> - M <sub>C</sub> , г/с		357,44365 г/с	1976,5204 т/г	
n	0,9984			
[C] <sub>м</sub> = 12 * ΣXi * [i] * 100 / (100 - нег )	79,697050 %			
K <sub>C</sub> =	0,0000816			
Q <sub>нк</sub> = 85,5 * [CH4] + 152 * [C2H6] + 218 * [C3H8] + 283 * [C4H10] + 349 * [C5H12]		14097,551 ккал/м <sup>3</sup>		
V <sub>1</sub> = V * V <sub>пс</sub> * (273 + Tr) / 273, м <sup>3</sup> /с	5,51355671	согласно компонентного состава газа		
M - молярная масса	0,02795524	1,25 [CH4]	57,636	0,016
V <sub>пс</sub> = 1 + α * V <sub>о</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	9,9123979 м <sup>3</sup> /с	2 [C2H6]	13,394	0,03
		2,75 [C3H8]	15,362	0,044
a	1	3,5 [C4H10]	8,449	0,058
		4,25 [C5H12]	2,873	0,072
V <sub>о</sub>	<b>8,9123979</b>	5 [C6H14]	0,875	0,086
W <sub>ист</sub> = 1,27 * Vr / d <sup>2</sup> ,	28,0828 м/с	[CO2]	0,047	0,044
		[N2]	0,891	0,024

Согл...приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 30 января 2007 года № 23-п «Об утверждении методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей»

**РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ  
ЗА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА 29 СВКАЖИН**

**РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ**

Расчет объема скважины

Исходные данные:

Скважина 29 ед.

Интервал	Конструкция ствола скважины			
	Направлени е	Кондукто р	Промежуточн ая колонна	Эксплуатацион ная колонна
Наружный диаметр, мм	426	339,7	244,5	139,7
Длина интервал, м	15	40	600	1500
Коэффициент кавернозности	1,05	1,2	1,2	1,22

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается по следующей формуле:

$$V = K * D^2 * L * \pi / 4$$

где: К – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	К	D, м	L, м	D <sup>2</sup> , м	V скв, м <sup>3</sup>
0-15	1,05	0,426	15	0,181	2,24
15-40	1,2	0,3397	25	0,115	2,72
40-600	1,2	0,2445	560	0,060	31,54
600-1500	1,22	0,1397	900	0,020	16,82
<b>V скв, м<sup>3</sup></b>					<b>53,32</b>

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} * 1.2 \quad \text{где,}$$

1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород

**63,98**

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета

25% от объема исходного и наработанного бурового:

$$V_{обр} = 0.25 * V_{скв} * K1 + 0.5 * V_{ц} \quad \text{где,}$$

K1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 K1= 1.052)

**30,49**

V<sub>ц</sub> - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной V<sub>ц</sub>=150 м<sup>3</sup> или определяется по формуле:

$$V_{ц} = S * H \quad \text{где,}$$

S – пл скв с диаметром долота на последнем этапе бурения, м<sup>2</sup>;

**32,932**

H – высота бурения, м.

**0,0366**

Объем буровых сточных вод,

при внедрении оборотной системы водоснабжения, определяется из расчета

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} * 0,25$$

**7,6222**

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{ОБР} * \rho_{обр}$$

V<sub>ш</sub> – объем шлама, м<sup>3</sup>;

**150,38**

V<sub>ОБР</sub> – объем бурового раствора, м<sup>3</sup>;

V<sub>БСВ</sub> – объем бур.сточных вод, м<sup>3</sup>;

ρ<sub>ш</sub> – удельный вес бурового шлама

1,75 т/м<sup>3</sup>

ρ<sub>обр</sub> – удельный вес отработанного бурового раствора

1,26 т/м<sup>3</sup>

ρ<sub>бсв</sub> – удельный вес бур.сточных вод

1,08 т/м<sup>3</sup>

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	индекс опасности	Ед. измерения	от 1-й скважины	от 29-ти скв.
Буровой шлам	янтар.	м <sup>3</sup>	63,98	1855,47
Отработанный буровой раствор	янтар.	м <sup>3</sup>	30,49	884,17
<b>Итого отходы бурения</b>	<b>янтар.</b>	<b>т.</b>	<b>150,38</b>	<b>4361,13</b>
Буровые сточные воды	янтар.	м <sup>3</sup>	7,622	221,04
<b>Итого сточная вода</b>	<b>янтар.</b>	<b>т.</b>	<b>8,23</b>	<b>238,73</b>

### Расчет образования твердых бытовых отходов

Норма образования бытовых отходов (т/год) определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях – 0,3 м<sup>3</sup>/год на человека, списочной численности работающих и средней плотности отходов, которая составляет 0,25 т/м<sup>3</sup>.

Объем образования твердых бытовых отходов от скважин определяется по формуле:

$$Q_{\text{ТБО}} = \rho * P * M * N / 365,$$

где P – норма накопления отходов на одного человека в год, 0,3 м<sup>3</sup>/год;

$\rho$  – плотность отхода, 0,25 т/м<sup>3</sup>;

M – численность работающего персонала;

N – количество суток.

	На период СМР (1 скв), т	На период Бурения (1 скв), т	На период Испытания (1 скв), т
Норма накопления отходов на 1-го человека, т/год	0,075	0,075	0,075
Численность работающего персонала	20	16	16
Количество суток	6	18	64
<b>Итого:</b>	<b>0,025</b>	<b>0,059</b>	<b>0,210</b>

Всего от 1 скважины – 0,294 т/пер.

Всего от 29 скважин – 8,533 т/пер.

### Расчет количества отработанного масла

Количество отработанного масла, образованного при работе бурового оборудования или дизельных двигателей, определяется по формуле:

$$Q_m = V_d * \rho * 0,5,$$

где  $V_d$  - расход масла за цикл бурения, м<sup>3</sup>/пер.;

$\rho$  – плотность масла, 0,86 т/м<sup>3</sup>.

	На период строительства 1-ой скв, т/пер	На период строительства 29 скв., т/пер
Расход масла за цикл бурения, м <sup>3</sup> /пер	10,505	304,635
Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	0,86	0,86
<b>Итого:</b>	<b>4,517</b>	<b>130,993</b>

### Расчет количества использованной тары

Количество использованной тары, которая образуется в процессе бурения скважины, определяется, учитывая предыдущий опыт работы, и рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{отх}} = N * m,$$

где m – масса мешка, 0,0001 т.

N – количество мешков, шт/пер.

	На период строительства 1-ой скв, т/пер	На период строительства 29 скв., т/пер
Масса мешка, т	0,0001	0,0001
Количество мешков, шт	2750	79750
<b>Итого:</b>	<b>0,275</b>	<b>7,975</b>

#### Расчет количества металлолома

Количества металлолома, которое образуется в процессе бурения скважины, определяется, учитывая предыдущий опыт работы.

От 1 скважины  $M_{мет} = 0,8$  т.

От 29 скважин  $M_{мет} = 23,2$  т.

#### Расчет количества огарок сварочных электродов

Расчет количества образования огарышей сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$G = Q * n,$$

**Q** - количество использованных электродов, т/скв

**n** - норматив образования огарков от расхода электродов, 0,015

	На период строительства 1-ой скв, т/пер	На период строительства 29 скв., т/пер
Количество использованных электродов, т/скв	1,208	35,038
Остаток электрода	0,015	0,015
<b>Итого:</b>	<b>0,018</b>	<b>0,526</b>

#### Расчет количества промасленной ветоши

Расчет количества промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W,$$

где:  $M_0$  - количество поступающей ветоши, 0,02 т/скв;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_0 * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_0 * 0,15$ ).

	На период стр 1-ой скв, т/пер	На период стр 29 скв., т/пер
Количество поступающей ветоши т/скв	0,02	0,58
Норматив содержания в ветоши масла	0,0024	0,0696
Норматив содержания в ветоши влаги	0,003	0,087
<b>Итого:</b>	<b>0,0254</b>	<b>0,7366</b>