

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра «Охрана труда и окружающей среды»

Специальность 6М073100 - Безопасность жизнедеятельности и защита
окружающей среды

Допущен к защите
Зав. кафедрой

д.х.н., Приходько Н.Г. _____
« _____ » _____ 2014 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

пояснительная записка

На тему: Исследование воздействия на окружающую среду при
транспортировке нефтепродуктов

Магистрант группы МБЖн-12 Дуйсебекқызы Д. Дуйсебекқызы Д.

Руководитель диссертации Демеуова А.А. к.т.н., ст.преп Демеуова А.А.

Рецензент Зальцман М.Д. д.т.н., проф. Зальцман М.Д.

Алматы, 2014г.

**Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»**

Факультет Электроэнергетический
Кафедра Охрана труда и окружающей среды
Специальность 6М073100 – Безопасность жизнедеятельности и
защита окружающей среды

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту: Дуйсебекқызы Динара

Тема диссертации: Исследование воздействия на окружающую среду при
транспортировке нефтепродуктов

Утверждена приказом по университету № _____ от «__» _____ 201__ г.

Срок сдачи законченной работы (диссертации) «16» июня 2014 г.

Цель работы: исследование загрязнения окружающей среды при эксплуатации головной нефтеперекачивающей станций и разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу.

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

1. Обзор литературных источников. Анализ состояния нефтетранспортной системы Казахстана
2. Исследование загрязнения окружающей природной среды вследствие функционирования головной нефтеперекачивающей станций «Павлодар»
3. Разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Рисунок 1 – Схема магистральных трубопроводов Республики Казахстан;

Рисунок 2 – Причины аварийности магистральных трубопроводов;

Рисунок 3 – Ингредиенты, дающие основной вклад в уровень загрязнения;

Рисунок 4 – Изменение интенсивности выделения газа в зависимости от скорости воздуха;

Рисунок 5 – Изменение интенсивности выделения газа от загазованности атмосферы;

Рисунок 6 – Интенсивность распространения газа в зависимости от расстояния до источника;

Рисунок 7 – Радиус зоны рассеивания газа в зависимости от коэффициента рассеивания;

Рисунок 8 – Функциональная схема плавающей крышки;

Рисунок 9 – Принципиальная схема системы улавливания легких фракций;
Рисунок 10 – Схема холодильной установки для улавливания паров нефти;
Рисунок 11 – Схема стабилизации нефти ректификацией в двух колоннах;
Рисунок 12 – Схема стабилизации нефти с «горячей струей».

14 таблиц.

Рекомендуемая основная литература

1. Нысангалиев А.Н., Ахмеджанов Т.К. и др. Оценка загрязнения атмосферы газообразными веществами от точечных и площадных источников. - Алматы: Гидрометеорология и экология, 2001. - № 3-4. - 177- 181с.
2. Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А. Магистральные трубопроводы / Под ред. А.А. Коршака. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. –61-69с.
3. Скобло А.И. и др. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2000. – 677 с.

Консультации по диссертации с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Глава 1	Демеуова А.А.	10.09-17.09.12	<i>Демеуова</i>
Глава 2	Демеуова А.А.	24.10-13.11.12	<i>Демеуова</i>
Глава 3	Демеуова А.А.	06.11-10.11.13	<i>Демеуова</i>
Заключение и приложения	Демеуова А.А.	16.03-20.05.14	<i>Демеуова</i>

График
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Литературный обзор	02.09-20.09.12	
2. Ознакомление и сбор данных по объекту исследования	25.12-26.05.13	
3. Разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу	27.05-14.03.14	
4. Подведение итогов: список литературы и приложение	15.03.-28.04.14	

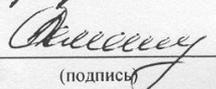
Дата выдачи задания «21» сентябрь 2012 г.

Заведующий кафедрой


(подпись)

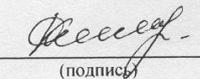
Приходько Н.Г.
(Ф.И.О.)

Научный руководитель
работы


(подпись)

Демеуова А.А.
(Ф.И.О.)

Задание принял к
исполнению студент


(подпись)

Дуйсебеккызы Д.
(Ф.И.О.)

Аннотация

Магистерская диссертация, выполнена на тему: «Исследование воздействия на окружающую среду при транспортировке нефтепродуктов». В диссертационной работе проанализирована нефтетранспортная система Республики Казахстан. Была исследована окружающая природная среда, вследствие функционирования магистральных нефтепроводов. Выполнены экспериментальные исследования окружающей среды при транспортировке нефти. Были предложены мероприятия по снижению выбросов в атмосферу.

Аңдатпа

Магистрлік диссертация «Мұнай өнімдерін тасымалдау кезіндегі қоршаған ортаға тигізетін әсерін зерттеу» тақырыбына жазылған. Диссертациялық жұмыста Қазақстан Республикасының мұнай тасымалдау жүйесі сарапталған. Магистральдік мұнай құбырларының жұмыс істеу барысындағы қоршаған ортаға тигізетін әсері зерттелген. Мұнай тасымалдау кезіндегі қоршаған ортаға әсері тәжірибе түрде өткізілген. Атмосфераға зиянды заттардың шығарындыларының әсерін төмендету шаралары ұсынылған.

Abstract

Master's dissertation is executed on a theme: "Research of impact on environment when transporting oil products". In dissertation work the petro transport system of the Republic of Kazakhstan is analyzed. Surrounding environment, owing to functioning of the main oil pipelines was investigated. Pilot studies of environment are executed when transporting oil. Actions on decrease in emissions in an atmosphere have been offered.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Обзор литературных источников. Анализ состояния нефтетранспортной системы Казахстана	10
1.1 Экологическое состояние окружающей среды на участках транспортировки нефти	18
1.2 Существующие способы и средства улучшения эколого-экономической эффективности транспортировки нефти	24
Вывод по 1 разделу	26
2 Исследование загрязнения окружающей природной среды вследствие функционирования головной нефтеперекачивающей станций «Павлодар»	28
2.1 Характеристика предприятия	28
2.2 Краткое описание технологий станции	33
2.3 Воздействие ГНПС на атмосферный воздух	35
2.4 Интенсивность выброса вредных веществ при испарении нефти и нефтепродуктов	39
2.5 Результаты интенсивности газовыделения	42
2.6 Загрязнения грунтов от разлива нефти на участках нефтепровода	45
Вывод по 2 разделу	49
3 Разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу	50
3.1 Варианты сокращения потерь легких фракций углеводородов от испарения	50
3.2 Стабилизация нефти	55
3.3 Расчет аппаратов системы снижения выбросов путем стабилизации нефти	57
3.4 Обоснование эко-эффективности разработанной системы стабилизации нефти	62
Вывод по 3 разделу	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	65

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГНПС	головная нефтеперекачивающая станция;
ЗВ	загрязняющие вещества;
КППОУ	камера пуска приема очистного устройства;
МН	магистральные нефтепроводы;
НПС	нефтеперекачивающая станция;
ОС	окружающая среда;
РВСП	резервуар вертикальный стальной;
РНД	руководящий нормативный документ;
ПДВ	предельно допустимый выброс;
ПДК	предельно допустимая концентрация;
ПНУ	Павлодарское нефтепроводное управление;
УЛФ	установки улавливания легких фракций
ЦТТ и СТ	цех технологического транспорта и спецтехники.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В настоящее время нарастают масштабы и негативные последствия от загрязнения окружающей среды углеводородным сырьем, включая нефть, горюче-смазочные вещества, различные токсичные жидкости обладающие вязкостью. С увеличением объемов нефтедобычи число случаев загрязнения земной поверхности углеводородным сырьем непрерывно возрастает. Проникновение жидких углеводородов в земные недра приводит к загрязнению атмосферы, грунтов и подземных вод и, в конечном итоге, к нарушению экологического равновесия на земной поверхности.

В связи с развитием трубопроводных систем Республики, транспорта нефти, нефтепродуктов и газа увеличивается протяженность трубопроводов и повышается сложность их структур. Требуется значительные усилия, чтобы поддержать приемлемый уровень гарантий безопасности, не допустить его резкого, катастрофического снижения, сохранить прибыльность трубопроводного транспорта. Важнейший фактор в решении данной задачи – возрастающая активность общественности, требующей от владельцев и служб технадзора не только поддержания гарантий безопасности, но и их значительного повышения.

В районах деятельности нефтеперекачивающих станций происходит интенсивное загрязнение воздушного бассейна в результате испарения паров нефти при их хранении в резервуарных парках. Кроме потерь ценного углеводородного сырья, это приводит к значительному ухудшению экологической обстановки.

Потери паров нефти и газа в резервуарах зависят от физико-химических свойств нефти, условий приема, транспорта и хранения.

Простые традиционные методы предотвращения потерь нефтепродукта, обладающие низкой стоимостью (дыхательный клапан, газоуравнительная система), недостаточно эффективны.

Целью диссертационного исследования является исследование загрязнения окружающей среды при эксплуатации головной нефтеперекачивающей станций и разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу.

Задачи исследования:

- провести критический анализ современного состояния проектирования и эксплуатации нефтепроводов и их роли в ухудшении экологии окружающей среды;

- анализ загрязнения атмосферного воздуха, грунтов и грунтовых вод на участках станций;

- установить основные характеристики испарения нефти при ее разливах для определения радиуса зоны загрязнения атмосферного воздуха вредными газообразными веществами;

- разработать мероприятия по снижению выбросов в атмосферу.

Объектом исследования является головная нефтеперекачивающая

станция «Павлодар», АО «КазТрансОйл».

Предмет исследования: загрязнение атмосферного воздуха парами нефтепродуктов при эксплуатации резервуаров.

Методы исследования. Для решения поставленных задач использован комплексный метод исследования, включающий аналитические при исследовании динамики загрязнения окружающей среды на нефтепроводах и изменения окружающей нефтепровод среды.

Научная идея заключается в установлении новых представлений о закономерностях и механизмах загрязнения окружающей среды при эксплуатации нефтепроводов, анализ и разработка способов снижения отрицательного воздействия на окружающую среду.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

- значительное загрязнение атмосферного воздуха парами нефтепродуктов происходит при эксплуатации резервуаров нефтехранилищ при так называемых "дыханиях" резервуаров;

- интенсивность выделения газов при аварийном разливе нефти находится в прямо пропорциональной зависимости от загазованности и результирующей скорости распространения газов.

Практическая значимость:

- разработана методика определения радиуса зоны загрязнения атмосферы газами при авариях на нефтепроводах;

- предложены способы снижения загрязнения атмосферного воздуха на участках головной нефтеперекачивающей станций путем стабилизаций нефти.

Публикации: по теме диссертации опубликована 1 статья.

Структура и объем работы: работа содержит 66 страниц машинописного текста, в структуре работы имеется 3 главы, в которых представлен литературный обзор и исследования по проделанной работе. Работа содержит 11 рисунков, 14 таблиц. Список литературных источников насчитывает 36 позиции.

1 Обзор литературных источников. Анализ состояния нефтетранспортной системы Казахстана

Объекты транспорта нефти и нефтепродуктов являются объектами повышенной опасности из-за сосредоточения больших количеств опасных веществ и проведения технологических процессов под давлением .

В последние годы большое внимание уделяется изучению воздействия объектов нефтяного комплекса на компоненты окружающей природной среды.

В работах [1,2,3,4] рассматривается воздействие нефтезагрязнений, образующихся при эксплуатации нефтепромысел, на приземные слои воздуха, подземные и поверхностные воды, почвы. Основными компонентами, загрязняющими атмосферный воздух на территории нефтепромыслов, являются серы диоксид, азота диоксид, углерода оксид, сероводород, предельные и ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилол) и другие вещества, которые генетически связаны с добываемым углеводородным сырьем или образуются в результате подготовки нефти при сжигании попутного нефтяного газа на факелах.

Большая работа по изучению нефтяного загрязнения подземных вод была проведена В.М. Гольдбергом и др. [5,6]. Авторы обобщили особенности нефтяного загрязнения геологической среды и подземных вод и показали, что основное загрязнение природных вод нефтепродуктами обусловлено систематическими потерями при их транспортировке, хранении и переработке. Источниками загрязнения подземных вод могут быть все сооружения, связанные с добычей, сбором, хранением, очисткой нефти и стоков, а также утилизацией последних. Разливы на участках нефтепроводов, нефтяных скважин являются случайными, но значительными по площади и протяженности источниками загрязнения подземных вод. Один из видов локального техногенного загрязнения подземных вод - подземные линзы нефтепродуктов неглубокого залегания. Как правило, это связано с крупными авариями на нефтепроводах или нефтебазах.

Основной механизм распределения нефтяных углеводородов от поверхности до подземных вод - гравитационный: движение в сторону уклона местности, просачивание в почвенные горизонты и рыхлые отложения. Попадая в движущие водотоки, техногенный поток рассеивается, смешивается с потоками от других источников. Наличие трещин в грунтах и породах значительно понижает величину их насыщенности углеводородами; именно трещины ответственны за массовое перемещение углеводородов из пор и каналов почв, грунтов и пород в подземную гидросферу [7].

Одним из основных геоэкологических признаков, определяющих возможность просачивания нефти через зону аэрации, является сорбционная способность грунтов. Сорбционные свойства грунтов зависят от минерального состава, присутствия гумуса и органических веществ, от дисперсности и пористости грунтов.

При попадании нефти в водный объект происходит ряд последовательно-параллельных процессов:

1. Образование нефтяного пятна (слика) на водной поверхности (при аварии на подводном трубопроводе - с предварительным образованием конуса выброса).

2. Распространение слика по поверхности водного объекта за счет процессов адвекции и растекания.

3. Диссипация слика - испарение, растворение, окисление и фотоокисление, седиментация, эмульгирование, солюбилизация (коллоидное растворение).

4. Биodeградация, включающая микробное разрушение и ассимиляцию планктонными и бентосными организмами.

На водной поверхности нефти начинает растекаться, при этом более легкие компоненты улетучиваются, а водорастворимые - выщелачиваются. Улетучивание низкомолекулярных соединений происходит на порядок быстрее, чем растворение. Наиболее легкие компоненты нефти концентрируются на поверхности раздела вода-воздух, образуя так называемую пленочную нефть. Тяжелые компоненты адсорбируются на взвешьях, оседают на дно и аккумулируются в донных отложениях. Оставшаяся на поверхности нефть обладает повышенной вязкостью, вследствие чего процесс растекания постепенно прекращается. Физическое изменение форм нефти при поступлении в водную среду следует связывать с изменением ее химического состава. В пленке, как правило, преобладают наименее растворимые в воде насыщенные алифатические углеводороды, а также ароматические углеводороды плотностью меньше единицы. В первые часы существования нефтяного слика доминируют физические и физико-химические процессы.

Нефтяное загрязнение поверхностных водных объектов пагубно влияет на водную среду и ее обитателей. Легкие фракции нефтепродуктов в виде пленки и водного раствора отравляют организмы, обитающие в толще воды, тяжелые фракции, оседая на дно, уничтожают донные организмы. Нефтепродукты, осевшие на дно, образуют стойкое загрязнение водоема, а неочищенная нефть содержит фракции, действующие на рыб как токсиканты. В районах, подверженных нефтяному загрязнению снижается численность фитопланктона, зоопланктона, бентоса [8].

Воздействие на почвенно-растительный покров при аварийном разливе нефти проявляется в уничтожении и угнетении растительного покрова, загрязнении почв. Нефть и нефтепродукты в почве распространяются вглубь и вширь, проникая в поры между частицами грунта. Концентрация нефтепродуктов резко снижается с продвижением в глубину от одного почвенного горизонта к другому. При загрязнении почвы нефтепродуктами будут происходить глубокие изменения в микрофлоре почвы, резко меняться компенсационный механизм авторегуляции биохимических процессов [9].

При разливах нефти, содержащиеся в ней токсичные химические соединения, оказывают крайне негативное воздействие на растительный мир непосредственно в зоне разлива. Под влиянием нефти и нефтепродуктов

происходит гибель растительного покрова, замедляется рост растений, нарушаются процесс фотосинтеза и дыхания. Под действием даже небольших количеств сырой нефти уменьшаются флористическое разнообразие и биомасса. В природных ландшафтах происходит «сжигание» травянистой растительности, пожелтение и отмирание вегетативных органов.

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов оказывают отрицательное влияние почти на все группы беспозвоночных. Наиболее быстро погибают крупные беспозвоночные (насекомые, черви), более устойчивы членистоногие, но и они испытывают значительное угнетение. Из позвоночных наиболее чувствительны к загрязнению мелкие млекопитающие. Нефть как загрязнитель окружающей среды оказывает негативное влияние на биоту. Особенно вредно влияет на животный мир легкая фракция нефти.

Действие нефти на живые организмы почвы в основном определяется ее концентрацией. Малое количество нефти оказывает стимулирующее воздействие на почвенную биоту, так как она является энергетическим субстратом для большой группы микроорганизмов и содержит вещества, обеспечивающие повышенный рост и развитие растений [9]. Более значительные концентрации могут оказывать токсическое действие.

К основным причинам загрязнения объектов окружающей природной среды в районах нефтедобычи относят дефекты нефтепромысловых коммуникаций, используемых в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти.

По данным, предоставляемым нефтедобывающими компаниями, при добыче нефти в результате аварийных ситуаций теряется около 1 % добываемой нефти.

Для обеспечения приемлемого уровня экологической безопасности необходимы эффективные методы и средства защиты окружающей природной среды, включая снижение вероятности и тяжести последствий возможных техногенных чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными выбросами и сбросами загрязняющих веществ в атмосферу, приповерхностную гидросферу и на почвогрунты.

Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, весьма разнообразны. Ограничения в применении мероприятий на однотипных объектах обусловлены конструктивными, технологическими и климато-географическими особенностями самих объектов. Кроме того, как правило, все способы и средства снижения вероятности аварии, ее локализации и ликвидации требуют высоких затрат. Поэтому практический выбор рациональных решений при проектировании, эксплуатации, модернизации производственных комплексов нефтегазовых промыслов существенно затруднен, что объясняется отсутствием единого, доступного и общеприменимого критерия эффективности этих решений.

В целях обеспечения и повышения промышленной и экологической безопасности, снижения аварийности и экологического ущерба при эксплуатации нефтепроводов, применяются следующие мероприятия:

1. Организация и проведение мониторинга состояния трубопроводных систем с применением средств наружной и внутритрубной диагностики. При строительстве новых трубопроводах необходимо закладывать средства на нужды контроля (по литературным данным около 10 % от общей суммы инвестиций). За счет устранения выявленных опасных дефектов на участках нефтепроводов, находящихся в сфере постоянного мониторинга промышленной безопасности, возможно снижение показателей аварийности более чем в 10 раз. Однако противоправные действия по врезкам в нефтепроводы и разукомплектованию оборудования, а также недостатки производственного контроля за промышленной безопасностью снижают эффективность данного мероприятия [9].

2. Повышение эффективности защиты от наружной и внутренней коррозии на новых и реконструируемых трубопроводах:

1. Применение коррозионно-стойких труб с наружной изоляцией заводского нанесения.

2. Использование пластмассовых и стеклопластиковых труб.

3. Обеспечение экологической безопасности трубопроводов на переходах через реки и оползнеопасные участки:

4. Развитие методов анализа риска аварий на объектах трубопроводного транспорта. Для обеспечения безопасности функционирования трубопроводных систем выполняется анализ риска аварий на трубопроводах.

5. Внедрение независимого технического надзора за качеством выполнения работ и соблюдением проектных решений при строительстве, капитальном ремонте и реконструкции трубопроводов.

7. Обеспечение высокой степени автоматизации проектирования с учетом всех факторов экологической безопасности.

При проектировании трубопроводов особую актуальность приобретает выбор мероприятий (технических решений), повышающих уровень экологической безопасности проектируемых объектов. Определение эффективности мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов в настоящее время является актуальной задачей [10].

Нефть, нефтепродукты в Казахстане доставляются трубопроводным, железнодорожным, морским и автомобильным транспортом.

Все эти виды транспорта имеют свои особенности. Они различаются по степени развития и регионального размещения, по уровню технической оснащённости и условиям эксплуатации, возможностями освоения различных грузопотоков по пропускной и провозной способности на отдельных направлениях и участках, по техническим параметрам и технико-экономическим показателям и другим данным.

Магистральный трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан.

Системы трубопроводного транспорта являются эффективным инструментом реализации государственной политики, позволяющим

государству регулировать поставки нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки.

Трубопроводный транспорт активно влияет на формирование и развитие ТЭК страны и отдельных регионов, являясь его неотъемлемой частью, и обеспечивает:

- 1) перекачку добытых и переработанных энергоресурсов;
- 2) выполняет роль распределительной системы комплекса;
- 3) транспортировку энергоресурсов на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья [5].

К трубопроводному транспорту относятся магистральные нефте- и газопроводы, а также продуктопроводы. Значимость трубопроводного транспорта для Республики Казахстан определяется значительной удаленностью основных месторождений нефти и газа от потребителей, а также высокой долей нефти, нефтепродуктов и газа в экспортном балансе Республики Казахстан.

Преимущества трубопроводного транспорта:

- возможность повсеместной укладки трубопровода.
- низкая себестоимость транспортировки.
- сохранность качества благодаря полной герметизации трубы.
- меньшая материалоемкость и капиталоемкость.
- полная автоматизация операций по наливу, перекачки, транспортировки и сливу.
- малочисленность персонала.
- непрерывность процесса перекачки.

Главным недостатком является его узкая специализация, также для рационального использования требуется мощный устойчивый поток перекачиваемого груза.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтяной и газовой промышленности чрезвычайно велика. Для нефти трубопроводный транспорт является основным видом транспорта в нашей стране. Характерной чертой трубопроводного транспорта является высокий уровень автоматизации производственных операций. В настоящее время в стране сформированы мощные нефтепроводные системы [11,12].

Развитие магистрального нефтепроводного транспорта определяется потребностями нефтяной промышленности. Значительная часть магистральных нефтепроводов эксплуатируется свыше 20-ти лет, что приводит к рискам возникновения на них аварийных ситуаций.

АО НК "КазМунайГаз" обеспечивает 65 процентов транспортировки нефти, 100 процентов транспортировки газа, 50% процентов танкерных перевозок, которые осуществляются в Республике Казахстан. Транспортировку нефти трубопроводами осуществляет АО "КазТрансОйл", транспортировку газа - АО "КазТрансГаз", танкерные перевозки осуществляет АО «Национальная морская судоходная компания «КазМорТрансФлот».

АО «КазТрансОйл» является крупнейшей нефтепроводной компанией Республики Казахстан, располагающей мощной разветвленной сетью магистральных трубопроводов, обеспечивающей транспортировку нефти и подачу воды по ним.

АО «КазТрансОйл» является собственником крупнейшей в Республике Казахстан системы магистральных нефтепроводов и водоводов, совокупная протяженность которых составляет 5 495,23 км. (рисунок 1.1) нефтепроводов (с учетом 71,7 км. нефтепровода Кенкияк-Орск, находящегося на территории РФ и стоящего на балансе Представительства КазТрансОйл в г. Самара) и 2 148 км. водоводов.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам обеспечивается 39 нефтеперекачивающими станциями, 64 печами подогрева нефти, резервуарным парком для хранения нефти общим объемом 1 259 тыс. куб.м. АО «КазТрансОйл» было создано 2 апреля 1997 года в соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан №461 путем реорганизации и объединения ПО «Южнефтепровод» и ПО «Магистральные нефтепроводы Казахстана и Средней Азии». Является крупнейшей нефтепроводной компанией Республики Казахстан, располагающей мощной разветвленной сетью магистральных трубопроводов, обеспечивающей транспортировку нефти и подачу воды по ним. Также основными видами деятельности Общества являются производство, передача и распределение тепловой энергии, передача и распределение электрической энергии, транспортировка природного газа по распределительным трубопроводам для потребителей Республики Казахстан, эксплуатация и техническое обслуживание магистральных трубопроводов, принадлежащих другим юридическим лицам.

В состав «КазТрансОйл» входят 4 филиала, из них 2 – Западный и Восточный, производственная деятельность которых связана с транспортировкой нефти и воды.

Данные по объему транспортировки нефти и имеющихся активов по Обществу представлены в таблице 1.1, 1.2 [13].

Таблица 1.1 – Объемы транспортировки нефти

Транспортировка нефти	2009	2010	2011	2012	2013
Объем, тыс. тонн	45 683	47 467	48 160	50 200	50 700
ТОН-2	1 948	4 986	4 100	4 200	4 300
Грузооборот, млн. тонн км	31 101	32 266	31 261	31 329	31 352

Таблица 1.2 – Активы АО «КазТрансОйл»

Производственные активы	Протяженность,объем, количество
магистральные трубопроводы, км	7 464,5
в том числе:	
магистральных нефтепроводов, км	5 309,7
магистральных водоводов, км	2154,8
резервуарных парков, тыс. м ³	1 353,9
в том числе:	
для нефти, тыс. м ³	1 199
для воды, тыс.м ³	154,9
нефтеперекачивающие станции, шт	34
станции/пункты подогрева нефти,шт	7
печей подогрева, шт	65
сливно-наливных эстакад, шт	4
головные очистные сооружения	1
водонасосные станции	3
водоочистные сооружения	1

1.1 Экологическое состояние окружающей среды на участках транспортировки нефти и нефтепродуктов

Транспортировка нефти по магистральным трубопроводам имеют место загрязнения атмосферы, водоемов и почвы, Несмотря на значительные преимущества трубопроводного транспорта

Основные причины этих загрязнений следующие:

- выбросы легких углеводородов и сернистых соединений при заполнении резервуаров и температурных колебаниях газового пространства резервуаров и поверхности нефти;

- испарение нефти с поверхности загрязненных сточных вод, при утечках и аварийных разливах, в результате чего часть нефти уносится ливневыми талыми водами в водоемы;

- продукты зачистки трубопроводов и резервуаров от парафиносмолистых отложений и др.

Проблема охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов имеет важное социальное и народнохозяйственное значение. С развитием промышленности влияние результатов человеческой деятельности на природу становится настолько большим, что наносимый ей ущерб не всегда может быть восстановлен естественным путем без проведения природоохранных и природовосстановительных мероприятий.

При сооружении и эксплуатации магистральных нефтепроводов проблеме охраны окружающей среды уделяют первоочередное внимание. Воздействие на окружающую среду магистральных нефтепроводов обусловлено их спецификой как линейно протяженных объектов (протяженность от сотен до нескольких тысяч километров), прокладываемых в сложных природно-климатических условиях с применением различных конструктивных схем и технологий сооружения для транспортировки вредных для окружающей среды продуктов.

Учитывая основополагающую роль магистральных трубопроводов как средства транспортирования жидких и газообразных продуктов и вовлечения в хозяйственную деятельность малоосвоенных природных регионов, характеризующихся высокой чувствительностью к техногенным воздействиям, проблема охраны окружающей среды при трубопроводном транспорте является весьма актуальной.

При выходе нефти в окружающую среду вода и почва загрязняются углеводородами, входящими в ее состав. В то же время происходят процессы, приводящие к разложению нефти: распространение, испарение и растворение.

Поверхностный сток вод смывает углеводороды с поверхности почвы и транспортирует их в водоемы. На воде нефть распространяется слоем толщиной в несколько миллиметров или даже одного миллиметра, образуя пленочную нефть. Толщина пленки зависит от вязкости нефти, поверхностного натяжения нефти и воды, а также от времени нахождения пленки на воде.

Воздействия на окружающую среду, возникающие в период строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов, могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные. Основными источниками технологически обусловленного негативного воздействия на окружающую среду (ОС), возникающими при прокладке магистрального трубопровода в результате работы оборудования и выполнения необходимых сопутствующих операций могут быть источники, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков воздуха.

Основными источниками негативного воздействия на окружающую среду, возникающими при эксплуатации нефтепроводов, могут быть источники, объективно возникающие вследствие приема, хранения и транспорта нефти.

Среди технологически обусловленных воздействий выделены следующие группы ведущих факторов [14].

Выбросы в атмосферу от ряда стационарных организованных и неорганизованных источников на линейной части и объектах нефтепроводов, а также при эксплуатации автомобильного и специального транспорта. Величина и ингредиентный состав выбросов охарактеризованы по действующим проектам предельно допустимых нормативов (ПДВ), исходя из условий работы всех видов насосных перекачивающих станций (НПС) по технологическому регламенту и фактическому режиму.

Загрязнение атмосферного воздуха выбросами вредных веществ происходит при работе технологического оборудования производственных объектов по транспортировке нефти и подаче воды, а также при хранении, сливе/наливе нефти и при эксплуатации автомобильного транспорта и спецтехники.

Качественный и количественный состав выбрасываемых загрязняющих веществ в атмосферу определяется по проектам нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) и/или материалам инвентаризации источников.

Использование водных ресурсов в целях обеспечения производственной деятельности, образование и утилизация сточных вод системы жизнеобеспечения на соответствующих НПС и линейной части нефтепровода.

Возможное воздействие на подземные и поверхностные воды при эксплуатации временных шламовых амбаров и емкостей для хранения нефти, при строительстве переходов через водные преграды, при утечках в местах складирования отходов производства и утилизации сточных вод.

Воздействие на почвы, возникающее при складировании отходов производства, эксплуатации технологических объектов - временных шламовых амбаров, емкостей для хранения нефти, в местах пуска и приемки нефти и у различного рода задвижек. При строительстве линейной части и реконструкции действующих НПС возможно широкомасштабное механическое нарушение почвенного покрова. Неизбежное нарушение почвенного

покрова в период строительства обусловит уничтожение гумусовой прослойки и, как следствие этого, уничтожение растительности.

Фактор беспокойства для представителей животного мира в местах размещения линейной части трубопровода, на пересечении путей миграции животных, фактор риска для птиц, возникающий в виде открытых нефтяных зеркал шламонакопителей и шламовых амбаров.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода нештатными и аварийными ситуациями. Возможные аварийные ситуации сводятся, прежде всего, к отказам оборудования, обеспечивающего транспорт нефти по магистральному нефтепроводу.

Аварийные ситуации сопровождаются выливаниями нефти на почвогрунты с возникновением химического загрязнения почв, подземных вод нефтью и содержащихся в ней токсичными ингредиентами (в основном, тяжелыми металлами), а также паров нефти, выделяющихся от открытого пятна в атмосферу.

Непредвиденные (аварийные) разливы нефти возможны на любой стадии транспортировки и хранения этого вида сырья для минимизации ущерба, наносимого окружающей среде подобными явлениями, помимо превентивных технологических и иных мер, следует разрабатывать комплекс действий по локализации вылившего конденсата, его сбору, утилизации и рекультивации пострадавших участков. Это влечет за собой необходимость определения участков, где существует наибольшая вероятность аварийных разливов нефти, и наиболее вероятных объемов таких разливов. С другой стороны, необходимо учитывать даже маловероятные утечки нефти на участках, где они представляют большую опасность для окружающей среды (зоны повышенного разнообразия и продуктивности, зоны высокого рекреационного потенциала).

Синтез особенностей технологических процессов и природных сред, используемых для размещения производственных объектов, позволяет места возможных разливов в трубопроводе условно разбить на 3 группы:

1. линейная часть трубопровода;
2. участки пересечения трубопроводом водотоков;
3. участки, где размещаются нефтеперекачивающие станции

Линейная часть нефтепровода.

Участками, на которых удельная частота аварий выше по сравнению со средними показателями:

- переходы через водные преграды и обводненные участки трассы (повышенная коррозия и невозможность восстановления изоляционного покрытия), а также водные переходы;

- пересечения с транспортными коммуникациями;
- места расположения запорной арматуры;
- нефтепроводы, проходящие вблизи зоны с повышенной плотностью населения и возможность нарушения герметичности нефтепровода с целью хищения нефтепродукта;
- нефтепроводы, примыкающие к насосным станциям, поскольку они

являются «источниками» или «приемниками» циклических нагрузок на нефтепроводы, связанных с изменениями режима перекачки и возникновением при этом гидравлических волн.

Помимо этого, аварийные ситуации на линейной части возникают в результате действия различных факторов, отражающих особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в конкретных условиях окружающей природной и социальной среды. На основе статистических данных аварийности магистральных нефтепроводов (МН), выделены следующие группы факторов, влияющих на возникновение аварийных ситуаций. Для каждой группы факторов (опасностей) определены весовые коэффициенты, характеризующие вклад данной группы в общую статистику отказов [9].

Таблица 1.3 – Факторы аварийности магистральных нефтепроводов

№ группы	Наименование группы факторов	Доля группы, %
1	Внешние антропогенные воздействия (в основном, землеройной и гусеничной техникой)	20,0
2	Подземная коррозия	2,0
3	Атмосферная коррозия	2,0
4	Внутренняя коррозия	20,0
5	Качество производства труб и оборудования	15,0
6	Качество строительно-монтажных работ	15,0
7	Качество и сроки испытания	5,0
8	Конструктивно-технологические факторы	5,0
9	Природные воздействия	10,0
10	Эксплуатационные факторы	6,0

Как видно из таблицы 1.3 и рисунка 1.2, опасности возникновения аварийных отказов связаны, в основном, с качеством изготовления и монтажа трубопровода (30 %), коррозионными процессами (24 %), внешними (20 %) и природными воздействиями (10 %).

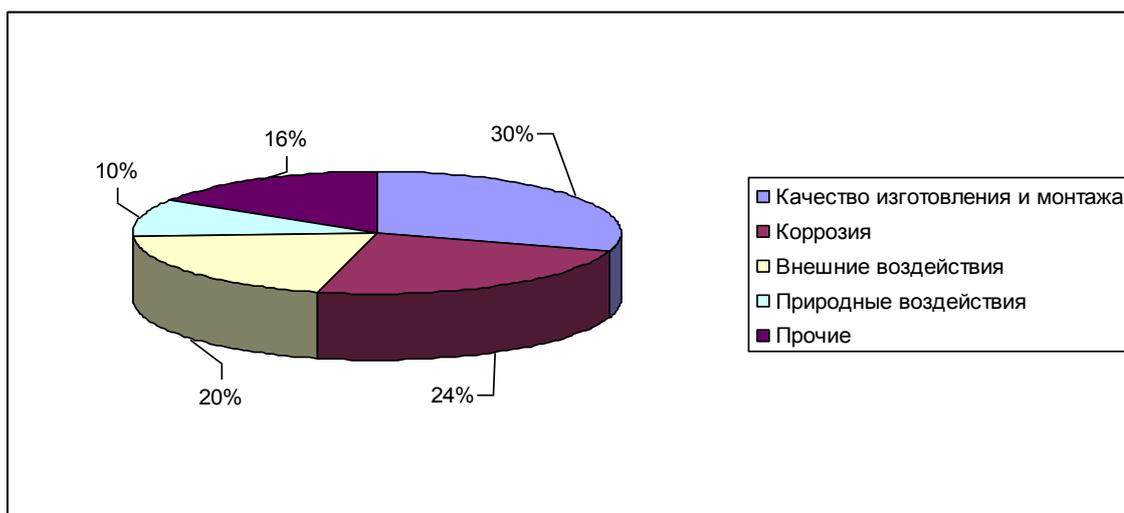


Рисунок 1.2. – Причины аварийности магистральных трубопроводов

В общем случае развитие аварийной ситуации на нефтепроводе может происходить по одному из следующих наиболее вероятных сценариев:

- разлива нефти по поверхности земли и/или водных объектов, без воспламенения нефти;
- разлива нефти по поверхности земли и/или водных объектов, сопровождающихся пожаром на поверхности разлива;
- образование облаков летучих углеводородов и последующие взрыв и пожар.

Развитие аварийной ситуации по первому сценарию представляет опасность, главным образом, для природной среды. Ввиду свойств самого продукта возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды в значительных масштабах. При этом непосредственная угроза жизни населения невелика, поскольку пары нефти обладают малой токсичностью и не могут привести к летальным последствиям даже при формировании зон с высокой концентрацией паров углеводородов в месте аварии. В то же время косвенные последствия могут представлять определенную угрозу здоровью людей, в результате загрязнения источников водоснабжения (как поверхностных, так и подземных), а также накопления токсичных компонентов в растительности и животных, употребляемых в пищу.

Для решения этих проблем должен быть использован комплексный метод, включающий: аналитические исследования при оценке влияния внешних воздействий на степень надежности нефтепроводов, загрязнения окружающей среды при их авариях и расчетов на прочность и устойчивость трубопроводов; экспериментальные исследования в промышленных и лабораторных условиях при определении степени загрязнения окружающей среды от нефтепроводов, оценке теплофизических свойств грунтов на участках нефтепроводов, разработке средств и способов улучшения экологического состояния окружающей среды на участках нефтепроводов; эколого-экономическое обоснование эффективности разработанных мероприятий снижения и профилактически загрязнения окружающей среды.

Основные источники негативного влияния объектов магистральных трубопроводов, а также основные мероприятия, осуществляемые на объектах магистрального трубопровода в соответствии с природоохранным законодательством, представлены в таблице 1.4 [15].

Таблица 1.4 – Факторы негативного воздействия

№ п.п.	Компоненты ОС	Факторы воздействия на ОС	Основные направления деятельности по снижению отрицательного техногенного воздействия на ОС
1	Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) от стационарных и передвижных источников, расположенных на НПС и линейной части. Пыление в процессе прокладки нефтепровода	Обеспечение деятельности нефтепроводов и объектов в соответствии с рекомендациями проектов норм ПДВ, выполнение воздухо-охраных мероприятий, предусмотренных проектами ПДВ, природоохранными планами предприятий
2	Грунтовые и поверхностные воды	Сброс производственных и хозяйственных сточных вод в накопители, расположенные в пределах производственных объектов. Химическое загрязнение почв при эксплуатации временных шламовых амбаров и емкостей для хранения нефти и возможное аварийное загрязнение почв и опосредованно грунтовых вод.	Обеспечение контроля водопотребления и водоотведения, контроля качества сточных вод. Разработка нормативов ПДС, выполнение водоохраных мероприятий, предусмотренных природоохранными планами мероприятий. Оперативная ликвидация аварийных разливов
3	Почвенно-растительный покров	Механические нарушения почвенно -растительного покрова, химическое загрязнение почв. Возможное аварийное загрязнение почв	Оптимизация эксплуатационных работ, выявление мест разливов нефти. Восстановление почвенно-растительного покрова. Очистка и проведение рекультивации загрязненных земель

Продолжение таблицы 1.4

4	Животный мир	Нарушение путей миграции животных. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов	Организация проходов в местах путей миграции, ограничение шумового воздействия промплощадками НПС и обслуживаемых объектов
---	--------------	---	--

1.2 Существующие способы и средства улучшения эколого-экономической эффективности транспортировки нефти

Обеспечение экологической безопасности и экономической эффективности транспортировки нефти требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса природоохранных и технико-технологических мероприятий.

При современной технологии линейного строительства трубопроводов непосредственному воздействию подвергаются такие компоненты природных комплексов, как растительность, почва, микрорельеф, верхние горизонты горных пород, подстилающие почву. В результате тесной взаимосвязи компонентов природной среды опосредованному воздействию подвергаются гидрологический и гидрогеологический режимы, снежный покров, тепломассообмен в приземном слое атмосферы, что в свою очередь вновь оказывает в дальнейшем влияние на растительность, почву, микрорельеф.

Изменения условий теплообмена поверхности с атмосферой, свойств поверхности и почвенно-грунтового комплекса, снежного покрова сопровождается изменением температурного режима грунтов, мощности слоя сезонного промерзания-протаивания, ослаблением или усилением ряда экзогенных физико-геологических процессов.

В СНГ около половины нефтепроводов было построено 30-50 лет назад, и срок их обновления давно истек. Практика показывает, что средний срок эксплуатации стальных трубопроводов составляет не более 10-25 лет в зависимости от грунтовых, климатических и прочих условий. По оценкам специалистов, из ветхих, изношенных магистральных трубопроводов ежегодно вытекает от 10 до 15 млн. т нефти. Наибольшие утечки нефти наблюдаются в Западной Сибири, где добывается 80% всей нефти в России. В Казахстане наиболее часто выходят из строя нефтепроводы, эксплуатируемые более 10 лет.

Аварии на магистральных трубопроводах приводят часто к человеческим жертвам. Самая крупная авария с человеческими жертвами в истории мирового трубопроводного транспорта произошла в 1989 г. на продуктопроводе вблизи г. Уфы, когда в результате взрыва по причине утечки из проржавевшего трубопровода погибло 650 человек и были уничтожены сотни гектаров леса.

Катастрофа рано или поздно наступит также естественно, как старение любого физического тела.

Экологическую катастрофу можно избежать, если:

1) магистральные нефтепроводы строить из полимерных материалов;
2) прокладку новых и ремонт изношенных нефтепроводов осуществлять бестраншейным способом, вместо траншейного (открытого). Это подтверждается зарубежным опытом.

В настоящее время в развитых странах магистральные трубопроводы строят преимущественно из стекловолоконистых эпоксидных труб, которые по сравнению со стальными трубопроводами имеют огромные преимущества:

- устойчивы к коррозии: гарантийный срок их эксплуатации не менее 50 лет;

- масса в 4-8 раз (в зависимости от конструкции) меньше стальных трубопроводов, что позволяет их укладывать без применения тяжелого оборудования;

- имеют резьбовые и механические системы соединения, что обеспечивает быстрый и легкий монтаж труб без сварки;

- имеют идеально гладкие поверхности внутренних стенок, предотвращающие парафиновые отложения, следовательно, отпадает необходимость очистки труб;

- гибкие, что позволяет укладывать трубы на морском дне с глубокими впадинами и крутыми склонами, а также по дну рек и прочих водоемов с неровными поверхностями;

- обладают высокой прочностью, благодаря чему выдерживают давление в 2-3 раза большее, чем стальные трубопроводы, а также повышается их ресурс;

- возможен демонтаж после длительной эксплуатации и повторное использование;

- не нуждаются в катодной защите от коррозии;

- устойчивы к динамическим воздействиям (при землетрясениях);

- устойчивы к воздействию ультрафиолетовых лучей;

- имеют широкую область применения и требуют меньших затрат на техническое обслуживание;

- не теряют свою работоспособность при низких температурах, пожарах и пр.

Ведущей фирмой по производству стекловолоконистых эпоксидных труб является всемирно известная американская фирма Ашегоп, выпускающая трубы диаметром от 50 до 1000 мм и стандартной длины - до 12 м. Стоимость одного метра таких труб колеблется от 50 до 1100 долл. (в зависимости от диаметра и конструкции). Фирма имеет своих торговых представителей более чем в 20 странах. Наша промышленность из-за отсутствия денег стекловолоконистые эпоксидные трубы не выпускает.

За последние 15 лет за рубежом стал бурно развиваться бестраншейный способ прокладки нефте-, газо-, водо-, теплопроводов, канализационных и

прочих трубопроводов из полимерных материалов с применением установок направленного горизонтального бурения. Международное общество по бестраншейным технологиям (ISTT), созданное в 1985 г. со штаб-квартирой в Лондоне, в которое входит большинство цивилизованных стран, (Россия является членом этого общества только с 1996 г.), ежегодно проводит в разных странах международные выставки и ярмарки, с демонстрацией новейших достижений науки и техники. Во всех странах-членах ISTT издаются специальные журналы по бестраншейным технологиям. Установки направленного горизонтального бурения выпускаются многими фирмами разных типоразмеров для прокладки пластиковых труб диаметром от 50 до 1300 мм.

Ведущими фирмами, выпускающими установки направленного горизонтального бурения, являются Vermeer, Ditch Witch, Case, Cherrington, American Augers (США), Tracto Tecnik (Германия). Эти фирмы имеют своих представителей практически во всех странах мира, в том числе и в России. Стоимость одной установки колеблется от 80 тыс. до 5млн. долл. (в зависимости от мощности).

Ведущей фирмой бестраншейного способа прокладки нефтепроводов является германская фирма Preussag Rohr-sanierung.

К сожалению, промышленность Казахстана и стран СНГ такую прогрессивную технику также не изготавливает, хотя работы по ее созданию и совершенствованию велись и ведутся в республиках СНГ.

По оценкам специалистов Министерства по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России), аварийность трубопроводов ежегодно возрастает в 1,7 раза, и в XXI век трубопроводные системы жизнеобеспечения страны войдут изношенными на 50-70%. В трубопроводах будет теряться около половины транспортируемой нефти, газа, воды и тепла. Раскатчики могут найти широкое применение также и для формирования в грунте цементобетонных трубопроводов, устройства набивных свай, "стены в грунте", анкеров, формирования строительных изделий, глубинного уплотнения грунтов, для прокладки электрокабелей и кабелей связи - вот далеко не полный перечень работ с применением раскатчиков.

Основной задачей всех законодательных актов и нормативно-методических документов Республики Казахстан является обеспечение охраны окружающей природной среды и безопасности технологических процессов[16-18].

Вывод по 1 разделу

Анализ современного состояния проектирования и практики эксплуатации нефтегазопроводов в России, Казахстане и других странах показал, что техническая надежность нефтепроводов должна быть максимально заложена в проектных решениях. Это обеспечивает высокую экологическую безопасность и экономическую эффективность при

дальнейшей эксплуатации нефтепроводов. Причем, проектные решения должны охватить все возможные негативные моменты, которые могут привести к выбросу нефти и газа в окружающую среду со всеми вытекающими экологическими последствиями.

2 Исследование загрязнения окружающей природной среды вследствие функционирования головной нефтеперекачивающей станций «Павлодар»

2.1 Характеристика предприятия

Павлодарское нефтепроводное управление (ПНУ) осуществляет прием, хранение и транспортировку западносибирской нефти по нефтепроводу «Омск – Павлодар – Шымкент».

Нефтепровод Омск – Павлодар – Шымкент был построен поэтапно в период с 1977 по 1983 годы с целью транспортировки западносибирской нефти на нефтеперерабатывающие заводы Павлодара и Шымкента. Ежегодная пропускная способность нефтепровода на участках Омск – Павлодар составляет 29,4 млн. тонн, Павлодар – Шымкент составляет 22 млн. тонн.

Восточный филиал АО «КазТрансОйл» осуществляет доставку нефти на Павлодарский и Шымкентский НПЗ. Кроме того, филиал обеспечивает поставку нефти на нефтеналивные пункты Атасу и Шагыр для последующей транспортировки в страны дальнего зарубежья.

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) «Павлодар» является структурным подразделением ПНУ. Введена в эксплуатацию в 1983 году.

Основное назначение станции – прием западносибирской нефти в резервуары, хранение и транспортировка на Павлодарский нефтехимический завод и в нефтепровод «Павлодар – Шымкент».

Станция расположена в северном промышленном районе города Павлодара. В 500 м в западном направлении от станции проходит автодорога Павлодар – Омск. В этом же направлении на расстоянии 1,5 км находится село Павлодарское. На юго-восток от станции в 1,5 км расположен Павлодарский нефтехимический завод. Общая площадь ГНПС – 30 га.

ГНПС «Павлодар» находится на 438 км трассы нефтепровода.

На ГНПС «Павлодар» осуществляются следующие технологические операции:

- 1) прием и хранение нефти в резервуарах;
- 2) транспортировка нефти;
- 3) техническое обслуживание технологического оборудования.

Для вспомогательных операций на станции используются следующие объекты: дизельная электростанция для резервного электроснабжения, котельная для теплоснабжения, наземные емкости хранения запаса топлива для котельной и дизель-генераторов, гаражи для автотранспорта и другие объекты. На станции также размещены объекты аварийно - восстановительного пункта.

Физико-географические условия. Климатические особенности

Особенностью климата города Павлодара, формирующегося под воздействием преимущественно антициклонной циркуляции воздуха, преобладание которой особенно характерно для зимних месяцев, является его

резкая континентальность и сухость воздуха.

Ветреная погода является характерной чертой местного климата. Такая погода держится примерно в 98% случаев и только в 1-2% наблюдаются штили.

Средняя годовая скорость ветра в Павлодаре - 5,0 м/сек; пределы ее для равнинных пространств 3,5 - 5,6 м/сек. В зимний период скорость ветра колеблется от 4,9 до 5,2 м/сек, весной она снижается до 4,4 м/сек.

В летний период часто наблюдаются очень сильные ветры, достигая максимума в июне-июле (22 м/сек), вызывая тем самым пыльные бури. Осенью максимальная скорость несколько падает (18 м/сек), зимой же она снижается до 16 м/сек. Однако, такие ветры зимой вызывают возникновение снежных буранов и метелей.

Преобладающее направление ветра юго-западное. Повторяемость его в среднем за год составляет 23 %. Реже всего бывают ветры северного и восточного направлений (8 и 7 % соответственно). Дней со штилем практически не бывает.

Средняя годовая температура воздуха за многолетний период составляет 1,9 °С. Внутригодовой ход температуры воздуха характеризуется устойчивыми отрицательными температурами зимы, высокими положительными температурами летнего сезона и быстрым повышением температуры воздуха в течение непродолжительного весеннего периода. Самым теплым месяцем в году является июль. Средняя температура этого месяца составляет 21,2 °С.

Продолжительность теплого периода (средняя суточная температура воздуха >0°С) составляет около 190 дней.

В июле-августе распространяется тропический воздух из Средней Азии и юга, что приводит к интенсивному прогреву воздуха. Поэтому самым теплым месяцем в году является июль. Средняя температура этого месяца составляет 21,2°С. Наиболее холодный месяц – январь. Его средняя месячная температура составляет – 17,9°С. Минимальная температура воздуха в среднем за период наблюдений равна – 40°С. Абсолютный минимум в отдельные годы достигает – 47°С.

Наибольшая годовая сумма осадков в районе Павлодара составляет 432 мм, наименьшая – 109 мм.

Максимальное количество осадков до 40 мм отмечается в июле. Весной осадков несколько меньше (19 - 28 мм), чем осенью (22 - 34 мм).

Сухость климата Павлодара проявляется как в небольшом количестве осадков, так и в низкой влажности воздуха. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 71%. Наибольшая влажность наблюдается в зимнее время (декабрь-февраль), когда ее средняя величина составляет (82 - 83%).

Летом относительная влажность понижается до 56 % (незначительные осадки, усиление процессов трансформации).

В целом, климат в районе ГНПС «Павлодар» складывается из следующих метеорологических условий:

- Резко континентальный.
- Средняя месячная скорость ветра – 5,0 м/сек. Максимальная – 22 м/сек.
- Преобладающее направление ветра - юго-западное с годовой повторяемостью 23 %.
- Средняя месячная температура самого холодного месяца (января) – 15,6⁰С. Абсолютный минимум – минус 47⁰С.
- Средняя месячная температура самого теплого периода (июля) + 28,2⁰С. Абсолютный максимум + 42⁰С.
- Наибольшая сумма осадков в холодный период – 90 мм, наименьшая – 81 мм.
- Наибольшая сумма осадков в теплый период – 342 мм, наименьшая – 28 мм
- Средняя годовая относительная влажность воздуха – 71 %.
- Средняя месячная относительная влажность воздуха зимой – 81 - 83 %, летом – июнь - 56 %.

По рельефу рассматриваемый район относится к Прииртышской равнине.

Прииртышская равнина, наклоненная к северу и северо-востоку, имеет абсолютную высоту 200 м у подножий мелкосопочника. На ее плоской, местами слабоволнистой или увалистой поверхности располагается большое количество замкнутых блюдцеобразных бессточных впадин, нередко занятых мелкими озерами. Более обширные и глубокие озерные впадины залегают ниже уровня воды в р, Иртыш (озер Кызылкак, Жалаулы, Шолаксор, Карасор, Маралды и др.) Склоны котловины оз. Кызылкак расчленены многочисленными глубоковрезанными оврагами и балками.

Долина р. Иртыш, шириной местами до 18 км, делит Прииртышскую равнину на правобережную и левобережную части. Правобережье поднимается над рекой преимущественно крутым уступом, кое-где достигающим высоты 25 - 30 м, а левобережье повышается постепенно от поверхности поймы до преобладающих отметок открытой степи. На равнинном левобережье (колебания высот местами до 15-30 м) имеется несколько широких слабо углубленных ложбин, понижающихся к р. Иртыш. Правобережье разнообразно по устройству поверхности.

Таким образом, основными элементами рельефа по трассе нефтепровода Прииртышск –Павлодар является Прииртышская равнина с плоской, местами слабоволнистой поверхностью, с абсолютной высотой поверхности 200 м [19].

Таким образом, в районе ГНПС «Павлодар» складываются следующие метеорологические условия (таблица 2.1):

Таблица 2.1 – Метеорологические показания

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1,00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	+28,2
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-20,3
Среднегодовая роза ветров, %	
С	8
СВ	7
В	7
ЮВ	11
Ю	20
ЮЗ	18
З	18
СЗ	11
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	7

Гидрогеологические условия

Станция расположена в южной краевой части Западно-Сибирской низменности. Такое его положение обусловило длительное развитие аллювиальной равнины, начиная с середины олигоцена. Геоморфология отражает ярусное строение равнины, отвечающее этапам осадконакопления четвертичного времени. Останцы неогеновой озерно-аллювиальной равнины сохранились от размыва и затопления водами потоков, отложивших в четвертичное время аллювиальные осадки террас Иртыша. Они заметно возвышаются над окружающими их террасами и аллювиальными равнинами. Первая надпойменная терраса Иртыша высотой 5,0 - 10,0 м над урезом реки протягивается по левому берегу полосой шириной от 1,0 до 5,0 км и по правому берегу расширяется до 15,0 - 17,0 км.

На первой террасе встречаются многочисленные ложбинообразные понижения – хорошо сохранившиеся реликты стариц со сглаженными склонами. Формированию первой террасы, отложения которой отнесены ко второй половине верхнечетвертичного времени, предшествовал эрозионный врез, в результате которого воды Иртыша сконцентрировались в сравнительно узкой долине. Пойма р. Иртыша высотой от 1,0 до 5,0 м над уровнем реки достигает в ширину 12,0 - 13,0 км. Она изрезана множеством рукавов стариц, образующих типичные веера блуждания русла. Пойма представляет собой

современную аллювиальную равнину, созданную боковой эрозией и аккумуляцией реки в равнинных условиях.

В геологическом строении территории участвуют мезо-кайнозойские отложения платформенного чехла.

Верхнемеловые отложения на описываемой территории подразделяются на две пачки: нижнюю, получившую название ипатовской пачки и верхнюю. Ипатовская пачка представлена темно-зеленым тонкозернистым глинистым кварцево-глауконитовым песком, содержащим скопления песчаных фосфоритов. Ипатовская пачка имеет выдержанный на значительной площади песчаный состав. Верхняя пачка состоит из серых и темно-серых песчаных и алевритовых не известковистых глин.

Палеоген представлен морскими и континентальными отложениями эоцена и олигоцена. Морские отложения эоцена-нижнего олигоцена представлены преимущественно зеленовато-серыми глинами, жирными, иногда алевритовыми и песчаными. Континентальные образования средне-верхнего олигоцена представлены крупно- и среднезернистым серым кварцево-кремнистым песком, содержащим тонкие прослои алевритовой глины.

Неоген представлен континентальными осадками миоцена и нижнего плиоцена. Это в основном глины и пески с прослоями супесей, суглинков и алевритов. Наибольшее распространение имеют глины. Среди них встречаются жирные и опесчаненные, часто комковатые разности, серовато-зеленые, зеленовато-серые, обогащенные органическим веществом. Пески слюдистые для района г. Павлодар характерны пески разнозернистые с гравием и галькой русловых фаций аллювия.

Четвертичные отложения, залегающие на породах неогена с резким размывом, имеют почти повсеместное распространение. Общая мощность четвертичных отложений составляет до 25-30 м, достигая местами 50 м. На рассматриваемой территории они представлены аллювиальными образованиями.

Верхнечетвертичные аллювиальные отложения первой надпойменной террасы р. Иртыша протягиваются узкой полосой вдоль левого берега и значительно расширяются на правобережье. Характеризуемые отложения представлены разнозернистыми, преимущественно мелкозернистыми глинистыми песками. В песках встречаются прослои супесей и суглинков. В основании аллювия местами наблюдаются прослои гравия. Общая мощность аллювия первой надпойменной террасы колеблется от 3 до 20 м, чаще составляя 10 – 12 м.

К современному отделу отнесены современные образования, продолжающие свое формирование до настоящего времени и представленные аллювием поймы р. Иртыша. Это серые, темно-серые и буровато-серые разнозернистые, чаще мелкозернистые, глинистые, иловатые пески с примесью и прослоями гравия и гальки. Кроме песков и гравия в строении

поймы участвуют супеси и суглинки с пятнами ожелезнения. Мощность аллювиальных отложений поймы 15 – 20 м.

Подземные воды на описываемой территории встречаются в четвертичных, неогеновых, палеогеновых и меловых отложениях.

Основной водной магистралью Павлодарской области является река Иртыш. Она делит область на две части, но в ее пределах не принимает ни одного существенного притока. Таким образом, вся рассматриваемая территория относится к району замкнутого стока поверхностных вод, концентрирующихся в бессточных озерах и понижениях.

Река Иртыш в пределах области протекает транзитом и имеет длину 720 км. Площадь ее водосбора до северной границы области составляет 247 тыс. км². Долина реки Иртыш шириной местами около 10 - 15 км. Правый склон ее в районе города Павлодара высотой 15 - 20 м, левый пологий. Дно долины пересечено протоками, староречьями и небольшими озерами и в период весеннего половодья полностью затопляется. Дно реки песчаное. На всей территории правобережья реки Иртыш и прилегающей к ней равнинной полосы левобережья водотоки отсутствуют.

Вторая по величине после р. Иртыш – река Шыдарты к концу лета на ряде участков нижнего течения обычно пересыхает, а зимой промерзает до дна.

Особенностью местной гидрографической сети является наличие преимущественно временных водотоков, имеющих сток в период весеннего снеготаяния; рек с постоянным стоком очень мало.

Большинство рек и водотоков расположено в юго-западной части области, в центральной его части (г.Павлодар) их мало. Наличие водотоков обусловлено пересеченностью рельефа. Равнинной части территории достигают только наиболее значительные реки – Шыдарты и Уленты.

На правобережье реки Иртыш и в равнинной части левобережья водотоки почти отсутствуют, за исключением небольшого числа коротких логов и балок на склонах наиболее глубоко врезанных котловин, заполненных озерами Шурексор, Маралды, Сейтень и др. Наиболее широко на территории области распространены озера, имеющиеся во всех ее частях.

Нефтепровод на участке от границы Прииртышска до Павлодара не пересекает ни одного крупного водоема.

Река Иртыш протекает в 15 км от ГНПС «Павлодар» [19,20].

2.2 Краткое описание технологии производства

На ГНПС осуществляются следующие технологические операции:

- прием нефти;
- хранение нефти в резервуарах типа РВСП-20000;
- транспортировка нефти;
- поддержание в рабочем состоянии линейной части трубопроводной системы;

- ремонт и наладка технологического оборудования.

Основным оборудованием ГНПС, обеспечивающим ее функциональное назначение, являются резервуарный парк и нефтенасосное оборудование.

Головная нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода всегда работает по системе постанционной перекачки.

При постанционной перекачке нефть поочередно принимают в один резервуаров нефтеперекачивающей станции, а откачивают из другого. Эта система позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах. Основной недостаток системы – большие потери от испарения при заполнении-опорожнении резервуаров, а также значительная металлоемкость, рисунок 2.1.

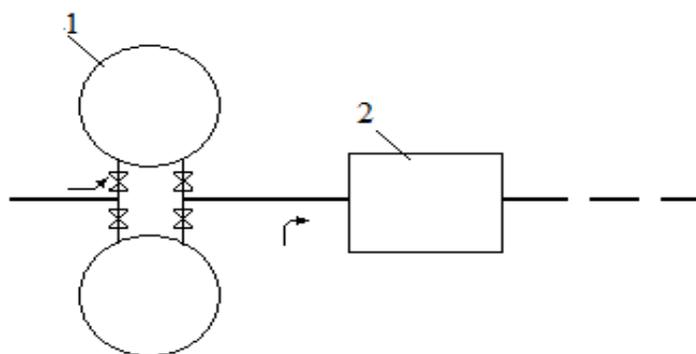


Рисунок 2.1. - Постанционная перекачка нефти

1 – резервуар; 2 –насосная станция.

В магистральной насосной установлены насосы, которые обеспечивают перекачку нефти по магистральному нефтепроводу.

Оборудование нефтеперекачивающей станций условно разделяется на основное и вспомогательное. К основному оборудованию относятся насосы и их привод, а к вспомогательному – оборудование, необходимое для нормальной эксплуатации основного : системы энергоснабжения, смазки, отопления, вентиляция и т.д.

Насосы магистральных нефтепроводов должны отвечать следующим требованиям:

- большие подачи при сравнительно высоких напорах;
- долговременность и надежность непрерывной работы;
- простота конструкции и технологического обслуживания;
- компактность;
- экономичность.

Таковыми качествами обладают центробежные насосы. Другие типы насосов для перекачки нефти в настоящее время не применяются. Для нормальных условий эксплуатации центробежных насосов абсолютное давление нефтеперекачивающей жидкости на входе должно превышать

давление насыщенных паров. При нарушении этого условия начинается кавитация – явление образования в жидкости пузырьков пара или газа, что приводит к резкому ухудшению параметров работы насоса или даже полному срыву его работы. Кроме того попадая впоследствии в зону более высоких давлений, пузырьки схлопываются, что приводит к интенсивной эрозии лопаток рабочего колеса. Поэтому для надежной и безотказной работы центробежных насосов требуется обеспечение необходимого подпора, который обычно создается вспомогательными подпорными насосами (на ГНПС), либо за счет напора, передаваемого от предыдущих НПС. Устанавливают подпорные насосы как можно ближе к резервуарному парку. Чтобы обеспечить заполнение насосов нефтью и уменьшить потери напора во всасывающей линии, подпорные насосы часто заглубляют.

Для сбора утечек нефти через торцовые уплотнения насосных агрегатов предусмотрены емкости для сбора утечек нефти.

Амбар для временного хранения нефтешлама (шламонакопитель) предназначен для временного складирования нефтешлама.

Отопление производственных и служебно-бытовых помещений, расположенных на территории ГНПС, обеспечивается блочной котельной «МЕРТ».

На одной территории ГНПС расположен также блок вспомогательных объектов: Цех технологического транспорта и спецтехники (ЦТТиСТ); Участок хозяйственного обслуживания (УХО); База производственного обслуживания (БПО), которые в данный момент перебазированы на территорию ЦБПТО ПНУ.

Для очистки внутренней поверхности нефтепровода на площадке установлена камера пуска-приема скребка, который запускается по трубопроводу не реже 1 раза в месяц.

В районах деятельности нефтеперекачивающих станций происходит интенсивное загрязнение воздушного бассейна в результате испарения паров нефти при их хранении в резервуарных парках. Кроме потерь ценного углеводородного сырья, это приводит к значительному ухудшению экологической обстановки.

Потери паров нефти и газа в резервуарах зависят от физико-химических свойств нефти, условий приема, транспорта и хранения [19,20].

2.3 Воздействие ГНПС на атмосферный воздух

Работа ГНПС концентрирует в себе целый комплекс проблем мощного загрязнения среды, окружающей ГНПС, а особенно резервуарные парки.

Основное воздействие источники оказывают на:

- атмосферный воздух;
- водные объекты региона;
- на ландшафт;
- на почвенно-растительный комплекс;

- на животный мир.

В состав нефтепровода входит: камера пуска-приема очистного устройства (КППОУ); площадки линейной запорной арматуры; дренажная емкость, резервуарный парк, состоящий из резервуаров типа РВСП-20000. Ниже приводится характеристика каждого источника выброса.

Камера пуска-приема очистного устройства (КППОУ). Камера запуска скребка спроектировано совместно с отключающей арматурой. Дренаж с камеры запуска подается в проектируемую дренажную емкость. При этом в атмосферу выделяются углеводороды. Это задвижки в колодцах, манифольдные, технологические оборудование для чистки (удаление парафина, нефтяного битума, накипи и ржавчины). Эти выбросы носят неустойчивый характер. Расчет производился в соответствии с РНД -39-142 (Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РНД 39.-142-00) по утечкам через неплотности во фланцевых соединениях, в уплотнениях арматуры с учетом свойств среды в системе, срока эксплуатации, статистических данных по потерям герметических уплотнений.

Расчет суммарных утечек через неподвижные уплотнения одного аппарата проводится путем подсчета общего числа фланцев, люков и др[.]. не подвижных соединений фланцевого типа и умножением величины через одно уплотнение на общее число соединений и долю их, потерявших герметичность:

$$Y_{ну} = \sum_j Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{j=1}^m g_{нуj} \times n_j \times X_{нуj} \times C_{II}, \quad (2.1)$$

где: $Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-того вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I - общее число 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-того вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с

n_j -число неподвижных уплотнений на потоке i-того вида, потерявших герметичность, в долях единиц ;

$X_{нуj}$ - доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_{II} - массовая концентрация вредного компонента j-того типа в i-том потоке в долях единицы

Расчет выбросов углеводородов от запорно-регулирующей арматуры, установленной на узлах пуска и приема скребка в количестве 14 единиц:

$$Y_{нуc_1-c_6} = 1,83 \times 14 \times 0,070 \times 0,859 = 1,54 \text{ мг/с}$$

Расчет выбросов углеводородов от 2 изолирующих фланцевых соединений:

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 0,08 \times 2 \times 0,02 \times 0,859 = 0,003 \text{ мг/с}$$

Общие выбросы вредных веществ составляют:

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 1,54 + 0,003 = 1,543 \text{ мг/с} = 0,0027 \text{ г/с} = 0,06 \text{ т/г}$$

Суммарный выброс углеводородов от 3 узлов приема и пуска очистных устройств составляют:

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 0,06 \text{ т/г} \times 3 = 0,18 \text{ т/г} = 0,006 \text{ г/с}$$

Дренажная емкость. Дренажная емкость предназначена для улавливания нефти. Загрязнение воздушного бассейн углеводородами происходит от неподвижных уплотнений и запорно – регулирующей арматуры. количество емкостей (n)=3м, высота (h)=2м, температура(T)-18⁰С, объем (V)-20м³.

Количество выбросов вредных веществ из емкости рассчитывается согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами по следующей формуле :

$$P = F \times q \times K \quad (2.2)$$

где F- площадь поверхности испарения жидкости, м²;

$$F = V/h = 20/2.0 = 10 \text{ м}^2$$

q-удельный выброс загрязняющих веществ для 3 систем, 0,036 кг/(м² х ч)

K – коэффициент, зависящий от степени укрытия поверхности, 0,10

$$P = 10 \times 0,036 \times 0,10 = 0,036 \text{ кг/ч} = 0,01 \text{ г/с} = 0,32 \text{ т/г}$$

Суммарный выброс от дренажных емкостей установленных на узлах приема и пуска очистных устройств составит:

$$P = 0,32 \times 3 = 0,96 \text{ т/г} \text{ или } 0,03 \text{ г/с}$$

Запорно-регулирующая арматура линейной части. Расчет суммарных утечек через неподвижные уплотнения одного аппарата проводился путем подсчета общего числа фланцев, люков и др. неподвижных соединений фланцевого типа и умножением величины через уплотнение на общее число соединений и долю их, потерявших герметичность согласно формуле (2.1).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры:

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 1,83 \times 40 \times 0,070 \times 0,859 = 4,40 \text{ мг/с}$$

Расчет выбросов от фланцевых соединений, установленные на задвижках (80 фланцев):

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 0,08 \times 80 \times 0,020 \times 0,859 = 0,11 \text{ мг/с}$$

Общие выбросы вредных веществ от эксплуатационных скважин составляют:

$$Y_{\text{нус}_1\text{-с}_6} = 4,40 + 0,11 = 4,51 \text{ мг/с} = 0,0045 \text{ г/с} = 0,14 \text{ т/г}$$

Резервуарный парк.

Значительное загрязнение атмосферного воздуха парами нефтепродуктов происходит при эксплуатации резервуаров нефтехранилищ при так называемых "дыханиях" резервуаров. При этом 75 % потерь происходит от испарений и только 25 % — от возможных аварий и утечек (на рисунке 2.2) РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».

При этом выбросы нефтепродуктов из резервуарных парков представляют большую опасность окружающей среде в целом. Загрязнение атмосферы парами нефтепродуктов оказывает вредное воздействие и на здоровье человека [19].

Нефть поступает из нефтепровода на нефтеперекачивающую станцию через узел подключения. Далее нефть через предохранительные клапаны поступает на узел фильтров-грязеуловителей и через узел сглаживания волн давления – в резервуарный парк.

Резервуарными парками принято называть группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте. В нефтесборном пункте обычно сооружают резервуары объемом 5000, 10000 и 20000 м³.

В таблице 2.2 приведены загрязняющие вещества, поступающие в атмосферу при хранении нефти в резервуарах ГНПС. (на рисунке 2.2)

Таблица 2.2 – Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу резервуарным парком

Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ		
	г/с	мг/ м ³	т/ год
Смесь углеводородов предельных С1-С5	6,56	13363,9	77
Смесь углеводородов предельных С6-С10	2,434	4958,49	28,5
Бензол	0,0317	64,5786	0,372
Ксилол(смесь изомеров о-, м-, п-)	0,00997	20,3107	0,1168
Метилбензол (Толуол)	0,01993	40,601	0,2336

Таким образом, приоритетными загрязняющими веществами в районе резервуарного парка являются углеводороды предельные С₁ – С₅, представляющие собой легкие фракции нефти[21-23].

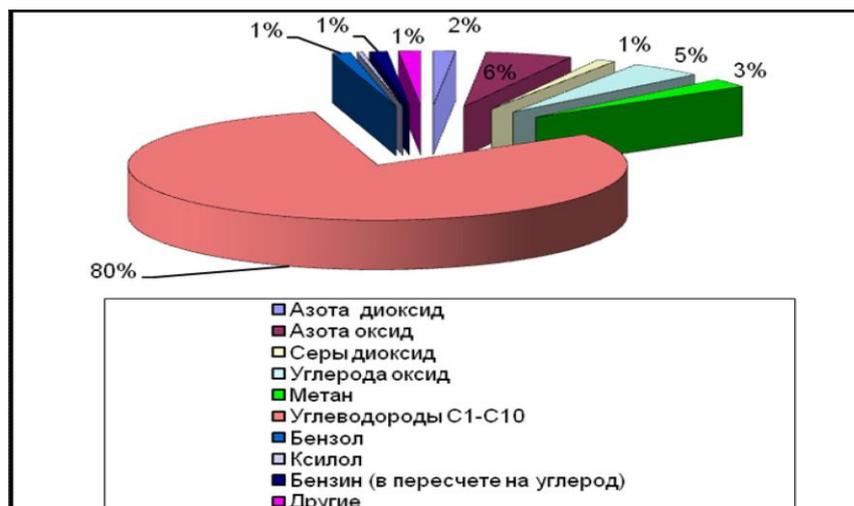


Рисунок 2.2. - Ингредиенты, дающие основной вклад в уровень загрязнения

2.4 Интенсивность выброса вредных веществ при испарении нефти и нефтепродуктов

Испарение нефти и нефтепродуктов из открытых поверхностей происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями.

Представим себе в объеме низкомолекулярных углеводородов воображаемую единичную площадку. Так как низкомолекулярные углеводороды находятся в равновесии, движутся беспорядочно. Поэтому через эту площадку будет пролетать в обоих направлениях в среднем одинаковое количество молекул, пролетающих в единицу времени в каждом из направлений.

Допустим, что молекулы низкомолекулярных углеводородов движутся только вдоль трех взаимно перпендикулярных направлений. Если в выделенном объеме содержится N молекул, то в любой момент времени вдоль каждого из направлений будет двигаться $N/3$ молекул, причем половина из них (т.е. $N/6$ молекул) движется в одну сторону, половина в противоположную сторону. Следовательно, в интересующем направлении, по нормали к площадке ΔS движется $1/6$ часть всех молекул.

Предположим, что все молекулы движутся со средней скоростью (V), равной скорости испарения в момент времени Δt . Тогда за время Δt до площадки S долетят все движущиеся по направлению к нему молекулы, заключенные в объеме цилиндра с основанием ΔS и высотой $\langle V \rangle \Delta t$. Число этих молекул равно

$$\nu = \frac{n}{6} \Delta S \langle V \rangle \Delta t \quad (2.3)$$

где ν - число молекул, пролетающих через площадку ΔS за время Δt ;

3. n -число молекул низкомолекулярных углеводородов в единице объема, м^{-3} ;

ΔS – основание цилиндра, через которое пролетают молекулы низкомолекулярных углеводородов, м^2 ;

$\langle V \rangle$ – средняя скорость движения всех низкомолекулярных углеводородов, м/с .

Скорость молекул низкомолекулярных углеводородов в потоке предполагалась одинаковой. Если отказаться от допущения об одинаковости скоростей молекул, то следует выделить из числа молекул в единице объема те dn_v молекул, скорости которых лежат в интервале от V до $V+dV$. Количество молекул, имеющих такие скорости и долетающих до площадки S за время Δt равно

$$dN_v = \frac{1}{6} dn_v \Delta S V \Delta t \quad (2.4)$$

Полное число молекул в направлении ΔS получим, проинтегрировав выражение (2.4.) по скоростям:

$$\Delta \nu = \int dN_v = \frac{1}{6} \Delta S \Delta t \int_0^{V_{\max}} V dn_v \quad (2.5)$$

Выражение

$$\frac{1}{n} \int_0^{V_{\max}} V dn_v$$

представляет собой среднее значение величины скорости $\langle V \rangle$. Заменив в (2.5) интеграл скорости произведением $n \langle V \rangle$, получим для числа молекул выражение

$$\Delta \nu = \frac{1}{6} \Delta S \Delta t n \langle V \rangle \quad (2.6)$$

где $\Delta \nu$ - число молекул, низкомолекулярных углеводородов, оказавшихся в цилиндре с основанием S и высотой $V \cdot \Delta t$,

Δt - время в течение которого пролетают молекулы, с.

Интенсивность выделения низкомолекулярных углеводородов из источника представляет собой массу газа, вылетевшего из единицы площади в единицу времени. Следовательно, если формулу (2.6) умножим на массу молекул низкомолекулярных углеводородов, а также разделим на площадку ΔS и на время Δt то получим выражения для интенсивности выделения

низкомолекулярных углеводородов из источника загрязнения окружающей среды:

$$J = \frac{1}{6} mn \langle \vec{V} \rangle \quad (2.7)$$

где J - интенсивность выделения низкомолекулярных углеводородов, мг/м² с;

m - масса молекул низкомолекулярных углеводородов, кг.

Произведение массы молекул низкомолекулярных углеводородов на их число дает загазованность окружающей среды, т. е.

$$m n = N_3 \quad (2.8)$$

где N_3 - загазованность, кг/м³.

Интенсивность выделения молекул низкомолекулярных углеводородов с учетом формулы (2.8) будет иметь вид:

$$J \frac{1}{6} N_3 \langle \vec{V} \rangle \quad (2.9)$$

В реальных условиях вместе с низкомолекулярными углеводородами выделяются и другие молекулы нефти и нефтепродуктов. Однако вид формулы (2.9) не изменится, так как в ней содержатся величины определяемые экспериментально. Поэтому выражение (2.9) справедливо для определения интенсивности выделения газообразных веществ из источника загрязнения окружающей среды. Кроме того, вид формулы (2.9) останется с изменением температуры и давления насыщенных паров, нефти и нефтепродуктов. Величина, определяемая формулой (2.9) соответствует мгновенному значению интенсивности выделения газообразных веществ, так как выделение будет до тех пор, пока не выровняется давление насыщенных паров нефти с атмосферным давлением. Это состояние практически наступает очень быстро и характеризуется скоростью дыхания. Выделение газообразных веществ из источника загрязнения до достижения насыщения незначительно, им можно пренебречь.

Таким образом, выделение газообразных веществ из нефти и нефтепродуктов, находящихся в емкостях и резервуарах, происходит циклически. При этом интенсивность выделения определяется по формуле (2.9) для соответствующего значения давления и температуры, а также загазованности и скорости дыхания.

На скорость дыхания накладывается скорость воздушного потока. В результате этого газообразные вещества распространяются в окружающей среде с результирующей скоростью V_p

$$\vec{V}_p = \langle \vec{V} \rangle + \langle \vec{V}_0 \rangle, \quad (2.10)$$

где \vec{V}_p - результирующая скорость распространения вредных газообразных веществ в атмосфере, м/с;

$\langle \vec{V}_0 \rangle$ - среднесуточная скорость воздушного потока, м/с.

Так с учетом формулы (2.9) интенсивность распространения определяется выражением:

$$J_p = \frac{1}{6} N_3 \langle \vec{V} \rangle + \langle \vec{V}_0 \rangle = \frac{1}{6} N_3 \langle \vec{V}_p \rangle \quad (2.11)$$

где J_p - интенсивность распространения газообразных веществ в атмосфере, мг/м² с.

Таким образом, интенсивность выделения и интенсивность распространения газообразных веществ в атмосфере по существу разные величины, несмотря на то, что они определяются по одинаковым по форме выражениям. Для интенсивности распространения газообразных веществ существенную роль играют атмосферные явления и скорость воздушного потока[24,25].

2.5 Результаты интенсивности газовыделения

По формуле (2.11) рассчитывалась интенсивность выделения низкомолекулярных углеводородов. Результат сведен в таблицу и построен график зависимости интенсивности выделения от скорости выброса низкомолекулярных углеводородов, представленный на рисунке 2.3 (таблица 2.3).

Зависимость интенсивности газовыделения от загазованности представлена на рисунке 2.4 (таблица 2.4).

Построена зависимость изменения интенсивности газовыделения от расстояния на рисунке 2.5 (таблица 2.5).

На рисунке 2.6 представлена зависимость радиуса загрязнения от коэффициента рассеяния низкомолекулярных углеводородов (таблица 2.6).

Таблица 2.3 – Интенсивность выделения газа I_p с ростом скорости V выброса вредных веществ

V	N_3	I_p
0,4	$40 \cdot 10^{-6}$	$2,6 \cdot 10^{-6}$
0,8	$40 \cdot 10^{-6}$	$5,3 \cdot 10^{-6}$
1,2	$40 \cdot 10^{-6}$	$8 \cdot 10^{-6}$
1,6	$40 \cdot 10^{-6}$	$10,67 \cdot 10^{-6}$
2,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$13 \cdot 10^{-6}$
4,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$26,6 \cdot 10^{-6}$
6,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$40 \cdot 10^{-6}$

Продолжение таблицы 2.3

8,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$53 \cdot 10^{-6}$
12,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$80 \cdot 10^{-6}$

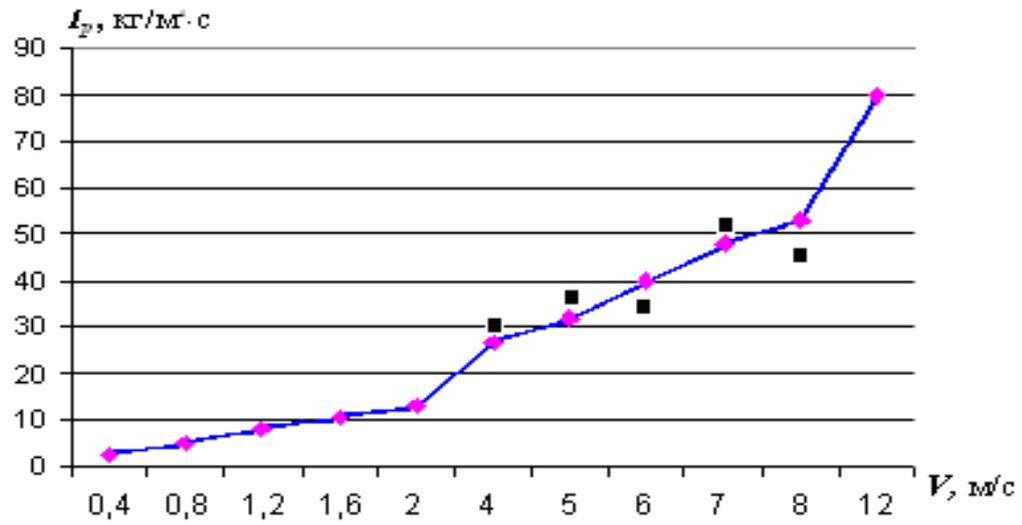


Рисунок 2.3. - Изменение интенсивности выделения газа в зависимости от скорости воздуха

Таблица 2.4 – Интенсивность выделения газа с ростом загазованности

$\langle V \rangle$, м/с	N_3 , кг/м ³	I_p , кг/м ² · с
5,0	$40 \cdot 10^{-6}$	$33 \cdot 10^{-6}$
5,0	$60 \cdot 10^{-6}$	$50 \cdot 10^{-6}$
5,0	$80 \cdot 10^{-6}$	$66 \cdot 10^{-6}$
5,0	$100 \cdot 10^{-6}$	$83 \cdot 10^{-6}$
5,0	$120 \cdot 10^{-6}$	$100 \cdot 10^{-6}$
5,0	$140 \cdot 10^{-6}$	$116 \cdot 10^{-6}$

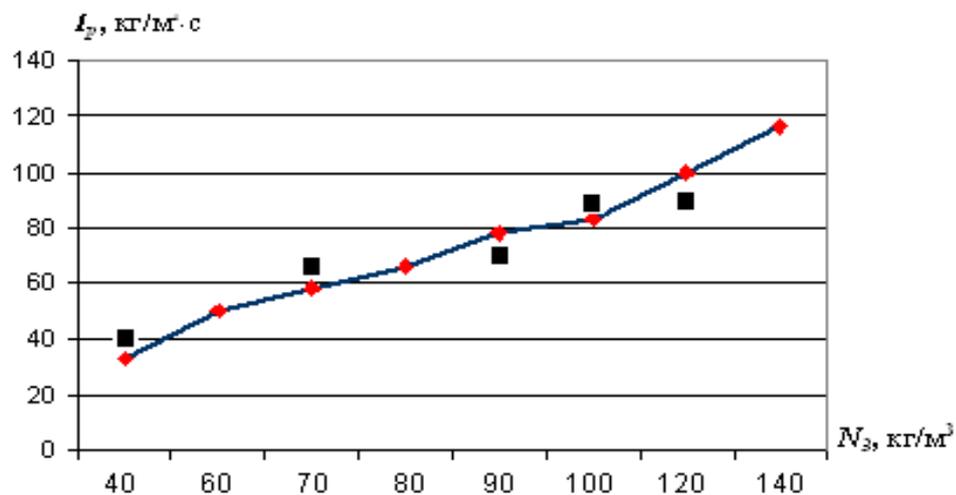


Рисунок 2.4. - Изменение интенсивности выделения газа от загазованности атмосферы

Таблица 2.5 – Интенсивность распространения газа от источника выделения

$V, \text{m/s}$	$\Delta P, \text{Па}$	K, m^{-1}	r, m	$I_p, \text{kg/m}^2\text{s}$
0,1	$0,2 \cdot 10^3$	0,03	10	493
0,3	$0,25 \cdot 10^3$	0,03	20	151
0,5	$0,45 \cdot 10^3$	0,03	30	121
0,7	$0,7 \cdot 10^3$	0,03	40	100
0,9	$0,75 \cdot 10^3$	0,03	50	61
1	$0,8 \cdot 10^3$	0,03	60	43

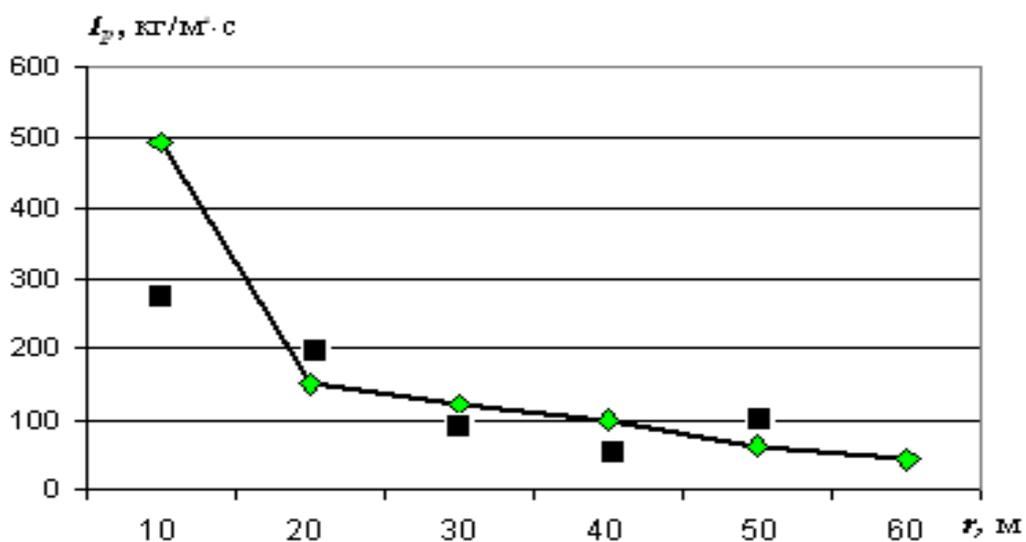


Рисунок 2.5. - Интенсивность распространения газа в зависимости от расстояния до источника

Таблица 2.6 – Радиус зоны загрязнения атмосферы при различных коэффициентах рассеивания

$K, \text{ м}^{-1}$	$\Delta P, \text{ Па}$	$V_0, \text{ м/с}$	$N_{\text{ПДК}}, \text{ кг/м}^3$	$V_0, \text{ м/с}$	$r, \text{ м}$
0,03	$0,45 \cdot 10^3$	0,5	$20 \cdot 10^{-6}$	2	347
0,02	$0,45 \cdot 10^3$	0,5	$20 \cdot 10^{-6}$	4	695
0,01	$0,45 \cdot 10^3$	0,5	$20 \cdot 10^{-6}$	5	1375
0,005	$0,45 \cdot 10^3$	0,5	$20 \cdot 10^{-6}$	6	6875

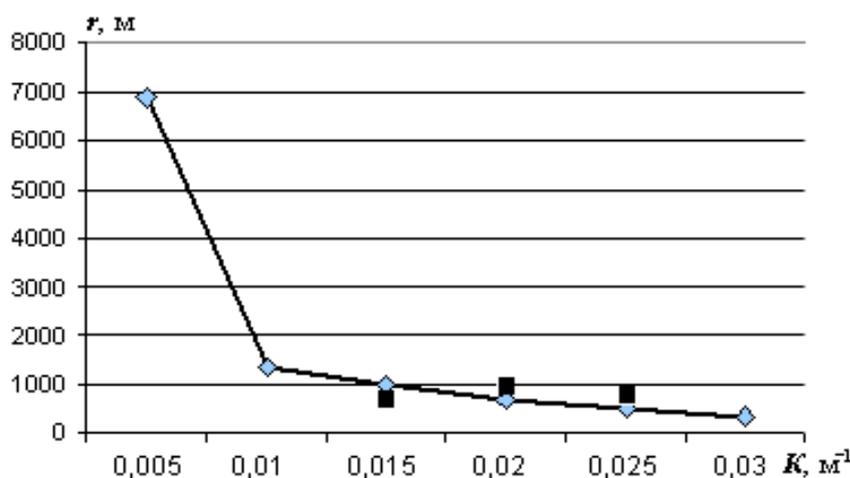


Рисунок 2.6. - Радиус зоны рассеивания газа в зависимости от коэффициента рассеивания

2.6 Загрязнения грунтов от разлива нефти на участках нефтепровода

Загрязнение грунтов от разлива нефти зависит как от физико-химических свойств нефти так и от физико-механических и физико-химических свойств самого грунта. Известны различные классификации грунтов, учитывающие механические, химические, физические состояния, а также их генезис и петрографический состав.

От цели назначения грунта существенными становятся то одни, то другие его свойства. Для исследования фильтрации жидкости через грунт важными свойствами его являются пористость, водопроницаемость, влагоемкость, относительная влажность, растворимость и др.

Наличие в грунтах межзернового пространства, заполненного воздухом, водой и различным состоянием воды, резко осложняет процесс фильтрации жидкости, поступающей на поверхность почвы в виде дождевой и талой воды, а также разлива нефти и нефтепродуктов.

В дисперсных средах, в роли которых выступают многие минералы горных пород, факторами определяющим их фильтрационную способность,

являются кроме свойства твердого скелета влажностные особенности межзернового пространства.

Основными видами вод, содержащимся в межзерновом пространстве, являются свободная и связанная вода. Взаимодействие частиц, слагающих межзерновое пространство, с водой или другой жидкостью обусловлено существованием электромолекулярных сил.

При сближении атомов или микроскопических тел на расстоянии до перекрытия волновых функций, между ними возможно взаимодействие благодаря молекулярным силам. Возникновение молекулярных сил объясняется существованием полярных и неполярных молекул, так как в составе атомов и молекул имеются положительно заряженные ядра и отрицательно заряженные электроны.

При отсутствии внешнего электрического поля центры тяжести положительных и отрицательных зарядов могут совпадать или смещаться относительно друг друга. Когда центры тяжести разнополюсных зарядов молекулы смещены, то такая молекула называется полярной. Молекула, у которой центры тяжести разнополюсных зарядов в отсутствие внешнего поля совмещены называется неполярной. В отличие от полярной неполярная молекула не обладает собственным электрическим моментом, т.е. дипольным моментом.

Проявление молекулярных сил обусловлено тремя эффектами, которые имеют электрическую природу: взаимодействием молекул с жесткими диполями (ориентационный эффект); взаимодействием жесткими и индуцированными диполями (индукционный эффект) взаимодействием между неполярными молекулами (дисперсионный эффект).

Взаимодействие между молекулами воды, спирта, фенола и т.д. обусловлено существованием у них постоянного дипольного момента и относится к ориентационному эффекту. При низких температурах энергия взаимодействия двух полярных молекул определяется дипольными моментами и расстоянием между центрами диполей. При этом сила взаимодействия будет обратно пропорциональна четвертой степени расстояния.

Для двух последних эффектов сила взаимодействия молекул или атомов изменяется обратно пропорционально седьмой степени расстояния.

Роль каждого эффекта в суммарной энергии взаимодействия двух диполей может быть различной. Дисперсионный эффект имеет наибольшее значение, а значения ориентационного и индукционного эффектов зависят от величины дипольных моментов и в большинстве случаев весьма незначительны.

Расстояние между молекулами жидкости и твердой частицы, взаимодействующих между собой, значительно меньше расстояний, соприкасающихся между собой твердых частиц. Поэтому в зависимости от размеров и природы вещества частицы возникают силы взаимодействия, характер которых обусловлен одним или всеми из вышеизложенных

эффектов. В качестве примера рассмотрим взаимодействие воды с частицами грунта. Вода, как уже отмечалось, состоит из полярных молекул с ионами водорода и кислорода, соответственно заряженные положительно и отрицательно. При воздействии воды на частицу грунта происходит поляризация ее молекул и ориентация диполей в электрическом поле частицы. Диэлектрическая постоянная частица грунта значительно меньше от диэлектрической постоянной воды, что приводит к возникновению электрического поля на ее поверхности и притяжению диполей воды к ней. При этом следует отметить, что у связанной воды физические свойства будут отличаться от физических свойств свободной воды. Например, плотность прочносвязанной воды намного выше плотности свободной воды и достигает приблизительно $2 \cdot 10^3$ кг/м³. Прочносвязанная вода характеризуется низкой теплоемкостью и диэлектрической проницаемостью и не является растворителем[26,27].

Температура замерзания прочносвязанной воды - 78°C , а по некоторым данным ее величина достигает - 180°C . Давление, удерживающее прочносвязанную воду на поверхности твердой фазы достигает 10^9 Н/м². Толщина слоя прочносвязанной воды составляет порядка 2-3 диаметра молекулы, а в реальных осадочных породах составляет 10^{-4} - 10^{-9} см. Количество связанной воды для набухающих минералов близко к влажности полного кристаллического набухания, которое, в свою очередь, соответствует максимальной гигроскопической влажности. Прочносвязанная вода обычно составляет 0,5-0,6 максимальной гигроскопической влажности.

В грунтах наблюдается неоднородность распределения связанной воды, обусловленная селективным характером взаимодействия двух сред различной фазы. Например, вода, адсорбирующаяся на сколах минералов или кристаллов, более прочно связана, чем вода адсорбирующаяся на плоских гранях.

При классификации видов влаги в почвах и грунтах академик А.Ф.Лебедев прочносвязанный слой воды выделяет и называет максимальной молекулярной влагоемкостью. Кроме того, в практике промыслово-геофизических исследований выделяется специальная группа вод, именуемая остаточной водой. В понятие остаточной воды включается не только максимальная молекулярная влагоемкость, но и вода тонких капилляров и углов пор. Остаточная вода не извлекается из пористой породы при движении в ней нефти и газов. Причина этого - электромолекулярные и капиллярные силы, возникающие на поверхности контакта двух сред различной фазы, т.е., в частности, на контакте воды и твердой фазы. Количество воды, находящейся в различных состояниях, в поровом пространстве грунтов может колебаться от 5 до 65%. Поэтому при авариях на нефтепроводах, связанных с разрывом его нельзя пренебрегать тем обстоятельством, что в порах грунта содержится вода. Вода, содержащаяся в порах, окажет существенное влияние на процесс фильтрации нефти, как от открытых, так и от подземных источников

загрязнения природной среды. Следует отметить то, что фильтрация при разливе нефти будет зависеть от состава воды углов пор и самой нефти.

Вода в грунтах из осадочных пород может содержать различные соли, которые повышают ее плотность. В зависимости от количества растворенных в воде солей ее плотность изменяется от $1,0 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ до $1,26 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Нефть является смесью жидкости, газа и твердых веществ. Плотность нефти колеблется в пределах от $0,76 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ до $0,96 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ и зависит от соотношения указанных составных частей. Плотность древних нефтей почти всегда меньше плотности нефтей молодых месторождений.

Таким образом, мы имеем две жидкости, имеющие различные свойства, которые взаимодействуют в пористой среде. Кроме того, необходимо учитывать свойства дисперсных частиц грунта, которые будут участвовать в процессе движения жидкости в пористой среде, содержащей в углах пор воду. Следовательно, нефть адсорбируется на влагах, находящихся в порах грунта. При этом взаимодействие нефти с поровой водой будет определяться не вязкостью нефти, а поверхностным натяжением воды. Это обстоятельство обусловлено тем, что диэлектрическая проницаемость воды ($\xi=81$) значительно выше диэлектрической проницаемости нефти ($\xi \geq 2$).

Поэтому определяющую роль при фильтрации нефти в грунт играет плотность воды и механизм поверхностного взаимодействия с поровой водой.

Проникновение нефти в грунт через поры, в которых отсутствует влага, будет происходить за счет вязкости самой нефти очень медленно. Если учесть, что в разливы нефти попадают естественные осадки в виде дождя и снега, то фильтрация сложной системы жидкости будет происходить за счет поверхностного взаимодействия этой системы со скелетом грунта, в котором главенствующую роль играет поверхностное натяжение воды.

Нефть в воде нерастворима, но это является недостаточным условием образования эмульсии. Для того, чтобы при взаимодействии воды с нефтью образовалась эмульсия в системе должен присутствовать эмульгатор. Дисперсные частицы, присутствующие в порах грунта или в поровой воде, не могут играть роль стабилизатора, так как дисперсность миофобных агрегатов значительно ниже, чем дисперсность твердых частиц. Следовательно, дисперсные частицы грунта будут двигаться к границе двух сред воды и нефти. В результате взаимодействие дисперсных частиц с нефтью приводит к снижению вязкости последней. Поэтому взаимодействие нефти с водой при естественных условиях не приводит к образованию эмульсии. Вода или капельки воды не остаются во взвешенном состоянии в нефти из-за большой плотности воды.

В конечном счете, фильтрацию нефти в пористых средах следует рассматривать как послойное движение или как движение на транспорте. В данном случае транспортом для нефти является вода. Причем, как уже отмечалось, движущей силой нефти являются поверхностные явления, происходящие между нефтью и водой. Следовательно, необходимо знать удельное количество воды в поровом пространстве грунта[28].

Выводы по 2 разделу

1. Теоретически обоснована зависимость интенсивности выделения низкомолекулярных углеводородов из разлитой нефти от загазованности и скорости воздушного потока.

2. Установлена экспоненциальная закономерность изменения интенсивности распространения вредных веществ в атмосферном воздухе от расстояния до источника выделения.

3. Разработана математическая модель интенсивности распространения вредных газообразных веществ, учитывающая изменения давления при испарении нефти и нефтепродуктов.

4. Разработан способ определения радиуса зоны загрязнения природной среды при выделении вредных веществ в атмосферный воздух.

3 Разработка мероприятий по снижению выбросов в атмосферу

Ежегодно по различным оценкам РК выбрасывается более 1 млн. т углеводородов. Удельные потери углеводорода только при каждой операции слива (налива) нефти составляют 1,1-1,5 кг на 1м³ переливаемого продукта.

Простые традиционные методы предотвращения потерь нефтепродукта, обладающие низкой стоимостью (дыхательный клапан, газоуравнительная система), недостаточно эффективны. Из литературных источников известны новых принципиальные подходы хранения нефтепродуктов путем введения поверхностно активных веществ. Однако на практике данный способ не нашел широкого применения.

3.1 Варианты сокращения потерь легких фракций углеводородов от испарения

Методы борьбы с потерями легких фракций нефти при испарении нефти в резервуарах можно разбить на 4 группы :

- 1 методы, предупреждающие испарение нефти;
- 2 методы, уменьшающие испарение;
- 3 методы, основанные на сборе продуктов испарения нефти;
- 4 стабилизация нефти[29].

Первый метод сводится к уменьшению газового пространства резервуара, что достигается применением различного рода плавающих крышек – понтонов на рисунке 3.1.

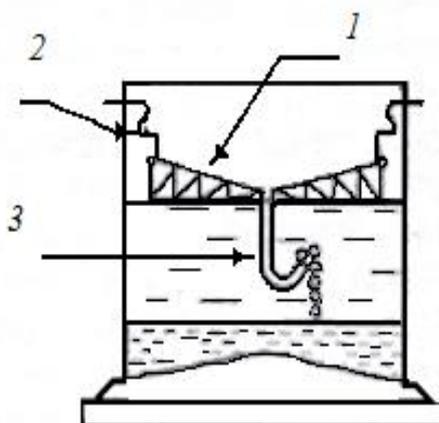


Рисунок 3.1. - Функциональная схема плавающей крышки

1 – плавающая крышка; 2 – затвор плавающей крышки; 3 – сифонная трубка.

Плавающая на поверхности нефти крышка почти полностью устраняет газовое пространство резервуаров, и таким образом, предотвращает потери

легких фракций нефти от «малых» и «больших дыханий» Плавающие крышки изготавливаются или из металла, или из пластмассы.

Зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей делается до 25 см на сторону. Для уплотнения зазора между крышей и корпусом резервуара и предотвращением тем самым утечки легких фракций делаются специальные затворы из асбестовой ткани, пропитанной бензостойкой резиной, или из цветного металла.

Применение плавающих крыш наиболее эффективно на оперативных резервуарах, работающих с большим коэффициентом оборачиваемости.

Ливневые воды с поверхности крыш удаляются по водостокам с обратным сифоном 3, представляющим собой короткую вертикальную загнутую на конце трубку, погруженную в нефть. Атмосферные воды, стекая по поверхности крыши, попадают в трубку водостока, переливаются через край ее и, пройдя слой нефти, скапливаются на дне резервуара, откуда удаляются обычным способом[30].

Согласно РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» сокращение объемов выбросов при использовании понтона составляет более 80%. Следует обратить внимание, что использование алюминиевых понтонов в резервуарах хранения нефти, содержащих сернистые соединения, вызывающие интенсивную коррозию алюминиевых сплавов приводит к быстрому выходу из эксплуатации понтона и влечет за собой сверхнормативные выбросы.

Для уменьшения испарения нефти в резервуарах за рубежом особенно широкое распространение получили экраны из пластмассовых полых шариков и пластмассовых пленок.

К второй группе методов, уменьшающих испарение нефти в резервуарах, можно отнести защиту их от нагрева солнечными лучами. С этой целью резервуары покрываются лучеотражающими красками. Так как окраска резервуаров одновременно является защитой от атмосферной коррозии, то краски должны быть стойкими против воздействия атмосферных факторов[31].

К методам третьей группы борьбы с потерями нефти при хранении ее в резервуарах относится использование установки улавливания легких фракций (УЛФ). Установки улавливания легких фракций позволяют предотвратить потери паров нефти как ценного энергетического сырья, а также уменьшения загрязнения окружающей среды посредством предотвращения выбросов в атмосферу, повысить пожаро- и взрывобезопасность объектов, уменьшить степень коррозии внутренних поверхностей резервуаров. Система улавливания легких фракций состоит из газоравнительной обвязки, соединяющей газы пространства герметичных резервуаров с всасывающей линией установки УЛФ. При этом происходит перераспределение выделяющихся паров нефти между резервуарами. Электронные датчики давления и микропроцессорный

контроллер постоянно поддерживают в резервуарах заданный режим избыточного давления, не допуская образования ни повышенного давления, что может привести к выбросу легких фракций в атмосферу, ни пониженного давления, что может привести к попаданию кислорода в резервуар.

Также повышенное или пониженное давление в газовом пространстве резервуара создает в стыках соединения крыши с корпусом дополнительные напряжения, которые могут достигать разрушительных величин, приводящих к выпучиванию, разрывам в верхних поясах и кровле резервуаров.

Несмотря на многообразие применяемых и заявленных в качестве изобретений конструкций систем УЛФ, их можно объединить в несколько групп.

Системы УЛФ (УУП), применяемые в нефтепродуктообеспечении, могут быть разделены:

- по характеру работы;
- по виду «защитного газа»;
- по методу отделения углеводородов;
- по методу аккумулялирования или реализации парогазовой смеси.

По характеру работы системы УЛФ бывают разомкнутого и замкнутого типов. В первом случае парогазовая смесь, отобранная из ГП резервуаров, не возвращается в него при последующем создании разрежения. В системах же замкнутого типа уловленные углеводороды частично используются для исключения подсосывания воздуха в резервуары. По виду «защитного газа» системы УЛФ различаются тем, что в одних из них допускается подсосывание воздуха, в других же - не допускается. В компрессорных системах ГП заполняется метаном из газопровода (системы УЛФ разомкнутого типа) или пропан-бутановой смесью сначала из баллонов, а затем из газгольдера высокого давления (системы УЛФ замкнутого типа).

В компрессорных системах замкнутого типа для заполнения ГП резервуаров используются также инертные газы (азот, CO_2 и дымовые). Отсутствие кислорода в ГП позволяет при последующем повышении давления в нем безбоязненно компримировать газовую смесь.

Для аккумулялирования и реализации парогазовой смеси используют ее хранение в газосборниках постоянного или переменного объема, закачку в газопровод для подачи потребителям и сжигание в качестве топлива.

По методу отделения углеводородов от парогазовой смеси различают адсорбционные, абсорбционные, компрессионные, конденсационные и комбинированные системы. В адсорбционных системах УЛФ в качестве поглотителя углеводородной части ПВС используются уголь, полимеры и другие адсорбенты.

В абсорбционных системах УЛФ для поглощения углеводородов используются бензин (под давлением или охлажденный), а также низколетучие нефтепродукты (керосин, дизтопливо и т.п.). В

компрессионных систем УЛФ сжатие газовой смеси производится компрессорами или жидкостно-газовыми эжекторами, а в конденсационных -применяют одно- или двухступенчатое охлаждение. Наконец, имеется большое количество систем УЛФ, где используется сразу несколько методов отделения углеводородов.

Абсорбционные УУП

Под абсорбцией понимают массообменный процесс избирательного поглощения жидкостью (абсорбентом) компонентов газовой или парогазовой смеси. Процесс абсорбции достаточно хорошо изучен как теоретически, так и практически, однако до последнего времени он использовался в системах улавливания светлых нефтепродуктов в первую очередь на крупных предприятиях, с расчетом на высокие нагрузки по ПВС. Это было обусловлено отсутствием компактных, высокопроизводительных и высокоэффективных контактных устройств, обеспечивающих надежную и стабильную очистку ПВС от углеводородов до требуемых предельно допустимых концентраций, а также рядом проблем, возникающих при использовании традиционных теплообменных аппаратов.

Адсорбционные УЛФ

Под адсорбцией понимают массообменный процесс избирательного поглощения твердым телом (адсорбентом) компонентов жидкости или газа. До настоящего времени разработка и использование адсорбционных установок ограничивалось необходимостью постоянной замены адсорбента для регенерации. Установка регенерации адсорбента на самом резервуарном парке требует дополнительных площадей и капиталовложений.

Стационарная установка УПФ А представляет собой специальный аппарат типа адсорбера, состоящий из двух фильтров поглотителей термических, снаряженных специально-разработанным сорбентом, блока автоматической регулировки температур (БАРТ) и блока управления. УУПБА осуществляет адсорбцию паров топлива во время заполнения резервуара и десорбцию их обратно в резервуар при выдаче топлива потребителю.

Конденсационные системы УЛФ

Принцип действия конденсационных систем основан на более высокой температуре конденсации паров углеводородов по сравнению с воздухом.

На основе проведенных исследований был сделан вывод о том, что данная технология пригодна для улавливания паров нефти из паровоздушной смеси. Она позволяет получать на выходе из установки паровоздушную смесь с небольшим содержанием легких фракций бензина (около 1,5%), то есть снизить выбросы его паров в 20-30 раз (рисунок 3.2).

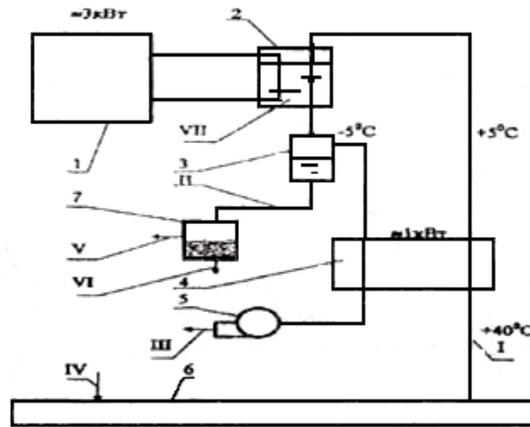


Рисунок 3.2. - Схема холодильной установки для улавливания паров нефти

Установка состоит из: компрессорно-конденсаторного блока холодильной машины 1, испарителя холодильной машины — конденсатора паров бензина 2, сепаратора жидкости и газа 3, воздушного теплообменника 4, воздушного вентилятора 5, водобензинового сепаратора 7, запорно-регулирующей арматуры, жидкостных и газовых трубопроводов.

Установка работает следующим образом. Поток I воздушно-паровой смеси при температуре окружающей среды поступает из хранилища бензина 6 в предварительный теплообменник 4, где температура смеси снижается и происходит частичная конденсация паров бензина и воды. После этого смесь направляется в испаритель-конденсатор 2, где температура ее понижается и происходит основная конденсация бензина из смеси. Воздухожидкостный поток поступает в сепаратор 3. Конденсат собирается на дне сепаратора 3, а холодный воздух с остатками паров бензина поступает предварительно в теплообменник 4 обратным потоком, где нагревается до температуры, близкой температуре окружающей среды и через вентилятор 5 (поток III) выбрасывается в атмосферу. Конденсат, представляющий собой водобензиновую жидкую смесь (поток V), поступает в сепаратор 7, где разделяется на воду и бензин вследствие нерастворимости двух жидкостей друг в друге. Вода (поток VI) отводится снизу, бензин (поток V) — из средней части сепаратора 7.

Однако все эти способы имеют местное действие, то есть уменьшают потери легких фракций в одном или группе резервуаров. Кардинальным способом борьбы с потерями легких фракций является стабилизация нефти, то есть целенаправленное извлечение легких углеводородов из нефти, после чего нефть не будет подвержена испарению. Процесс извлечения легких углеводородов из нефти является завершающей стадией сепарации газа из нее, а также завершающей стадией подготовки нефти. Этот процесс может быть осуществлен двумя путями:

- 1 сепарацией углеводородов под вакуумом;
- 2 сепарацией углеводородов при повышении температуры.

В первом случае сепарация называется вакуумной, во втором – термической. Из нефти дополнительно выделяются углеводороды: меньше при вакуумной и больше при термической сепарации. Эти две терминологии примерно совпадают с понятиями «поверхностная и глубокая стабилизация» соответственно[32].

3.2 Стабилизация нефти

Выбор эффективной схемы производства широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) при подготовке нефти определяет в значительной степени затраты на установке комплексной подготовки нефти (УКПН). В основе производства ШФЛУ на УКПН лежит процесс стабилизации нефти. Стабилизация – это процесс удаления из нефти низкомолекулярных углеводородов на промыслах с целью сокращения потерь от испарения и улучшения условий транспортирования.

В настоящее время разработан ряд способов стабилизации нефти, основанных на схемах ректификации, сепарации и имеющих определенные особенности по узлам подвода и отвода материальных и тепловых потоков. Из всех известных способов на промыслах эксплуатируются практически три технологические схемы [33]:

1. Схема с циркуляцией кубовой жидкости через печь для подвода тепла в колонны.
2. Схема стабилизации в укрепляющей колонне.
3. Схема стабилизации нефти ректификацией в двух колоннах (рисунок 3.3)[34].

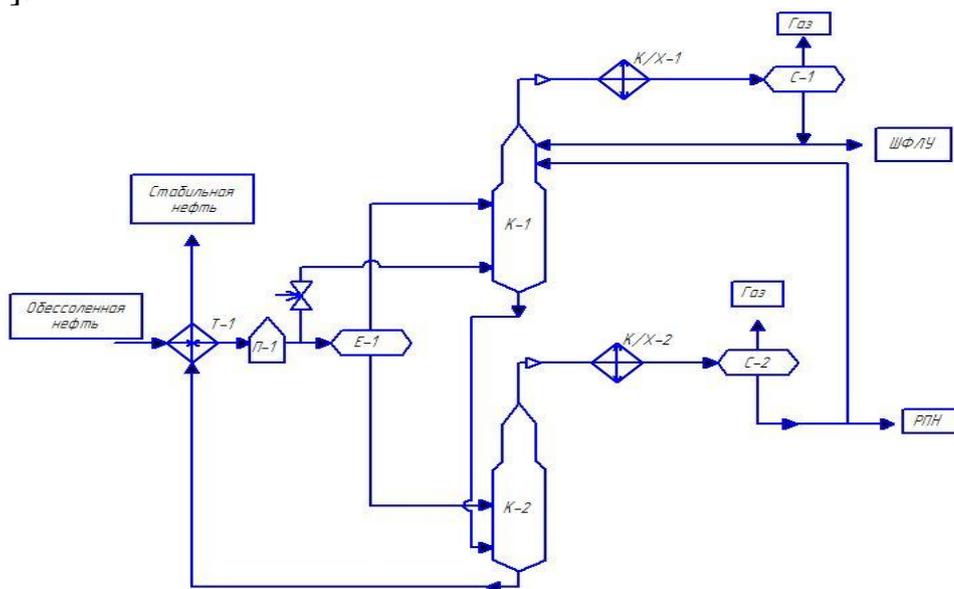


Рисунок 3.3. - Схема стабилизации нефти ректификацией в двух колоннах

В данной схеме обезвоженная и обессоленная нефть, подогретая в теплообменниках Т-1 до температуры 120-140°C за счет тепла отходящей стабильной нефти, направляется в печь П-1, где нагревается до температуры 180-230 °С. Затем 20-30% нефти поступает на 2-ю тарелку и куб стабилизационной колонны К-1. Основная часть нефти после печи П-1 поступает в емкость Е-1, где путем однократного испарения при давлении 5-8 кгс/см² происходит разделение на паровую и жидкую фазы. Пары легких углеводородов и водяные пары из емкости Е-1 поступают на 10-ую тарелку колонны К-1, а жидкая фаза из емкости Е-1 подается на 7-ую тарелку колонны К-2.

Сверху стабилизационной колонны К-1 выводится в паровой фазе ШФЛУ и часть водяных паров, которые, пройдя концевые холодильники КХ-1, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость С-1. ШФЛУ из емкости С-1 подается на орошение колонны К-1, а избыточное количество откачивается в бензопарк.

Нефть из колонны К-1 поступает по перетоку на 2-ю тарелку колонны К-2. Сверху колонны К-2 выводятся керосиновая фракция и водяные пары, которые, пройдя концевые холодильники КХ-2, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость С-2. Из С-2 керосиновая фракция (РПН) подается на питание в колонну К-1 на 15 и 21 тарелки, а при необходимости в технологические емкости.

С низа колонны К-2 стабильная нефть прокачивается через теплообменники Т-2(на схеме не указано), Т-1, в которых охлаждается до температуры 30-40°C и направляется в резервуары товарного парка.

В результате сравнительного анализа получен вывод, что конструктивное объединение колонн К-1 и К-2 в одну сложную ректификационную колонну снизит затраты по некоторым пунктам и повысит эффективность производства. Применение сложных ректификационных колонн позволяет значительно уменьшить не только эксплуатационные, но и капитальные затраты за счет улучшения термодинамических условий разделения, рациональной организации теплообмена, совмещения в одном аппарате нескольких технологических процессов и т.д.

В случае объединения колонн из предыдущей схемы стабилизации исключается емкость Е-1, в которой происходило однократное испарение нефти и которая служила отгонной частью колонны К-1.

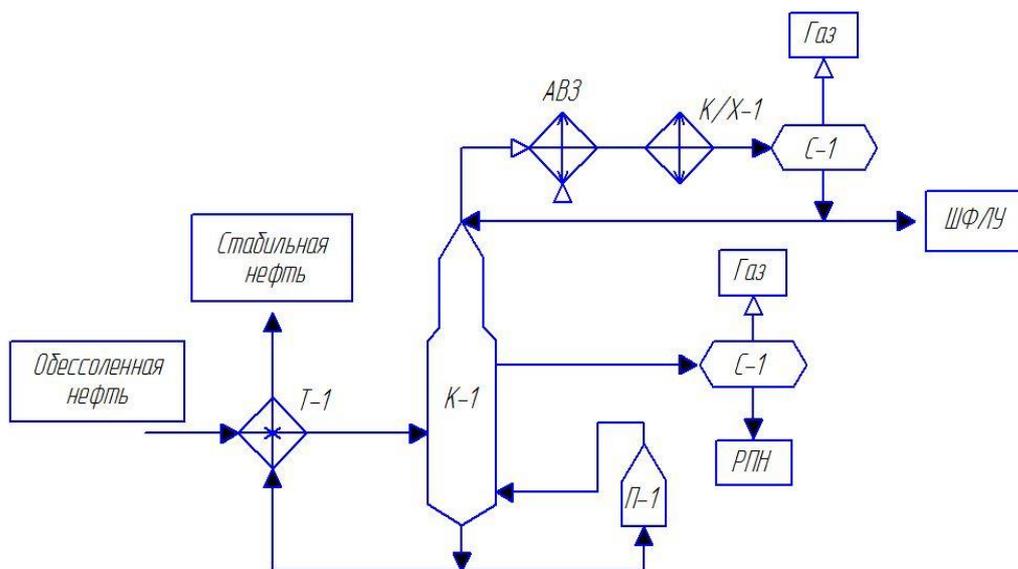


Рисунок 3.4. - Схема стабилизации нефти с «горячей струей»

Нефть, подогретая в теплообменниках Т-1, поступает на питание в колонну, сверху которой будет отбираться ШФЛУ, снизу – стабильная нефть, а керосиновая фракция в виде бокового погона. Кубовая часть колонны будет подогреваться трубчатой печью П-1 («горячая струя» рисунок 3.4).

В системе двух колонн присутствует довольно развитая система трубопроводов – перетоки нефти, продуктов с емкости Е-1 в колонны, с К-1 на К-2 и т.д., обусловленные конструкцией узла стабилизации. А это, в свою очередь, влечет за собой тепловые потери процесса, требует больших усилий в обслуживании: трубы со временем забиваются, возникает необходимость их чистки или замены; увеличивается число фланцевых соединений, которые требуют периодических замен прокладок.

При слиянии двух колонн в одну, все эти недостатки существенно уменьшатся. Длина и количество трубопроводов сократятся; процессы получения ШФЛУ, РПН и стабильной нефти будут проходить в одной колонне, что позволит снизить потери тепла, более эффективно использовать энергию системы[35].

Можно также выделить преимущества сложной колонны с точки зрения конструкции: в аппарате необходимо предусмотреть только два сварных днища, в то время как у системы из двух простых колонн их четыре. Это в свою очередь снижает металлоемкость конструкции. Необходимость в емкости однократного испарения Е-1 отпадает, нефть напрямую поступает в отгонную секцию колонны, что придает некоторую компактность узла стабилизации.

Все вышеперечисленные факторы позволяют снизить капитальные и эксплуатационные затраты производства стабильной нефти.

Таким образом, проведен анализ существующих методов снижения выбросов в атмосферу из резервуаров. Рассмотрены методы,

предупреждающие испарение нефти, уменьшающие испарение и методы, основанные на сборе продуктов испарения. Однако все эти способы имеют местное действие, то есть уменьшают потери легких фракций в одном или группе резервуаров. Кардинальным способом борьбы с потерями легких фракций является стабилизация нефти, то есть целенаправленное извлечение легких углеводородов из нефти, после чего нефть не будет подвержена испарению.

3.3 Расчет аппаратов системы снижения выбросов путем стабилизации нефти

Для разработки системы снижения выбросов при функционировании резервуарного парка применяются следующие аппараты: сепаратор УОВ – 602К – 2 и теплообменник ТПГ–1,6–М1/25 Г–6–2–У–И. Рассмотрим и рассчитаем эти аппараты.

Центробежный сепаратор

Центробежный сепаратор УОВ – 602К - 2 предназначен для разделения эмульсий и осветления суспензий (для нефтепродуктов, для очистки смазочных масел, присадок к маслам).

Сепаратор – разделитель УОВ – 602К - 2 оснащен пакетами тарелок с зазором между ними 0,4 или 0,8 мм, со свободным сливом жидких компонентов, негерметизированный, со взрывозащитным электродвигателем.

Детали ротора, соприкасающиеся с обрабатываемым продуктом, изготовлены из стали из стали 07Х16Н6.

Работа сепаратора с взрывоопасными продуктами допускается только при подаче в машину инертного газа.

Сепаратор может быть оснащен системой автоматического управления механизмом разгрузки с заданным регулированием по времени.

Техническая характеристика сепаратора УОВ – 602К – 2:

- Частота вращения ротора 4700 об /мин;
- Диаметр ротора 600 мм;
- Количество тарелок 123;
- Расход буферной жидкости на одну разгрузку 0,018 - 0,025м³;
- Давление продукта на входе в сепаратор более 0,03 (0,3) МПа;

Давление : - буферной жидкости при закрытом вентиле 0,2 – 0,3 МПа;

- сжатого воздуха для авар. дистанционного тормоза 0,2 МПа.

- Масса сепаратора с электродвигателем не более 1870 кг.

Технологический расчет сепаратора сводится к определению производительности сепаратора и расхода энергии на центрифугирование.

Требуется определить фактор разделения и индекс производительности тарельчатого сепаратора с барабаном следующих размеров: внутренний радиус $R = 570$ мм, длина $L = 200$ мм, радиус борта $r_0 = 150$ мм. Число оборотов барабана $n = 4700$ об/мин, масса барабана $m_б = 3200$ кг, плотность нефти $\rho = 820$ кг/м³.

плавающей головкой предусматривает работу до 6,4 МПа при температурах от – 30 до + 450 °С.

Применение кожухотрубчатого теплообменника для стабилизации нефти чаще других теплообменников обосновывается тем, что они конструктивно просты в монтаже, использовании и обслуживании. Имеют высокий коэффициент теплоотдачи и пригодны для нагрева или охлаждения сред при высоком давлении. Также кожухотрубчатые теплообменники менее металлоемки, более транспортабельнее, легко теплоизолируемые. Установим теплообменник типа ТПГ–1,6–М1/25 Г–6–2–У–И ТУ 3612–023–00–220302–01. Теплообменник (Т) с плавающей головкой (П), горизонтальный (Г), с внутренним диаметром кожуха 600 мм, на условное давление в кожухе и трубах 1,6 МПа, материального исполнения М1, с гладкими теплообменными трубами (Г) диаметром 25 мм и длиной труб 6 м, двухходового по трубному пространству, климатического исполнения У, с деталями крепления теплоизоляции (И) (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Характеристики теплообменника

Наименование параметра	Величина параметра
Диаметр, мм	325 – 1200
Условное давление, МПа	до 6,3
Поверхность теплообмена, м ²	10 – 915
Диаметр и толщина стенки теплообменной трубы, мм	20×2; 25×2; 25×2,5
Длина теплообменной трубы, м	3,6
Число ходов	2, 4
Материальное исполнение	сталь углеродистая, сталь нержавеющая, сталь молибденсодержащая

Сложность расчета теплообменников заключается в решении уравнений, описывающих процесс теплообмена.

Для определения поверхности теплообмена используется формула Ньютона – Фурье:

$$F = \frac{Q}{\Delta t \cdot k} \quad (3.5)$$

где Q – количество вводимого или отводимого тепла за единицу времени, Дж/с;

k- коэффициент теплоотдачи, Дж / (см² · с);

Δt -средняя логарифмическая разность температуры в °С (температурный напор).

Примем следующие исходные данные.

Согласно внедряемой схеме стабилизации нефти, в теплообменнике Т2 необходимо охладить то количество нефти, которое поступает в него из сепаратора С2. Производительность сепаратора составляет 3310 м³/ч. Для расчета внедряемого теплообменника необходимо принять следующие исходные данные.

В холодильнике, представляющем собой теплообменник требуется:

Охладить горячую нефть расходом $G_2 = 238320$ кг/ч и теплоемкостью $C_H = 2200$ Дж/кг·°С от температуры $t_H^H = 90$ °С до $t_K^H = 40$ °С.

Начальная температура охлаждающей воды $t_H^B = 25$ °С.

Теплоемкость воды $C_B = 4190$ Дж/кг·°С.

Коэффициент теплопередачи воды $K = 290$ Вт/м²·°С.

Определим необходимый расход воды для охлаждения нефти, поверхность теплообмена и в прямотоке и противотоке.

1) Тепловая нагрузка теплообменника определяется по формуле :

$$Q_2 = G_2 \cdot C_H \cdot (t_H^H - t_K^H) \quad (3.6)$$

То есть количество тепла, которое необходимо отдать охлаждающей воде будет равным :

$$Q_2 = \frac{23820}{3600} \cdot 2200 \cdot (90 - 40) = 1603555 \text{ Вт}$$

2) При прямотоке конечная температура воды t_K^B не может быть выше конечной температуры нефти $t_K^H = 40$ °С. Исходя из этого, можно принять приблизительно $t_H^B = 35$ °С. Тогда, используя уравнение теплового баланса $Q_2 = Q_x$, можно определить расход охлаждающей воды G_B . (Q_x - количество холода, используемое для охлаждения горячей нефти).

Тогда расход воды:

$$G_B = \frac{1603555}{4190(35 - 25)} = 38,27 \text{ кг/с} = 137775,65 \text{ кг/ч}. \quad (3.7)$$

3) Необходимая поверхность теплообмена вычисляется по уравнению (3.5) :

$$F = \frac{Q_2}{\Delta t \cdot k}$$

где, Δt - температурный напор,

$$\Delta t = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2,3 \lg \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}}. \quad (3.8)$$

Средний температурный поток при прямотоке:

$$\Delta t = \frac{65 - 5}{2.31 \lg \frac{65}{5}} = 23,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4) Тогда необходимая поверхность теплообмена при прямотоке :

$$F = \frac{1603555}{290 \cdot 23.4} = 236 \text{ м}^2$$

5) Средний температурный поток при противотоке:

$$\Delta t = \frac{55 - 15}{2.31 \lg \frac{55}{15}} = 30,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

6) Необходимая поверхность теплообмена при противотоке:

$$F = \frac{1603555}{290 \cdot 30.8} = 179 \text{ м}^2$$

Таким образом, рассчитано, что для охлаждения 3310 м^3 горячей нефти от температуры $90 \text{ } ^\circ\text{C}$ до $40 \text{ } ^\circ\text{C}$ за час необходимо 137775 кг воды. Так же определено, что при одинаковом расходе воды необходимая поверхность теплообмена при противотоке меньше ($F = 179 \text{ м}^2$), чем в прямотоке ($F = 236 \text{ м}^2$)[36].

3.4 Обоснование эко-эффективности разработанной системы стабилизации нефти

Определим, какое количество выбросов образуется при функционировании резервуарного парка, состоящего из 8 резервуаров, и годовой оборачиваемостью нефти, равной 300000 тонн.

Для расчета приняты следующие обозначения и допущения:

Объем резервуара – 20000 м^3 .

V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

M - максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, г/с;

G - годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год;

$t_{\text{нк}}$ - температура начала кипения жидкости, С;

$t_{\text{ж}}^{\text{max}}, t_{\text{ж}}^{\text{min}}$ - температура соответственно при максимальной и минимальной закачке жидкости в резервуар, С;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, т/куб.м;

$N_{\text{р}}$ - количество резервуаров, шт.;

P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при $T = 38^\circ\text{C}$;

K_t^{\max} , K_t^{\min} - опытные коэффициенты, равные 0,78 и 0,42 соответственно;

K_p^{CP} - опытный коэффициент, равный 0,62;

K_{OB} - коэффициент оборачиваемости;

$Q_{ч}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, куб.м/час;

K_B - опытный коэффициент, равен 1;

$P_{ж}$ - плотность жидкости, т/куб.м;

Таблица 3.2

Данные продукта

Наименование продукта	P_{38} , мм.рт.ст	$t_{НК}$, °C	$T_{ж}$, °C		$V_{ч}^{\max}$, куб.м/час	В, т/ГОД	$P_{ж}$, т/куб.м
			T_{min}	T_{max}			
Нефть	420	42	10	32	56	300000	0,74

Валовые выбросы паров нефти рассчитываются согласно формулам (3.9) и (3.10)[21]:

- максимальные выбросы (M, г/с):

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{ч}^{\max}}{10^4}, \text{ Г/с} \quad (3.9)$$

- годовые выбросы (G, т/год):

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{CP} \times K_{OB} \times B}{10^7}, \text{ Т/ГОД} \quad (3.10)$$

Максимальные выбросы и годовые выбросы составят:

$$M = 0,163 \cdot 420 \cdot 63,7 \cdot 0,78 \cdot 0,62 \cdot 1,0 \cdot 56 / 10^4 = 11,8100 \text{ г/с.}$$

$$G = 0,294 \cdot 420 \cdot 63,7 \cdot (0,78 \cdot 1,0 + 0,42) \cdot 0,62 \cdot 1,35 \cdot 300000 / 10^7 = 324,6692 \text{ т/год.}$$

Вывод по 3 разделу

Таким образом, при функционировании резервуарного парка, состоящего из 8 резервуаров, и годовой оборачиваемостью нефти, равной 300000 тонн, образуется 325,000 тонн загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.

Внедрение разработанной системы защиты атмосферы, основанной на стабилизации нефти, позволит снизить потери легких газовых фракций нефти

до 95%. Это в 20 раз меньше годового выброса загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, функционирующих без систем улавливания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время нарастают масштабы и негативные последствия от загрязнения окружающей среды углеводородным сырьем, включая нефть, горюче-смазочные вещества, различные токсичные жидкости обладающие вязкостью. С увеличением объемов нефтедобычи число случаев загрязнения земной поверхности углеводородным сырьем непрерывно возрастает. Проникновение жидких углеводородов в земные недра приводит к загрязнению атмосферы, грунтов и подземных вод и, в конечном итоге, к нарушению экологического равновесия на земной поверхности.

В районах деятельности нефтеперекачивающих станций происходит интенсивное загрязнение воздушного бассейна в результате испарения паров нефти при их хранении в резервуарных парках. Кроме потерь ценного углеводородного сырья, это приводит к значительному ухудшению экологической обстановки.

В ходе исследования магистерской диссертации были получены следующие выводы:

- проведен критический анализ современного состояния проектирования и эксплуатации нефтепроводов и их роли в ухудшении экологии окружающей среды;

- проведен анализ загрязнения атмосферного воздуха, грунтов и грунтовых вод на участках станций;

- установлены основные характеристики испарения нефти при ее разливах для определения радиуса зоны загрязнения атмосферного воздуха вредными газообразными веществами;

- разработано мероприятие по снижению выбросов в атмосферу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сучков В.П., Безродный И.Ф. и др. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами // Обзорная информация. Сер. «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья». - М.: УНИИТЭ Нефтехим, 1992. – Вып. 3-4. - 48 с
2. Швырков С.А., Селепков В.Л., Швырков А.Н. Анализ статистических данных разрушений резервуаров. – М.: Недра, 1997. – 78с.
3. Кондаков Г.П., Кузнецов В.В., Лукиенко М.И. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров // Трубопроводный транспорт нефти. - 1995. -№ 4. –35-37с.
4. Забела К. А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. -М.: Недра, 1986. - 287 с.
5. Гольдберг В.М.. Методические рекомендации по гидрогеологическим исследованиям и прогнозам для контроля за охраной подземных вод. - М., 1980.
6. Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения.- М: Недра, 1983.
7. Коршак А.А., Блинов И.Г., Новоселов В.Ф. Системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров / Под ред. А.А. Коршака. - Уфа.:Изд. Уфим. нефт. института. 1991. – 20-37с.
8. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. - М.: Наука, 1977.-664 с.
9. Рахманкулов Д.Л. и др. Химические реагенты в добыче и транспортировке нефти. Справочное издание. - М.: Химия, 1987. - 144 с.
10. Кесельман Г.С, Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. - М.: Недра, 1981. – 208-211с.
11. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра, 1976. –60с.
12. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / Под редакцией Р. А. Алиева. - М., 1988. –17-21с.
13. Сайт <http://www.kaztransoil.kz/>
14. Соловьев В.С. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра, 1977. – 96с.
15. Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А. Магистральные трубопроводы / Под ред. А.А. Коршака. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. –61-69с.
16. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
17. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
18. Гирусов Э.В. и др. Экология и экономика природопользования. – М.: Закон и право, 2009.-287 с.
19. Проект нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) «Павлодар»

Павлодарского нефтепроводного управления (ПНУ) Восточного филиала (ВФ) АО «КазТрансОйл», 2011г.

20. Проект предельно допустимых сбросов для головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) «Павлодар» Павлодарского нефтепроводного управления (ПНУ) Восточного филиала (ВФ) АО «КазТрансОйл», 2011.

21. РНД 39. -142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

22. РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. – Астана, 2004.

23. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. - Алматы, 1996. – 26-49с.

24. Нысанғалиев А.Н., Ахмеджанов Т.К. и др. Оценка загрязнения атмосферы газообразными веществами от точечных и площадных источников. - Алматы: Гидрометеорология и экология, 2001. - № 3-4. - 177- 181с.

25. Хикс Ч. Основные принципы планирования эксперимента. - М.: Мир, 1967.-406 с.

26. Шарипов А.Х., Плыкин Ю.П. Охрана труда в нефтяной промышленности. - М.: Недра, 1991. –144-150с.

27. Лисанов М.В., Печеркин А.С, Сидоров В.И. и др. Оценка риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов // Безопасность труда в промышленности. - 1998.- № 9. -50-56с.

28. .Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при приеме, отпуске, хранении и трубопроводном транспортировании. Москва, 1988 .

29. Скобло А.И. и др. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2000. – 677 с.

30. Бондаренко Б.И. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа – М.: Химия, 1983 г. – 128 с.

31. Основные процессы и аппараты химической технологии. Пособие по проектированию. / Под ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1983. – 272 с.

32. Кутепов А. М., Бондарева Т. И., Беренгартен Н. Г., Общая химическая технология, изд. 2-е, перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1990. – 522 с.

33. Технологический регламент установки комплексной подготовки нефти Азнакаевского цеха по комплексной подготовке и перекачке нефти. Утвержден 16.05.2010, дата окончания действия регламента 16.05.2015. – 27с.

34. Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. Методы расчета и основы конструирования / И.А. Александров. - М.: Химия, 1978.- 280с.

35. Свидченко А. И., Проскурнин А. Л. Ректификация бинарных смесей. Методика расчетная. Учебное пособие. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2002. – 85 с.

36. Рабинович Г.Г. и др. Расчёты основных процессов и аппаратов нефтепереработки / Под ред. Е.Н. Судакова. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Химия, 1979. – 222с.