

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/А. Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник

Е. М. Машковцев

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусяченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта» содержит 60 страниц текстового документа, 28 использованных источника, 6 листов графического материала.

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА  
РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, СОКРАЩЕНИЕ ОТ  
ИСПАРЕНИЙ, ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД, РЕГЕНЕРАЦИЯ МАСЛА

Объект ВКР: магистральный трубопровод, резервуар.

Цель ВКР: комплексно рассмотреть проблему ресурсосбережения на объектах трубопроводного транспорта и определить затраты на ликвидацию аварийного разлива нефти.

Задачи ВКР.

1. Расчёт возможных потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении.
2. Расчёт финансовых затрат на ликвидацию нефтеразлива при отказе магистрального трубопровода с поверхности воды.
3. Обеспечение пожарной безопасности объекта, установление мероприятий по охране труда, безопасности жизнедеятельности и сохранение экологии на объекте.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть .....	8
1 Общая характеристика технологий ресурсосбережения .....	8
2 Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов .....	10
2.1 Технологии уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения ....	10
2.2 Очистка сточных вод .....	15
2.3 Регенерация масел.....	19
3 Основные способы обнаружения утечек, которые применяют на трубопроводном транспорте .....	22
4 Расчётная часть.....	28
4.1 Исходные данные .....	28
4.2 Расчёт объема утечек из трубопровода.....	29
4.3 Расчёт объема утечек из резервуара.....	32
5 Экономическая часть .....	34
5.1 Расчёт затрат на ликвидацию последствий отказа трубопровода через речной участок.....	35
5.1.1 Расчёт затрат на ликвидацию разлива нефти .....	36
5.1.2 Расчёт затрат, связанных с нереализацией продукта .....	42
5.1.3. Расчёт затрат на рекультивацию водного объекта и прибрежной зоны ...	43
5.1.4 Расчёт затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды.....	44
5.1.5 Расчёт затрат на ремонт и простой.....	44
5.2 Суммарные затраты на ликвидацию последствий аварии .....	46
6 Безопасность и экологичность .....	46
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	47
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	48

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	49
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	51
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	52
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	54
6.7 Экологичность проекта.....	55
Заключение .....	56
Список сокращений .....	57
Список использованных источников .....	58

## ВВЕДЕНИЕ

Прежде всего, под объектом трубопроводного транспорта понимается технологический комплекс (часть магистрального трубопровода), включающий трубопроводы; здания и сооружения по перекачке, хранению нефти и нефтепродуктов; основное и вспомогательное оборудование; установки и другие устройства, обеспечивающие безопасную и надежную эксплуатацию;

Протяженность магистральных нефтепроводов в России составляет около 50 тыс. км. Трубопроводный транспорт доставляет наибольшее количество нефти и нефтепродуктов.

Надежная работа магистрального трубопровода – одна из главных целей при эксплуатации. Обеспечивается эта надёжная работа при проектировании, строительстве и непосредственно при работе.

Топливо-энергетические ресурсы занимают особое место в жизни человека. Это очень важный аспект в его деятельности.

Поэтому нужно использовать все ресурсы в полном объёме, заложить основы для стабильного и долговременного ресурсообеспечения людей. В связи с ростом населения и строительства как жилых, так и производственных сооружений и фактом того, что 95 % используемых ресурсов – это исчерпаемые ресурсы, необходимо более ответственно подходить к вопросу ресурсосбережения

Цель ВКР: комплексно рассмотреть проблему ресурсосбережения на объектах трубопроводного транспорта и определить затраты на ликвидацию аварийного разлива нефти.

Задачи ВКР.

1. Расчёт возможных потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении.
2. Расчёт финансовых затрат на ликвидацию нефтеразлива при отказе магистрального трубопровода с поверхности воды.

3. Обеспечение пожарной безопасности объекта, установление мероприятий по охране труда, безопасности жизнедеятельности и сохранение экологии на объекте.

В проекте необходимо:

- рассмотреть существующие технологии ресурсосбережения на объектах трубопроводного транспорта;

- проанализировать методы борьбы с испарениями при хранении нефтепродукта;

- разобрать методы очистки сточных вод;

- рассмотреть технологический процесс регенерации масел;

- расчёт возможных потерь при транспортировке и хранении нефтепродукта.

- экономический расчёт затрат на ликвидацию последствий отказа трубопровода над водной преградой

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Общая характеристика технологий ресурсосбережения

Под ресурсосберегающими технологиями понимают решения, обеспечивающие экономию любых видов ресурсов.

Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта применяют на этапе проектирования, строительства и непосредственно при эксплуатации.

На этапе проектирования ресурсосбережение обеспечивает автоматизация процесса. С помощью ЭВМ намного быстрее рассчитывается выбор трасс трубопровода и выбор трубопровода в зависимости от параметров среды, также упрощается подготовка чертежей.

С помощью ЭВМ выбирается местоположения установок гнутых вставок, выполняют все нужные расчеты (гидравлические, прочностные, сметные и другие). Очевидно, что экономятся трудовые ресурсы, уменьшается продолжительность проектных работ, и за счет рассмотрения большого числа вариантов выбирается оптимальный вариант строительства.

На поздних этапах проектирования непосредственно выбираются основных параметры объектов (от размеров до материалов). Любой выбор должен быть обоснован и обязан соответствовать минимальным требованиям для данного местоположения и для исходных рабочих параметров. Также с помощью ЭВМ выбирают расположение линейной ЗА.

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» – запорная арматура на магистральных трубопроводах должна размещаться не реже чем через 30 км. Положение части задвижек также оговорено. Запорная арматура (далее – ЗА) обязательно должна быть установлена [1]:

- на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две нитки;
- на каждом ответвлении трубопровода;



- на одном или обоих концах участков трубопровода, проходящих на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий.

Рекомендуется размещать арматуру в удобных для обслуживания местах.

Линейная ЗА, которую перекрывают при аварии, ограничивает течение нефти или нефтепродукта, что позволяет сокращать степень утечки и снизить вред для окружающей среды и человека. ЗА необходима, так как ни теория надежности, ни практика эксплуатации трубопроводов не могут сказать, что обеспечить полную безотказность линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов хоть как-то возможно, и поэтому происходят аварии трубопроводов с вытекающими последствиями.

На этапе строительства возможна только экономия трудовых и финансовых ресурсов, так как всё строительство спланировано на этапе проектирования. К строительному ресурсосбережению можно отнести, например, рациональную загрузку техники, оптимизация смены рабочих.

На эксплуатационной фазе экономия ресурсов обеспечивается уменьшением эксплуатационных затрат; уменьшением потерь нефти и нефтепродуктов; использованием вторичных энергоресурсов (ВЭР).

Снижение эксплуатационных потерь получается снижением расходом на перекачку (применение регулируемого насоса, выбор рациональных режимов, выбор оптимальной периодичности осмотров и очисток, использованием различных добавок) и затрат на подогрев (применением изоляции, оптимизацией температурного режима, использование тепла от других непредназначенных для этого источников, использованием солнечной энергии), а также уменьшения потерь нефтепродуктов. [2].

Утечки нефтепродукта происходят в следующих событиях [3]:

- при наличии различных неплотностей и дефектов в трубопроводах, резервуарах, насосах, арматуре, другом оборудовании, и транспорте по доставке;

- от поздней смены разных набивок и прокладок;

- при переливе нефтепродуктов через крышу резервуаров, вагонов-цистерн, автоцистерн и тары;

- от неисправного сливноналивного оборудования;

Сокращение этих потерь нефти и нефтепродуктов достигают:

- уменьшением потерь нефти и нефтепродуктов от испарения;

- очисткой нефтесодержащих стоков;

- сбором, регенерацией и утилизацией отработанных масел.

- контролем за возникновением утечек.

## **2 Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов**

### **2.1 Технологии уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения**

Нефть и нефтепродукты проходят длинный путь от месторождения до потребителя. Всё это время они подвергаются многопрофильным операциям. Потери во время этих операций составляют 9 % от добычи нефти в год. Из них 2,5 % теряются при транспортировке и хранении. Потери эти можно разделить на виды: естественные, эксплуатационные и аварийные. Также потери можно разделить по характеру на количественные, качественные и количество-качественные [4].

Физические свойства углеводородов обуславливают естественные потери. Такие потери невозможно вернуть. Через мелкие неплотности испарённые светлые фракции выходят из резервуара. Этого невозможно избежать, но есть методы снижения этих потерь. К ним относятся разное оборудование и технологии, которые будут описаны дальше

Как писалось ранее, такие потери неизбежны. Однако, чтобы стимулировать предприятия не игнорировать такие выбросы, государством введены нормы естественной убыли.

Начисляются нормы естественной убыли на единицу массы или объёма. Для разных технологических операций (от хранения до транспортировки)

назначены свои нормы. Также свои нормы назначены на типы хранилища или виды транспорта

Ещё нормы убыли разделят по регионам. Российская Федерация разделена на 3 зоны по климатическим условиям: Это север, юг и средние территории.

Также нормы естественной убыли нефтепродуктов при их транспорте и хранении устанавливаются для двух периодов года:

- осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта);
- весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября).

Всего есть 8 фракций нефтепродуктов. У каждой фракции свои физико-химические свойства. Для каждой из этих фракций также определены нормы естественной убыли.

Эксплуатационные потери происходят в результате выполнения различных технологических операций и от нарушения правил эксплуатации. Чаще всего неисправность различного рода оборудования и является следствием таких потерь. Также в эти потери входят очистка резервуаров, отбор проб и так далее, то есть все эксплуатационные операции потери при которых предусмотрены ходом работы.

Теоретически можно полностью избавиться от эксплуатационных потерь, что нельзя сделать с естественными.

Аварийные потери возникают при различном роде аварий. Это может быть как разгерметизация, так и износ оборудования. Различают систематические аварийные потери и случайные.

При систематических авариях потери происходят за счёт физического износа любого оборудования, а также уплотнения.

Случайные аварийные потери – это потери при возникновении аварий не предусмотренные производством. Такие аварии бывают стихийные: дожди, молнии, землетрясения, лесные пожары; и бывают внешние: наезд на трубопровод с последующим его разрушением. На предприятиях постоянно проводятся мероприятия по сокращению таких аварий: разработка техники

безопасности, должностных инструкций, плана действий при стихийных бедствиях. Поэтому процент потерь от случайных аварийных потерь невелик.

По характеру потери подразделяют на количественные (разливы, аварии), качественно-количественные (испарение,) и качественные (загрязнение, окисление) [5].

Испарение нефти и топлив способствует изменению физических и химических характеристик. Больше всего испаряются лёгкие фракции, а они очень хорошо ценятся. Также они пагубно сказываются на атмосфере и могут повысить взрывоопасность производства.

Качественная герметизация может предотвратить такие потери как при транспортировке, так и при хранении. Такие потери суммарно зависят от состава нефтепродукта и внешних параметров. И при испарении не только теряется часть углеводородов, но и ухудшается качество оставшихся нефтепродуктов, что пагубно сказывается на оборудовании, которое использует эти углеводороды.

Тенденция нефти/нефтепродуктов к испарению характеризуется упругостью их паров и фракционным составом. Испаряемость у нефтепродуктов возрастает с ростом содержания в них легких углеводородов. Наиболее летучими являются легкие нефти, богатые бензиновыми фракциями, и светлые нефтепродукты (бензины, керосины). Нефть и нефтепродукты, обладающие высокой упругостью паров, насыщают воздух парами наиболее ценных легких фракций, которые выходят вместе с воздухом в атмосферу.

Препятствование нефтепродуктов испарению позволит сохранить наиболее ценные виды топлива, что положительно скажется на экономике.

Потери от испарения происходят:

- от постоянного потока газового пространства при открытых люках или плохой работе дыхательной системы резервуаров и танков (малые дыхания);
- при сливе-наливе нефтей и нефтепродуктов в емкости и резервуары.

Такие потери называют потери при «больших дыханиях»;

- при пополнении резервуаров и разных ёмкостей, где газовое пространство сообщается с атмосферой.

Потери от «больших дыханий» можно посчитать через уравнение потерь от испарения:

$$G_{БД} = \left[ V_H - V_{нПР} \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{y3AK}} \right) \right] \cdot \frac{P_{y3AK}}{P_2} \cdot \rho_{НОТ}, \quad (2.1)$$

где  $G$  – количество потерь, т;

$V_H$  – объём нефти, м<sup>3</sup>;

$V_{нПР}$  – объём паровой фазы в процессе простоя резервуара перед его заполнением, м<sup>3</sup>;

$\rho_{НОТ}$  – плотность паров нефтепродукта и воздуха при условиях откачки, кг/м<sup>3</sup>;

$P_1$  – абсолютное давление срабатывания клапанов вакуума, МПа;

$P_2$  – абсолютное давление срабатывания клапанов давления, МПа;

$P_{y3AK}$  – среднее парциальное давление паров нефтепродукта в газовом пространстве в процессе закачки, МПа [6].

Существует 5 групп технологий сокращения нефти и нефтепродуктов от испарения.

В первой группе находится технология по сокращению объёма газового пространства. При уменьшении объёма газового пространства наблюдается понижение количества потерь. Конструктивное решение этой проблемы – резервуары с изменяющимся объёмом. Есть два вида таких резервуаров: резервуар с плавающей крышей и резервуар с понтоном. Сокращение потерь в данном случае достигает 60%. Но достигается эффективность такого технического решения только при коэффициенте оборачиваемости >12.

Во второй группе находятся технологии, которые предусматривают хранение нефтепродуктов под избыточным давлением. Таким решением можно

практически полностью избавиться от потерь при «дыханиях». Оптимальное избыточное давление рассчитывается из оборачиваемости резервуара, свойств продукта и климатических условий. Но не каждая конструкция резервуара способна выдержать это самое избыточное давление. Выдержать избыточное давление способны несколько видов резервуаров – это каплевидные и шаровые резервуары, резервуары с торосферической кровлей и резервуары с дышащей крышей. За счёт больших избыточных давлений усложняются конструкция и повышают стоимость резервуаров.

В третьей группе находится уменьшение изменения температуры газового пространства в резервуаре. Можно обеспечить до 70 % сокращений от «малых дыханий». Для обеспечения неизменности температуры или хотя бы минимизации её колебаний при хранении применяют теплоизоляция резервуаров, орошение резервуаров водой и окрашивание в светлые тона (для отражения солнечных лучей, что предотвращает от нагревания). Также применяют подземное хранение резервуара.

К четвёртой группе технологий сокращения потерь можно отнести улавливание высвобождаемых из резервуара нефтепродуктов. В данном случае применяются газоуравнительные обвязки (Газоуравнительные системы). Газоуравнительная система резервуаров – это конструкция трубопроводов, по которым сообщаются два или более резервуаров. Они обязательно должны хранить один сорт нефтепродукта. ГУС создаёт постоянный круговой поток паровоздушных смесей, что обеспечивает взаимную компенсацию всасываемых и вытесняемых объёмов газов в процессе перекачки топлива.

Эффективность ГУС прямопропорциональна коэффициенту совпадения операций у резервуаров, которые соединены уравнительной обвязкой. Иногда применяют резервуары для газа – газгольдеры. Они позволят снизить весомое количество потерь даже при маленьком коэффициенте совпадения операций. Схема работы системы с газгольдером: если поступление превышает откачку, избыток ПВС поступает в газгольдер; в ситуации наоборот газгольдер отдаёт ПВС под действием вакуумных сил. Объем газгольдера рассчитывается в

зависимости от максимально возможного несовпадения операций. Использование газгольдера позволяет сократить потери на 90%.

В пятую группу входят организационно-технические мероприятия, которые обеспечивают исполнение предыдущих групп. Это хранение нефтепродуктов в обычных резервуарах при минимальном объёме газового пространства, то есть максимально заполнять резервуары. Такое решение позволит сократить «малые дыхания». Следует также уменьшить время внутренних перекачек. Обязательно нужно следить за состоянием оборудования. При несвоевременных осмотрах возможны небольшие утечки через коррозионные отверстия. При критическом состоянии возможны утечки и улетучивание паров. Как пример, авария в Норильске, где из-за критического состояния дна резервуара были утеряны более 20 тыс. т. топлива.

## **2.2 Очистка сточных вод**

Нефтепродукты могут находиться в растворах в эмульгированном и растворенном виде, а также образовывать плёнку на поверхности. Очистка сточных вод - обработка вод с целью выведения вредных веществ.

Существует две технологии по входной очистке – отстаивание и флотация. После этого применяют фильтрование. Такая последовательность уменьшает количество замен фильтрующих элементов, так как большая часть крупных частиц уходит на предыдущем этапе [7].

Первая технология – это метод отстаивания. Нефть может самопроизвольно отделяться от воды за счёт сил поверхностного натяжения. Частицы нефтепродукта образуют сферу размером до 300 мкм. При очистке в отстойниках высвобождается до 100 мг нефти на один литр воды. Отстаивание нефтепродуктов производят в нефтеловушках (рисунок 1).

Вода подается в приемную камеру и проходит под перегородкой. Затем она попадает в отстойную камеру, где и происходит процесс разделения. Очищенная вода проходит под второй перегородкой, затем выводится из

нефтеловушки. Нефтепродукты же образуют пленку на поверхности воды и механически удаляются.

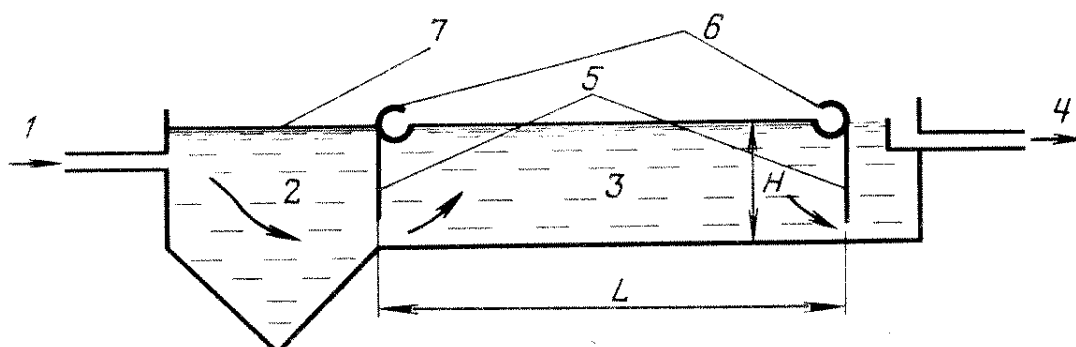


Рисунок 1 – Схема типовой нефтеловушки. 1 – вода; 2 – приемная камера; 3 – отстойная зона; 4 – очищенная вода; 5 – вертикальные полупогруженные перегородки; 6 – нефтесборные трубы; 7 – пленка всплывших нефтепродуктов

Температура оказывает огромное влияние на эффективность очистки. При повышении температуры понижается вязкость жидкости, при этом частицы выделяются гораздо лучше. Для рационального использования нефтеловушки рекомендуется нагреть входящую воду. На примере мазута можно убедиться в зависимости эффективности очистки и температуры: при температуре воды ниже 30 °С нефтепродукт оседает в нефтеловушке, при температуре от 30 до 40 °С частицы находятся во взвешенном состоянии, и только при 40 °С и выше мазут всплывает и остаётся на поверхности. Для более быстрого отделения нефти используют различные вещества – деэмульгаторы.

Флотационный метод основывается на объединении частиц нефтепродукта и пузырьков воздуха. После образования комплекса пузырьков и нефтепродуктов они быстро поднимаются на поверхность. Скорость, с которой они поднимаются на поверхность на 1–2 порядка выше, чем при отстаивании.

При флотационном методе существуют две схемы исполнения: напорная и безнапорная.



При напорной схеме (рисунок 2) флотационного метода воздух растворяется в под избытком давления. В трубопровод с водой через воздухопровод подаётся воздух. Далее около 15 минут комплекс воды и воздуха выдерживается в напорной ёмкости. Далее эта смесь попадает во флотационную камеру. По причине сброса давления воздух быстро отделяется от воды и соединяется с частицами нефти, всплывая на поверхность, где просто улетучивается и оставляет нефтепродукт на поверхности для дальнейшего сбора.

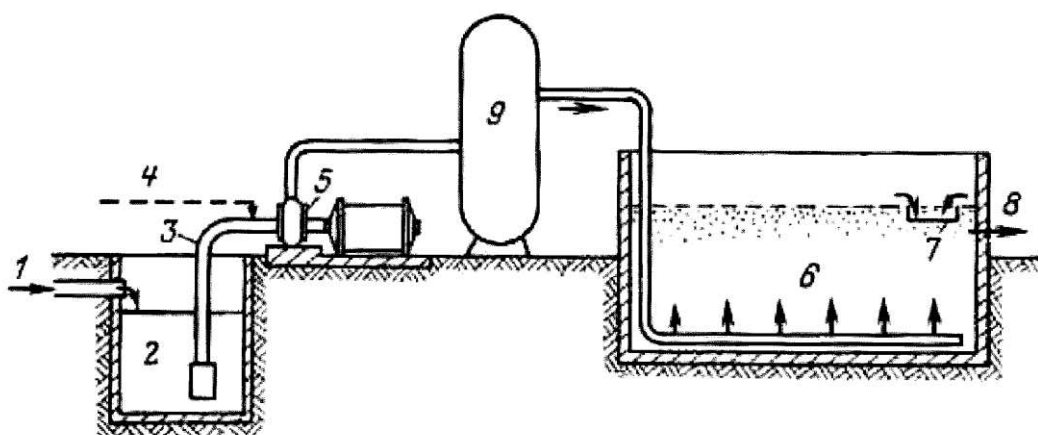


Рисунок 2 – Схема установки для напорной флотации. 1 – вход воды; 2 – приемный резервуар; 3 – всасывающая труба; 4 – воздухопровод; 5 – насос; 6 – флотационная камера; 7 – пеносборник; 8 – отвод очищенной воды; 9 – напорная емкость

При безнапорной флотации образование пузырьков происходит механически. Через насос во флотатор вводится готовая дисперсная система пузырьки-вода (рисунок 3). Размер пузырьков для скорости всплытия  $10^{-3}$  м/с составляет 25 мкм. Это является оптимальным показателем

Фильтрация воды может осуществляться на любой стадии очистки, но рекомендовано предварительно очистить воды одним из методов выше. Так будет реже загрязняться фильтрующий материал.

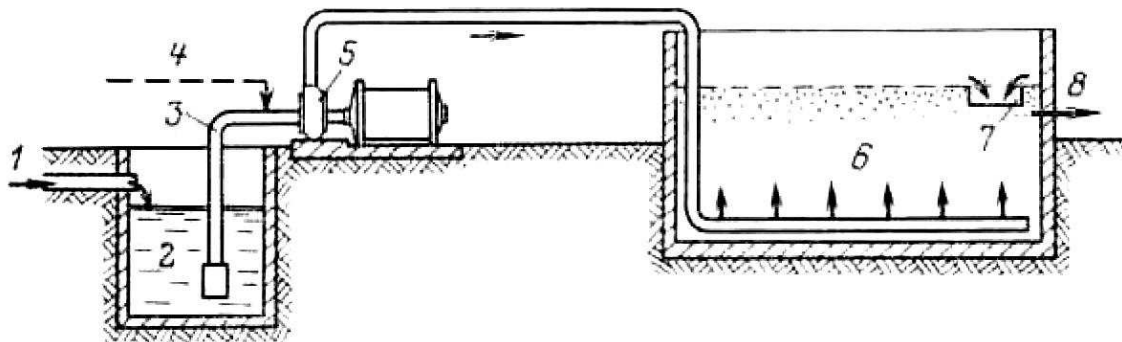


Рисунок 3 – Схема установки для безнапорной флотации 1 – вход воды; 2 – приемный резервуар; 3 – всасывающая труба; 4 – воздуховод; 5 – насос; 6 – флотационная камера; 7 – пеносорбник; 8 – отвод очищенной воды

Само фильтрование – это пропуск жидкости под давлением или самотёком через фильтр. Частицы нефти оседают и остаются на зёрнах этого фильтра. При гидрофобном выборе материала частицы хорошо прилипают к зернам (рисунок 4). Но это не повод повсеместно использовать гидрофобный материал, так как при гидрофильной поверхности частицы нефти вытесняют гидратную оболочку, которая затрудняет прилипание, и через какое-то время гидрофильный материал не уступает гидрофобному.

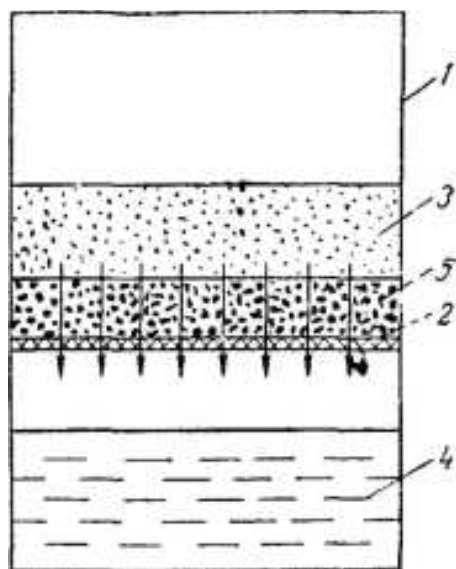


Рисунок 4 – Схема зернистого фильтра

## 2.3 Регенерация масел

Регенерация масел – это восстановление первоначальных свойств отработанных смазочных масел. Различают полную регенерацию, после которой смазочное масло приобретает все свои первичные свойства, и частичную регенерацию, обеспечивающую восстановление только некоторых свойств. Все масла, утратившие в процессе работы какие-то свои свойства, могут быть восстановлены, но технологический процесс восстановления и качество получаемого масла зависят от происшедших в масле физико-химических изменений. Смазочные масла, в зависимости от условий работы, подразделяют на 3 группы: индустриальные масла; масла с горячих установок; масла, применяемые в двигателях внутреннего сгорания [8].

Индустриальные масла, употребляемые в проточных системах смазки, во время работы не претерпевают серьёзных изменений, а только загрязняются различными посторонними примесями, напр. водой, металлическими частицами, пылью, песком и т. п. Первоначальные свойства этих масел можно восстанавливать отстаиванием и фильтрованием. Масла с горячих установок (трансформаторные, турбинные и компрессорные) во время работы подвергаются окислению, вследствие чего в них накапливаются различные углеродистые соединения. Для восстановления первоначальных свойств этих масел их необходимо обрабатывать кислотами, щелочами или отбеливающими землями (тонкораспылённые породы, имеющие пористое строение), чтобы удалить продукты окисления, а после этого подвергать фильтрации.

Масла для смазки двигателей внутреннего сгорания претерпевают наиболее глубокие физико-химические изменения. Они обводняются за счёт конденсации водяных паров, загрязняются пылью, песком, частицами нагара (кокса), смываемыми с колец и поршней двигателя, частицами металла, попадающими в масла вследствие износа деталей двигателя. Высокие температуры, которые испытывает масло, вызывают его термическое разрушение, а соприкасающийся с маслом кислород воздуха создаёт условия

для образования различных кислот и смол, которые, при дальнейшем окислении, превращаются в асфальтены, карбены и карбоиды, частично выпадающие в виде осадков, а большей частью остающиеся в масле. Наконец, масло, находящееся в картерах карбюраторных двигателей, разжижается попадающим в него топливом, изменяется и теряет свои качества.

Вследствие разнообразных изменений, происходящих в маслах этой группы, восстановление их первоначальных свойств осуществляется предварительным отстаиванием от грубых загрязнений, отгонкой горючего, обработкой отбеливающими землями и, наконец, фильтрацией.

Масла для смазки дизельных и газогенераторных двигателей не разжижаются топливом, но подвергаются сильным внутренним изменениям за счёт образования различных углеродистых соединений. Для их регенерации нужна глубокая обработка отбеливающими землями или серной кислотой с последующей фильтрацией.

Отстаивание отработанных масел применяется для удаления механических примесей и воды, находящихся в масле. Скорость оседания механических примесей зависит от их размеров и удельного веса, а также от вязкости масла. С повышением температуры вязкость масла уменьшается; вследствие этого увеличивается скорость оседания механических примесей. Для отстаивания масла пользуются баками-отстойниками (рисунок 5).

Фильтрация имеет целью удалить из масла различные нерастворимые примеси. Фильтрующим материалом могут служить: металлическая сетка, задерживающая крупные механические примеси, полотно, сукно, войлок, асбест, бумага различных сортов, задерживающая почти все нерастворимые в масле примеси, активированный уголь и т. п.

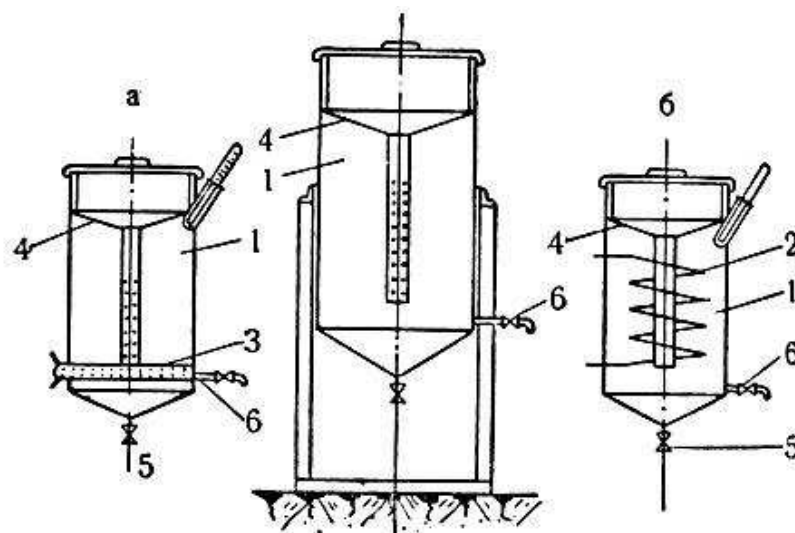


Рисунок 5 – Баки-отстойники. а – с электроподогревом; б – с паровым подогревом; 1 – отстойник; 2 – паровой змеевик; 3 – электронагреватель; 4 – воронка с сеткой; 5 – спуск отстоя; 6 – выход масла

Масло, проходя через капиллярные каналы (рисунок 6) фильтрующего материала, оставляет в них механические примеси. Скорость фильтрации зависит от вязкости масла, пористости и толщины фильтрующего слоя материала, а также от давления.

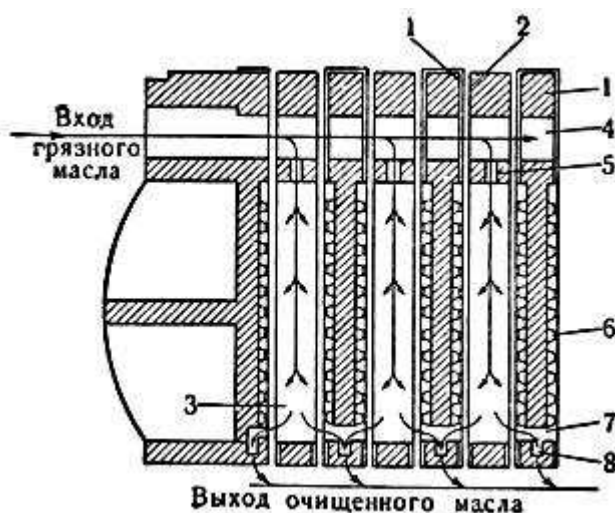


Рисунок 6 – Схема фильтрпрессы: 1 – плита; 2 – рама; 3 – бумага и полотно; 4 – отверстие для поступающего масла; 5 – верхнее отверстие рамы; 6 – бороздки; 7 – нижнее отверстие плиты; 8 – отверстие для отвода отфильтрованного масла

Наиболее часто встречающаяся регенерационная установка ВИМЭ-2 (рисунок 7).

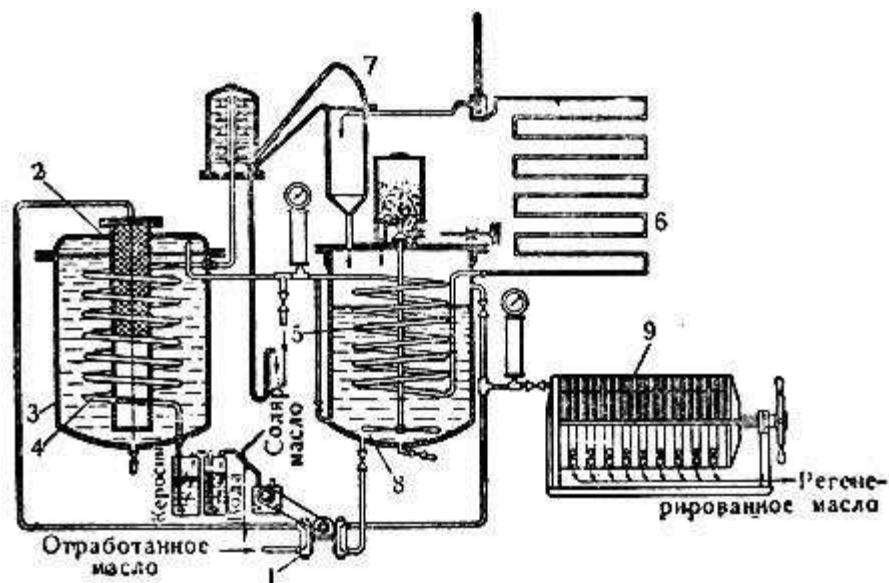


Рисунок 7 – Схема установки ВИМЭ-2

Насос 1 подаёт масло через сетчатый фильтр 2 в теплообменник 3, откуда масло через змеевик 4, 5 поступает в трубчатую печь 6, нагревается и переходит в эвапоратор 7, где отделяются содержащиеся в масле топливо и вода. Масло, освобождённое от топлива и воды, стекает в смесительный бачок 8, где оно смешивается с отбеливающей землёй. Полученная смесь насосом подаётся в фильтр-пресс 9 для отделения всех примесей. Процесс регенерации идёт непрерывно. Производительность установки 20–25 кг/час. Регенерированное масло по своим физико-механическим свойствам приобретает свойства свежего масла.

### **3 Основные способы обнаружения утечек, которые применяют на трубопроводном транспорте**

Утечки нефтепродуктов могут быть крупными (от 10 м<sup>3</sup>/час) и малыми до 600 л/ч). Отношение к тем или иным видам зависит от размера повреждения и давления внутри трубопровода. Крупные утечки обычно влияют на

гидродинамику жидкости, в то время как за малыми утечками этого не наблюдается.

Утечки мене 50 л/ч непостоянные, так как дефект, через который они просачивались, через какое-то время забивается механическими примесями (такие как песок) или затягивается парафинами.

Крупные утечки очень легко обнаруживаются. При крупных утечках через трещину или разрыв трубопровода образуется резкий поток, потом через какое-то время поток в связи падением давления затухает, приходя к постоянной скорости. Характерная черта при аварийной ситуации – это резкое падение показателя манометра. Очень часто последствия крупных аварий можно определить визуально при обход-осмотре трубопровода. Из-за большой протяжённости трубопровода используется автотранспорт или вертолёт. Несоответствие объёмов нефтепродуктов, закачиваемых в трубопровод также может говорить о возникновении утечки.

Намного сложнее определить мелкие утечки, так как они обычно не оказывают влияние на режимы перекачки, в некоторых случаях их трудно заметить визуально (с вертолёта не просматривается нижняя часть трубопровода), а несоответствие объёмов находится в пределах допустимой погрешности.

К методам диагностики мелких утечек предъявляют следующие требования: точность определения места утечки, высокая чувствительность, эксплуатационная безопасность, высокая степень надёжности и достоверности, отсутствие негативного воздействия на режим перекачки.

Методы диагностики мелких утечек в магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах классифицируются по следующим критериям:

По состоянию работы трубопровода в момент диагностики:

- контроль без остановки перекачки;
- контроль в статических условиях, когда перекачка остановлена.

По конструктивному исполнению и условиям применения:

- стационарные (встроенные в трубопровод приборы и системы приборов);

- транспортируемые с перекачиваемым продуктом по трубопроводу (зонды, газ);

- патрульные (объезд-осмотр, в том числе и авиаосмотр).

По периодичности контроля

- методы непрерывного контроля утечек (к ним относятся стационарные системы);

- методы периодического контроля утечек (зондовые, гидравлические, патрульные).

По характеру взаимодействия с перекачиваемой средой

- активные (прямые): излучение в перекачиваемую среду ультразвуковых колебаний определенной частоты и их прием в месте повреждения, зонды, кабели и т. д.;

- пассивные (косвенные): измерение шумов утечки, давления, скорости потока, расходов, скорости распространения волн и т. д.

По физическим явлениям, положенным в основу определения утечки

- понижение давления перекачиваемого продукта при пересечении места утечки;

- возникновение дисбаланса между объемами закачанного и принятого из линейного участка;

- появление радиоактивного фона в месте утечки (радиоактивный метод);

- возникновение шумов в месте утечки;

- появление паров нефти и нефтепродуктов в месте утечки (газоаналитический метод).

Есть ещё разделение по чувствительности, по точности, по способу передачи информации и так далее.

Визуальный метод. Суть заключается в том, что ответственный человек продвигается по всей длине трубопровода и визуально обследует его на наличие признаков утечки. Это самый простой способ. При обнаружении утечки информация сообщается в штаб. Так как длина трубопровода нередко превышает несколько сотен километров, активно используется транспорт.



Признаки наличия утечки:

- выход на поверхность перекачиваемой нефти или нефтепродукта (при подземном способе прокладке нефтепровода возможен выход продукта на поверхность);

- изменение снежного покрова на тёмный;

- проявление пузырей и/или пены на поверхности воды.

Достоинства метода: лёгкость обнаружения видимых утечек, легко осуществить на производстве с маленькой протяжённостью трубопровода.

Недостатки:

- трудоемкость регулярного осмотра с помощью обходчиков и транспорта;

- ограниченные возможности осмотра в труднодоступных местах, в темное время суток или при неблагоприятных условиях погоды;

- несвоевременное обнаружения мелких утечек до выхода продукта на поверхность (при подводной или подземной прокладке трубопровода);

- огромные затраты на использование авиационного транспорта при осмотре трубопроводов.

Метод отрицательных ударных волн. При образовании утечки хоть немного, но меняется давление. При обычной эксплуатации давления в двух недалеко находящихся друг от друга точках по трубопроводу практически одинаковые. При образовании утечки это условие нарушается. После уменьшении давления в одной точке оно закономерно уменьшается в следующих точках вплоть до датчика давления. Это уменьшение и регистрируется. Проблема этого метода заключается в неспособности точно определить место утечки. Он показывает только её наличие между двумя манометрами, а расстояние между ними может достигать на магистральном трубопроводе до 30 км. Также при незначительных утечках изменение давления изменяется в пределах нормы.

Достоинства метода:

- эффективность для быстрого обнаружения значительной утечки;

- применимость независимо от длины и конструкции трубопровода;
- непрерывность контроль;
- доступность и простота в эксплуатации.

Недостатки:

- низкая чувствительность (утечки более 100 м<sup>3</sup>/ч);
- огромная погрешность определения места утечки (около 3 км).

Метод сравнения расходов. При нормальном эксплуатировании трубопровода и постоянным режимом перекачки через трубопровод за одинаковые промежутки времени проходит одинаковое количество нефти/нефтепродукта. При утечке расход по трубопроводу соответственно уменьшается. Это регистрируется расходомером, обрабатывается, учитывая температурную поправку и поправку на давление, и при отрицательном замере подаётся сигнал о возможной утечке. Метод сравнения расходов и метод отрицательных ударных волн очень похожи. Отличие лишь в измеряемом параметре (расход/давление) и измерительном приборе (расходомер/манометр), но метод расходов более чувствительный. Соответственно достоинства и недостатки у этих методов схожи. Эти два метода очень часто используются, так как не требуют особых вмешательств и не требуют никаких трудовых затрат кроме установки и автоматизации в начале.

Метод акустической эмиссии. Акустическая эмиссия – это результат высвобождение энергии материала, который находится под напряжением. Сам метод основывается на регистрации и последующей обработке сигналов акустической эмиссии от напряжения стенки трубопровода. Такие сигналы заранее измерены или подсчитаны для цельных трубопроводов. Измерительным прибором здесь участвуют электронные высокочувствительные датчики.

Любая мелкая трещина создаст свою акустическую эмиссию, что сразу же будет зафиксировано. Для установки датчиков предварительно необходимо создание шурфов. Чтобы определить место утечки трубопровод нагружают

давление выше чем рабочее на 10 % или создают внешнюю нагрузку. Импульсы энергии от акустической эмиссии трещин фиксируются на датчиках. Известно, что скорость этих импульсы зависит от интенсивности напряжения. Далее по анализу затухания и скорости прихода импульсов определяют местоположение утечки. Сам метод акустической эмиссии является стандартным методом неразрушающего контроля и применяется повсеместно.

Достоинства:

- возможность контроля мелких утечек (возможно даже микроутечек); трещин и микротрещин, сильной коррозии в подземных трубопроводах с помощью наземного мобильного оборудования;

- очень высокая точность обнаружения дефектных мест в стенке трубопровода;

- возможность применения на ёмкостях и трубопроводах любой конструкции;

- низкая погрешность результатов.

Недостатки:

- большие временные затраты на изучение длинных участков трубопроводов;

- высокая цена обследования (по данным из интернета - до 2,5 тысяч долларов на 1 км трубопровода);

- для выполнения контроля нужно просверлить шурф, так как пьезодатчики с должны устанавливаться на поверхности трубы. Это является повреждающим методом;

- метод неприменим на трубопроводах, проходящих в труднодоступной местности.

- производительность данного метода зависит от климатических и погодных условий;

Ультразвуковой метод. Метод основывается на звуковом эффекте, который возникает при проникании ультразвуковых волн через трещину или любой другой дефект. При пропускании ультразвуковых волн

распространяются по жидкости и отражаются от стенок трубопровода. Но при попадании в зону отверстия проникают в него и создают звуковое поле внутри трубы, что регистрируется датчиками и подаётся как сигнал. Звук от жидкости не влияет на исследование, так как частота акустических шумов в трубе гораздо выше чем у протекающей жидкости и составляет от 20 Гц. Сама частота шумов зависит от давления в трубе, геометрических параметров отверстия в стенке трубы, тип грунта (только при подземной прокладке трубопровода) и самого перекачиваемого продукта. Достоинства и недостатки с акустическим методом схожи.

В большинстве компаний методы комбинируются для более точного определения места утечек. Визуальный метод используется абсолютно везде. Другие же методы выбираются исходя из наличия и стоимости определённого оборудования в регионах введения таких методов.

## **4 Расчётная часть**

### **4.1 Исходные данные**

Исходные данные – фактические данные с места прохождения одной из технологических практик на производстве.

Перекачиваемая жидкость – нефть.

Плотность –  $\rho = 745 \text{ кг/м}^3$ .

Вязкость –  $\mu = 1,67 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Диаметр трубопровода –  $D = 720 \text{ мм}$ .

Протяженность трубопровода –  $L = 70 \text{ км}$ .

Гидравлический уклон –  $i = 0,0048$ .

Теоретическое расстояние от начала трубопровода до места утечки –  $x = 20 \text{ км}$ .

Резервуар – РВС. Размеры резервуара по ГОСТ (РВС-5000).

Высота –  $H_p = 12 \text{ м}$

Теоретическое расстояние от дна резервуара до места утечки –  $H_y = 5$  м;

Теоретический диаметр отверстия –  $d = 1$  мм;

Теоретическое время утечки –  $t = 10$  ч.

#### 4.2 Расчёт объема утечек из трубопровода

Найдём количество нефти, которая теоретически вылилась из трубопровода с давлением на начале 8,3 Мпа [10].

Отверстие в стенке трубопровода небольшого размера и от образовавшейся утечки режим перекачки не изменится.

1) Напор в начале трубопровода:

$$H_n = \frac{P}{\rho \cdot g}, \quad (4.2.1)$$

где  $P$  – давление в трубопроводе, Па;

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

$g$  – ускорение свободного падения;

$$H_n = \frac{8,3 \cdot 10^6}{745 \cdot 9,8} = 1136,8 \text{ м.}$$

2) Напор в месте утечки:

$$H_y = H_n - i \cdot x, \quad (4.2.2)$$

где  $H_n$  – напор в начале трубопровода, м;

$i$  – гидравлический уклон;

$x$  – расстояние от начала трубопровода до места утечки, км.

$$H_y = 1136,8 - 0,0048 \cdot 20000 = 1040,8 \text{ м.}$$

3) Находим полный напор в точке утечки [6]:

$$\Delta H = H_y - z, \quad (4.2.3)$$

где  $H_y$  – то же, что и в (4.2.2), м;

$z$  – высотная отметка сечения повреждения, равная 3 м.

$$\Delta H = 1040,8 - 3 = 1037,8 \text{ м.}$$

4) Площадь отверстия (считаем, что круглого) равна:

$$f_y = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (4.2.4)$$

где  $d$  – диаметр отверстия, м.

$$f_y = \frac{3,14 \cdot (1 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 0,785 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

5) Определяем число Рейнольдса потока через отверстие:

$$\text{Re} = \frac{d \cdot \rho \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}}{\mu}, \quad (4.2.5)$$

где  $d$  – диаметр отверстия, м;

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

$g$  – ускорение свободного падения;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

$\Delta H$  – изменение напора (4.2.4), м.

$$Re = \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 745 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 1037,8}}{1,67 \cdot 10^{-4}} > 300000.$$

При  $Re > 300000$ , коэффициент расхода  $\eta = 0,595$  [6].

б) Расход нефти через отверстие равен:

$$q = \eta \cdot f_y \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (4.2.6)$$

где  $\eta$  – коэффициент расхода через отверстие;

$f$  – площадь отверстия.

$$q = 0,595 \cdot 0,785 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 1037,8} = 6,7 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 0,24 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

7) Количество нефти, которое вытекло через выбранное время:

$$V_H = q \cdot t, \quad (4.2.7)$$

где  $q$  – расход нефтепродукт, м<sup>3</sup>/ч;

$t$  – расчётное время.

$$V_H = 0,24 \cdot 10 = 2,4 \text{ м}^3.$$

### 4.3 Расчёт объема утечек из резервуара

Посчитаем теоретическое количество вытекшей нефти из заполненного резервуара РВС 5000 [10,11].

1) Напор, под которым происходит истечение:

$$\Delta H = H_p - H_y, \quad (4.3.1)$$

где  $H_p$  – высота заполненной части резервуара, м;

$H_y$  – высота утечки, м;

$$\Delta H = 12 - 5 = 7 \text{ м.}$$

2) Периметр, площадь сечения и характерный размер отверстия (считаем, что круглого):

$$p_y = \pi \cdot d ; \quad (4.3.2)$$

$$f_y = \frac{\pi \cdot d^2}{4} ; \quad (4.3.3)$$

$$L' = 4 \cdot \frac{f_y}{p_y}, \quad (4.3.4)$$

где  $d$  – диаметр отверстия.

$$p_y = 3,14 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3,14 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$



$$f_y = \frac{3,14 \cdot (1 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 0,785 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

$$L' = 4 \cdot \frac{0,785 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 10^{-3}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

3) Число Рейнольдса для данных условий:

$$Re = \frac{L' \cdot \rho \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}}{\mu}, \quad (4.3.5)$$

где  $L'$  – как в формул (4.3.4), м;

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

$g$  – ускорение свободного падения;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

$\Delta H$  – изменение напора (4.2.4), м.

$$Re = \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 745 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 7}}{1,67 \cdot 10^{-4}} = 52253;$$

4) При  $Re$  от 10000 до 300000 коэффициент расхода находим по формуле:

$$\eta = 0,592 + \frac{5,5}{Re^{1/2}}, \quad (4.3.6)$$

$$\eta = 0,592 + \frac{5,5}{52253^{1/2}} = 0,616,$$

5) Расход нефти, вытекающей через отверстие в стенке резервуара:

$$Q = \eta \cdot f_y \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (4.3.7)$$

где  $\eta$  – коэффициент расхода через отверстие;

$f$  – площадь отверстия;

$$Q = 0,616 \cdot 0,785 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 7} = 5,7 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 0,02 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

б) Объем нефти, вытекающей за рассматриваемый период:

$$V_H = q \cdot t, \quad (4.3.8)$$

где  $q$  – расход нефтепродукт, м<sup>3</sup>/ч;

$t$  – расчётное время.

$$V_H = 0,02 \cdot 10 = 0,2 \text{ м}^3.$$

Понятно, что чем раньше мы находим утечку, тем меньше продукта выйдет в окружающую среду и тем меньше последствия. Отсюда следует, что очень важно на производствах использовать современные устройства для своевременного обнаружения этих самых утечек.

## 5 Экономическая часть

Для транспортировки нефти по магистральным трубопроводам в большинстве случаев применяются стальные трубопроводы. Преобладающие дефекты трубопровода возникают из-за коррозии и механических повреждений. Эти факторы могут привести к серьёзному повреждению трубопровода и даже аварийной ситуации.

Причины повреждения трубопроводов аварии возникают:

- внутренняя коррозия (около 91 % аварий);
- наружная коррозия (около 3,9 % аварий);
- строительные дефекты (около 2,8 % аварий);
- нарушение правил эксплуатации трубопровода (около 0,8 % аварий);
- прочие аварий (менее 1,5 %).

Большая часть отказов трубопровода приводит к огромным ущербам окружающей среде и человеческой деятельности, а также приводит к большим потерям нефти и нефтепродуктов.

Расчёт ликвидации последствий при отказе магистрального трубопровода, пролегающего через водный участок, включает в себя:

- затраты на ликвидацию разлива нефти;
- затраты на нереализацию продукта;
- затраты на рекультивацию водного объекта и прибрежной зоны;
- затраты на оплату штрафа.
- затраты на ремонт повреждённого участка
- затраты на простои трубопровода.

Данный расчёт проведён с учётом того, что при аварии на трубопроводе произошёл, разлив 5 тонн нефти, но следует заметить, что часто происходят случаи с розливом в сотни тонн и даже намного больше. Как пример – чрезвычайный случай в Норильске. Из-за ошибки, допущенной при эксплуатации, через дно резервуара, вытекло более 20 тысяч тонн дизельного топлива. Это привело к некоторым необратимым экологическим последствиям (в том числе и для экосистемы Северного Ледовитого океана), а также к огромным финансовым расходам (около десятка миллиарда рублей [12]).

### **5.1 Расчёт затрат на ликвидацию последствий отказа трубопровода через речной участок**

### 5.1.1 Расчёт затрат на ликвидацию разлива нефти

Предположим, что масса пролитой нефти составляет 5 тонн, ширина реки составляет 20 метров, плотность нефтепродукта  $745 \text{ кг/м}^3$  и толщина слоя 3 мм. Объём нефтепродукта исходя из этого будет составляет  $6,7 \text{ м}^3$ . Площадь загрязнения при этом составит около  $2233 \text{ м}^2$  на начальных этапах. При известной ширине реки нефть пройдёт по реке 110 метров. Эта расстояние может быстро увеличиться из-за течения реки. Для ликвидации разлива нефти потребуется аварийно-техническая группа для мониторинга ситуации, пожарная часть для покрытия пеной зоны разлива для уменьшения испарений испарения и нейтрализации возможного пожара, люди из охраны для соблюдения общественного порядка и для оцепления зоны разлива, бригада экобезопасности и аварийно-восстановительных работ для сбора пролитой нефти, команда механизации аварийно-спасательных работ для снятия и сбора загрязненного грунта в зоне берега, транспорт бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ для вывоза загрязненного и завоза свежего грунта, бригада первой врачебной помощи для оказания медицинской помощи пострадавшим и контроль за состоянием здоровья ликвидаторов аварии, аварийно-техническое сопровождение группы для восстановления и ремонта оборудования при необходимости.

Люди и оборудование позиционируются на минимальном безопасном расстоянии от произошедшей аварии, доставка в зону разлива осуществляется любым свободным транспортом.

Перечень сил и средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов приведен в таблице 1.

На предприятиях по технике безопасности обязаны находится всё оборудование и транспорт для локализации и устранения аварий.

Таблица 1 – Перечень сил и средств привлекаемые для ликвидации разлива

Профессии	Кол-во
Аварийно-техническая группа, чел.	10
Команда механизации, чел.	15
Группа охраны общественного порядка, чел.	3
Бригада экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ, чел.	15
Бригада скорой помощи, чел.	4
Пожарная часть, чел.	6

Перед ликвидацией аварии необходимо локализовать утечку с помощью боновых заграждений. Для этого необходимы заградительные боны 40 м (ширина реки+20 м) [13]. Выберем 2 сорбирующих бона СБН-20/200 с длиной 20 метров каждый по цене 15000 руб/шт [14].

Для впитывания 5 тонн нефтепродукта выберем сорбент «УнисорБио», сорбирующая способность которого 45 кг/кг. Масса сорбента:

$$m_c = \frac{m_n}{C}, \quad (5.1.1)$$

где  $m_n$  – масса нефти;

$C$  – абсорбционная способность сорбента.

$$m_c = \frac{5000}{45} \approx 112.$$

Стоимость 1 кг сорбента составляет 462 рублей [15].

Стоимость одного автономного распылителя сорбента РАС 68000 рублей [16]. Дальность применения РАС составляет 10 метров [17]. Возьмём 2

аппарата, так как при их одновременной работе с противоположных берегов их дальность полностью перекроет реку в ширь.

Производительность РАС составляет 1,8 м<sup>3</sup>/ч [17]. Из характеристик сорбента и производительности рассчитываем время работы:

$$t = \frac{m / \rho}{Q} = \frac{112 / 31,25}{1,8} \approx 2 \text{ часа.}$$

Затрачиваемый бензин за 2 часа работы при потреблении 1,4 литра в час (среднее значение для двухтактных двигателей) для двух аппаратов:

$$V = 2 \cdot t \cdot v = 2 \cdot 2 \cdot 1,5 = 6 \text{ л.}$$

Затраты сводим в таблицу 2.

Розничная цена на 18.06.2020 за литр АИ-92 равна 41,1 рублей за литр.

Таблица 2 – Начальные траты на ликвидацию аварии

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Сорбент УБ, кг	112	462	51744
Заградительные боны, м	2	15000	30000
Автономный распылитель сорбента РАС, шт	2	68000	136000
Бензин АИ-92, л.	6	41,1	246,6
Итого			225234,1

Фонд оплаты труда считается исходя из основной и дополнительной зарплаты с учетом коэффициента по району:

$$ФОТ = (Z_{ос} + Z_{доп}) \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (5.1.2)$$

где  $Z_{ос}$  – основная заработная плата, тыс. руб.;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, тыс. руб., равна 10 % от основной;  $K_1 = 1,6$  – коэффициент районный для северной части Красноярского края;

$K_2 = 1,5$  – коэффициент северной надбавки для северной части Красноярского края.

Расчет заработной платы приведен в таблице 3. Приведён оклад одной компании.

Таблица 3 – Расчет з/п на ликвидацию чрезвычайной ситуации

Профессия	Кол-во	Оклад, руб/ч	Кол-во часов работы	Основ. з.п., руб.	Доп. з.п., руб.	ФОТ
Водитель транспортной машины	5	160	5	4000	400	10560
Водитель катера	2	160	5	1600	160	4224
Водитель целевой техники	5	160	5	4000	400	10560
Группа охраны общественного порядка	3	190	5	2850	285	7524
Аварийно-техническая группа	10	190	5	9500	950	25080
Медицинский работник	4	190	5	3800	380	10032
Сотрудник пожарной части	6	190	5	5700	570	15048
Сотрудник экологической безопасности	15	190	5	14250	1425	37620
Слесарь-ремонтник	2	190	5	1900	190	5016
Итого				47600	4760	125664

Страховые взносы зависят от фонда заработной платы. Ставка для расчета платежей составляет 0,3.

$$Z_{стр} = ФОТ \cdot 0,3, \quad (5.1.3)$$

$$Z_{стр} = 125664 \cdot 0,3 = 37699,2 \text{ руб.}$$

Страховые взносы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний равна 0,5 % от фонда оплаты труда (добыча сырой нефти относится к IV классу профессионального риска [18,19]):

$$Z_{нс} = ФОТ \cdot 0,005, \quad (5.1.4)$$

$$Z_{нс} = 125664 \cdot 0,0005 = 628,32 \text{ руб.}$$

Принимаем накладные расходы в размере 60 % от ФОТ. Отсюда полные расходы на ликвидацию аварий составят.

$$Z_{КП} = ФОТ + ФОТ \cdot 0,6 + Z_{нс} + Z_{стр}, \quad (5.1.5)$$

$$Z_{КП} = 125664 + 125664 \cdot 0,6 + 37699,2 + 628,32 = 239389,92$$

Затраты на топливо для транспортных средств:

$$Z_T = Ц_T \cdot V_T, \quad (5.1.6)$$

где  $Ц_T$  – цена на топливо за 1 литр, руб.

$V_T$  – количество топлива для транспортных средств, л.

При устранении разлива расход бензина будет зависеть от отдалённости места утечки до ближайшего аварийного пункта и производства, мощности двигателей транспорта, мощности и длительности работы оборудования



спецтехники, количество ходок транспорта, загруженность транспорта. Всё это считается после ЛАНП методом вычета. Возьмём примерно на весь аварийный автопарк АИ-95 – 20 л, дизельного топлива для спецтехники – 35 л.

Соответственно:

$$Z_{T95} = 43,3 \cdot 20 = 866 \text{ руб.},$$

$$Z_{ТДТ} = 49 \cdot 35 = 1715 \text{ руб.},$$

$$\sum Z_T = Z_{ТДТ} + Z_{T95} = 866 + 1715 = 2581 \text{ руб.}$$

Весь транспорт является эксплуатационной техникой (работает на производстве в обычное время) и не имеет прямого назначения ликвидации аварий. Поэтому амортизационные исчисления на эту технику не считаются в затратах на ликвидацию аварий. Считается только амортизация на автономный распылитель сорбента РАС. Срок службы у РАС – 5 лет [17].

$$A = C_{нач} \cdot \frac{H_a}{100}, \quad (5.1.7)$$

где  $A$  – первоначальная стоимость, руб.

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчисления.

$$H_a = \frac{100}{\text{срок службы}}, \quad (5.1.8)$$

$$H_a = \frac{100}{5} = 20\%,$$

$$A = 136000 \cdot \frac{20}{100} = 27200 \text{руб/месяц.}$$

За 5 часов:

$$A = 5 \cdot \frac{27200}{31 \cdot 24} = 182 \text{руб.}$$

Таблица 4 – Затраты на ликвидацию разлива и его последствий

Наименование затрат	Сумма, руб.
Стоимость 112 кг сорбента	51744
Стоимость автономного распылителя сорбента РАС-2 шт	136000
Заградительные боны -40 м	30000
Фонд оплаты труда	125664
Страховые взносы	37699,2
Страховые взносы от несчастных случаев	628,32
Накладные расходы	75398,4
Расходы на топливо	2581
Амортизация оборудования	182
Итого затрат:	459896,92

Сумма расходов при ликвидации разлива 5 тонн нефти магистрального трубопровода за 5 часа работы составила 459896,92 руб.

### 5.1.2 Расчёт затрат, связанных с нереализацией продукта

При поглощении нефти сорбентом, она потеряла свои товарные качества, из-за чего продукцию реализовать больше невозможно. Эти вид убытков легко посчитать, зная цену за баррель и курс доллара.

5 тонн = 36,66 баррелей

1 баррель российской марки URALS на дату подсчёта составляет 40,66 доллара США.

5 тонна =  $36,66 \cdot \$40,66 = \$1490,6$

Курс доллара на 18 июня 2020 составляет 69,53. В итоге получаем:

$\$1490,6 \cdot 69,53 = 103641,4$  руб

### **5.1.3. Расчёт затрат на рекультивацию водного объекта и прибрежной зоны**

Рекультивация поражённых нефтью объектов – это важный шаг после устранения опасности.

Затраты на рекультивацию включают расходы на:

- осуществление проектно-исследовательских работ (обследования, лаборатория);
- проведение государственной экоэкспертизы;
- работы по удалению сверхтонкой плёнки оставшейся нефти на водной поверхности;
- восстановление или перемещение местной флоры и фауны
- ликвидация сопутствующих явлений и очистка рекультивируемой территории
- другие работы, предусмотренные проектом.

Биологическая рекультивация воды, обычно, заключается в восстановлении биомассы до аварии.

Общая площадь проведения работ по рекультивации нарушенных земель и вод составляет 2233 м<sup>2</sup>. Техническая рекультивация будет заключаться в полном удалении нефтяной плёнки по всей площади загрязнения, полная очистка прибрежной зоны. Из-за загрязнения только прибрежной линии и предварительным механическим сбором – рекультивация почвы может обойтись нанесением БАП. При концентрации 1/100 смесь с водой и расходом

7 л смеси на м<sup>2</sup> земли хватит одной 10 литровой упаковки «Тамир Эм», цена которого составляет 2500 рублей [20].

Биологического восстановление речного участка с учётом периодических проб– 80000 руб [21].

#### **5.1.4 Расчёт затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды**

5 тонн разлитого нефтепродукта является сверхлимитным загрязнением. Расчет штрафа в данном случае определяется [22]:

$$Ш = 5 \cdot H \cdot n, \quad (5.1.9)$$

где  $H$  – ставка платы для нефтепродукта, рублей за 1 тонну (исходя из постановление Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 (ред. от 24.01.2020) «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (для нефти и нефтепродуктов 14711,7 рублей за тонну);

$n$  – количество пролитого нефтепродукта продукта, т.

$$Ш = 5 \cdot 14711,7 \cdot 5 = 367792,5 \text{ руб.}$$

Итого штраф от 5 тонн разлитой нефти составляет 367792,5 руб.

#### **5.1.5 Расчёт затрат на ремонт и простой**

После прорыва насосы в особом порядке отключаются и поток жидкости прекращается. Повреждённый участок изолируют, перекрывая ближайшие запорные арматуры с двух сторон. Следующий шаг – опрессовка трубопровода

водой. Затем ремонт повреждённого участка в зависимости от дефекта. Для этого нужна пластина для закрытия отверстия, сварщик, 1...2 трубопроводчика линейных, кран, нагнетательная машина и другая техника. При оперативном реагировании небольшой участок в среднем меняют за 6 часов. Полные расходы за 6 часов будут составлять около 50000 рублей.

Будем считать, что работы по очистке реки и ремонт проводились одновременно. Тогда трубопровод снова введут в рабочее состояние после починки, а именно через 6 часов. За это время продукт по магистральному трубопроводу не транспортировался.

Для трубопровода 720 мм рекомендуемая скорость движения нефти составляет 1,6 м/с. Расход в таком случае будет равен:

$$Q = \pi \frac{d^2}{4} \cdot v = \pi \frac{0,72^2}{4} \cdot 1,6 = 0,65 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Переведём всё м<sup>3</sup>/ч и умножим на количество часов простоя.

$$0,65 \cdot 3600 \cdot 6 = 14040 \text{ м}^3$$

Что равно 88309 баррель. Потери от простоя будут считаться как произведение количества баррелей на цену одного барреля и цену доллара:

$$88309 \cdot 40,66 \cdot 69,53 = 249657473 \text{ руб.}$$

Но эта нефть не пропадает из товарооборота, и она оставляет такие же товарные качества. Так эта сумма покроется дальнейшей продажей. Однако часть суммы уйдёт на санкции от необеспечения поставок и технологическую переорганизацию всего месторождения (уменьшение дебита, так как резервуары не отпустили прошлую партию). Здесь посчитаны расходы на момент починки трубопровода.

## 5.2 Суммарные затраты на ликвидацию последствий аварии

При условии разлива 5 тонн нефти в реку ликвидация разлива нефти и его последствий займет 6 часов, сумма затрат составит 250721303,82 руб.

Полные затраты на устранения последствий отказа трубопровода представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Смета затрат на ликвидацию отказа трубопровода и его последствий

Наименование работ	Сумма затрат, руб.
Ликвидация разлива и последствий	459896,92
Нереализация продукта	103641,4
Рекультивация площади	82500
Оплата штрафа за разлитую нефть.	367792,5
Ремонт участка	50 000
Потери от простоя	249657473
Итого:	250721303,82

## 6 Безопасность и экологичность

Главная задача промышленной безопасности – свести к нулю производственные аварии, а также, если это не удалось, минимизировать возможный вред здоровью человека и состоянию окружающей среды.

Нефтегазовая промышленность является одной из самых опасных отраслей хозяйственной деятельности, как для экологии, так и для здоровья работников. Она отличается значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью объектов.

Добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами как для растительного и животного мира, так и для человека.

Поэтому цель производственной безопасности в нефтегазовой промышленности является предупреждение и снижение риска аварийных и чрезвычайных ситуаций.

### **6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Ремонт трубопровода после аварии происходит непосредственно на месте дефекта. Первоначально необходимо опрессовать трубу для удаления оставшихся углеводородов и тем самым понизить пожаро- и взрывоопасность. Далее устанавливается площадка, так называемая рабочая зона для работы на высоте. Установка лестницы невозможна из-за нахождения трубопровода над рекой. Рабочее место представляет собой открытую местность при ликвидации загрязнения и открытую местность на рабочей площадке при починке нефтепровода.

На работников возможно воздействие физических и химических факторов:

1) физические факторы:

а) движущиеся машины и механизмы;

б) передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;

в) повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;

г) острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;

д) освещение – естественное (отсутствие или недостаток), искусственное (недостаточная освещенность, прямая и отраженная слепящая блесткость, пульсация освещенности)

е) повышенная (пониженная температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение;

2) химические факторы:

а) токсическое воздействие (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);

б) малотоксичные (природный газ, пары газоконденсата, окись углерода) [14].

По основному виду экономической деятельности установлен 4 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,5 % к начисленной оплате труда.

Возможные аварийные ситуации при монтаже системы обнаружения утечек:

- возгорание нефти или их паров;
- разрушение ремонтируемых труб;
- разрушение свайных оснований;
- нарушение технологического процесса со стороны работников;

## **6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Ликвидация аварии и ремонт нефтепровода происходит на открытой местности.

Особенности труда заключаются в следующем:

- месторождение находится в отдаленном районе от населенных пунктов, добраться до которых возможно только вертолетом (на автомобиле в зимнее время года)

- трубопровод предназначен для транспортировки нефти от месторождения до нефтебазы

- участок производства работ находится в зоне водной коммуникации.



Температура воздуха существенно влияет на состояние организма человека. При температуре воздуха +30 °С и более работоспособность человека значительно понижается. Установлено, что у человека существует зависимость комфортных температур окружающей среды от категории тяжести выполняемых работ и от периода года и некоторых других параметров микроклимата. Так для человека, занимающегося тяжелым физическим трудом комфортная температура 18...20 °С при средней нагрузке и при тяжёлой 16...18 °С [15].

Отклонения температуры воздуха от комфортных значений на  $\pm 2...5$  °С считаются допустимыми, поскольку не оказывают влияния на здоровье человека, а лишь уменьшают производительность его деятельности. Дальнейшие отклонения температуры окружающей среды от допустимых значений сопровождаются тяжелыми воздействиями на организм человека и ухудшением его здоровья (нарушение дыхания, сердечной деятельности).

В летнее время температура воздуха в умеренных широтах с резко-континентальным климатом может достигать 35...40 °С. В связи с этим, применяют следующие действия:

- рядом с рабочей зоной располагаются проветриваемые помещения для персонала с питьевой водой и комнатой отдыха и приема пищи с температурой воздуха до 25 °С;
- на месте проведения работ устанавливаются местные навесы, защищающие от прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

На период проведения мероприятий по ликвидации аварии, работающий персонал для проживания располагаются в административно-бытовом комплексе или при сильной отдалённости в вагон-домах с горячей и холодной водой.

### **6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Некоторые факторы санитарно-гигиенических условий труда могут негативно влиять на работников, что приводит к снижению работоспособности, ухудшению состоянию здоровья и может привести к профзаболеваниям. Стоит обращать внимание на адаптируемые факторы внешней среды, негативное воздействие которых можно серьёзно уменьшить за счёт средств улучшения труда.

В таблице 6 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке и нормы факторов в соответствии со стандартами [16, 17].

Во время работ каждый сотрудник снабжается специальной рабочей одеждой выполненной из искробезопасного материала, получает комплект индивидуальной защиты, состоящий из каски, очков, противогаза, защитного крема для рук, наушников; получает переносную радиостанцию для связи.

Одним из негативным фактором при выполнении работ является вибрация и шум работающих агрегатов. В качестве обеспечения благоприятных условий труда и защиты от воздействия работниками применяются индивидуальные средства защиты от шума, а оборудование снабжено системой виброгашения.

Таблица 6 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п.п.	Наименование производственного фактор, ед. изм.	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Класс условий труда, степень вредности и опасности
1	Тяжесть трудового процесса	–	–	3.1
2	Напряженность трудового процесса	–	–	2
3	Шум, дБА	80	82	3.2
4	Температура, °С	20	18	2
5	Влажность, %	15...75	35	2
6	Скорость движения воздуха, м/с	10	5	2
7	Освещенность, лк	200	150	2
8	Коэффициент естественной	0,6	0,6	2

	освещенности			
9	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	300	100	3.1

Первичный контроль газовоздушной среды, для оценки качества подготовки объекта к работам должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ.

Воздушная среда должна контролироваться:

- непосредственно перед началом работ;
- в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через каждый час.

#### **6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на магистральном трубопроводе являются пары нефтепродуктов, образующиеся вследствие испарения во время ликвидации аварии.

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ, их класс опасности, химический состав, их влияние на организм человека представлены в таблице 8 [18]

При возможном поступлении в воздух рабочей зоны вредных веществ с остронаправленным механизмом действия должен быть обеспечен непрерывный контроль с сигнализацией о превышении ПДК. Предельно допустимые концентрации вредных веществ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Химический состав	Действие на организм
Нефть	10	III		
Оксид углерода	20	IV	СО	Удушение
Пары нефти	300	IV	Углерод, водород, сера, кислород, азот и прочее	Наркотическое удушение
Диоксид серы	6	I	SO <sub>2</sub>	Фиброгенное действие
Диоксид азота	2	III	NO <sub>2</sub>	Удушение, раздражение
Пыль	3	III	Гранит, шамот, углеродная пыль и др	Фиброгенное действие

## 6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Магистральный нефтепровод является опасным производственный объектом высокой пожаро- и врывоопасностью. Источниками возникновения пожара являются:

- возгорание нефти и нефтяных паров от поверхностей, нагретых до высокой температуры;
- молнии;
- скопившееся статическое электричество;
- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- открытые огневые работы (сварка, резка, шлифовка, припайка);
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение техники безопасности и т.п.)

Нефть является легковоспламеняющейся жидкостью (ЛВЖ) 2-4 класса опасности (в зависимости от химического состава). Пары нефти относятся к группе взрывоопасной смеси Т2 и к категории взрывоопасности смеси ПА.

Температура вспышки нефти составляет 170 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 2 % (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м<sup>3</sup> [19].

Запрещено выполнять производственные операции на оборудовании, установках и станках с неисправностями, что может привести к загораниям и пожарам. Также запрещено работать при отключении КИП, по которым определяются заданные режимы температуры, давления, концентрации горючих газов, паров и другие технологические параметры.

В зоне проведения работ имеются мобильные газоанализаторы. В случае превышения допустимой загазованности возникает звуковой и световой сигналы, информирующие о том, что необходимо надеть противогазы и покинуть зону проведения работ.

На месте проведения работ обязаны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители (порошковые или углекислотные) – 10 штук;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 м – 2 штуки;
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Каждая единица техники, насосы, сварочные агрегаты, задействованные в ремонтных работах, должны быть обеспечены заземлением и иметь не менее двух порошковых или углекислотных огнетушителей.

Не допускается замазученность производственной территории и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

При проведении работ следует не закрывать проезд при сложности подъезда для движения пожарных машин, а также устраивать мостки через траншеи и обвалование.

## **6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Назначение магистрального нефтепровода – перекачка нефти от добывающего месторождения. Расположение повсеместное от добывающего месторождения до нефтебаз и потребителя. 3 класс опасности по группам ГО.

Транспортировка нефти является непрерывным технологическим процессом, однако во время работ насосы прекращают подачу по трубопроводу.

Работа производится без участия рабочих (кроме осмотра по 3, 4 ответственных).

Для аварийных случаев предусмотрена запорная арматура (не реже 30 километров и на каждом ответвлении). Электропривод может приводиться в действие дистанционно.

Каждый работник обеспечен СИЗ. В них входят: противогаз, газоанализатор. Для связи с месторождением используются рации.

Сам трубопровод состоит из свариваемых вместе труб. До 12 метров каждая. Диаметр рассчитываемого трубопровода составляет 720 мм.

Факторы вторичных источников поражения у магистрального нефтепровода отсутствуют. Для трубопровода используют линии электропередач для обеспечения электричеством электроприводов и на некоторых участках электрообогрева.

Возможными аварийными ситуациями при ЛАНП [20].

- возгорание нефти, нефтепродуктов или их паров, который приведет к загрязнению воздуха продуктами горения;

- разрушение трубопровода;

На случай возникновения чрезвычайной ситуации все рабочие обеспечены индивидуальными средствами защиты (противогазы, каска, спецодежда и др.).

При аварии с последующим вытеканием нефтепродукта работники обязаны работать с исправными газоанализаторами, например, АМТ-03, АНКАТ-310, АНКАТ-7645. При звуковом сигнале газоанализатора необходимо надеть противогаз и покинуть опасную зону. Также при разливе нефтепродуктов запрещены огневые работы в непосредственной близости до полной ликвидации аварии.

### **6.7 Экологичность проекта**

Попадание нефти и нефтепродуктов в окружающую среду (воздух, воду и почву) вызывает изменение физических, химических и биологических свойств.

Нефть и нефтепродукты рассеиваются в окружающей среде повсеместно, так как они широко используются в хозяйственной деятельности человека.

Очень важно на водных объектах с течением быстро локализовать утечку, иначе нефтепродукты попадут в мировой океан.

При попадании в почву грунт должен быть утилизирован. А на его место нужно привезти новый.

При загрязнении водного участка вся нефть должна быть собрана. Затем должна обеспечена биологическая рекультивация.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе были детально изучены современные ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта

В работе были произведены расчёт возможных потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении, экономический расчёт финансовых затрат на ликвидацию нефтеразлива при отказе магистрального трубопровода над водной преградой. Также были описаны мероприятия по обеспечению пожарной безопасности объекта, по охране труда, безопасности жизнедеятельности и сохранение экологии на объекте.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЗА – запорная арматура;

СНиП – строительные нормы и правила;

ВЭР – вторичные энергоресурсы

НП – нефтепродукт;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ГУС – газоуравнительная система;

НП – нефтепродукт;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ЛАРН – ликвидация аварии разлива нефтепродуктов;

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

КИП – контрольно-измерительный прибор.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 36.13330.2010 Магистральные трубопроводы. Введ 01.07.2013 взамен СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2). – Москва : Госстрой ФАУ «ФСЦ», 2013. – 97 с. Константинов Н.А. Потери нефти и нефтепродуктов. – Москва: Недра, 1991.
- 2 Земенков Ю.Д. Хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / Земенков Ю.Д. – Тюмень: Вектор Бук, 2001 – 536 с..
- 3 Абузова Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. – М.: Недра, 1981 – 248 с.
- 4 Сальников А. В. Потери нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / Сальников А.В. – Ухта : Издательство УГТУ, 2012. - 108 с.
- 5 Лисиков О.Н. Методические указания для курсового проектирования по междисциплинарному курсу / Лисиков О.Н. – Мурманск: Издательство ФГБОУ ВО «МАГУ», 2016 – 30 с.
- 6 Стахов Е.А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов – Л.: Недра, 1983.
- 7 Кан А.В. Регенерация масел на предприятии: (Организация и ведение хозяйства) / Кан А.В., Косякин А.Р. – М.: Гостоптехиздат, 1948 – 64 с.
- 8 Мишкин, Г. Б. Классификация систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах нефти, газа и нефтепродуктов / Молодой ученый. — 2010. — № 11 (22). — Т. 1. — С. 56-58. — URL: <https://moluch.ru/archive/22/2266/> (дата обращения: 22.06.2020).
- 9 Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для вузов. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2003.
- 10 ГОСТ 31385 – 2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ. 01.03.2017. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2017. – 96 с.

- 11 Об норильском инциденте 29.05.2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://life.ru/p/1327662> .
- 12 Патент RU №102629 U1. Боновое ограждение, МПК E02B 17/04 Оpubл. 10.03.2011.
- 13 Компания ООО «АКВАХИМ» [Электронный ресурс]: база данных содержит каталог технической химии для водоподготовки и водоочистки, очистки промышленных стоков, парового конденсата и прочих процессов на предприятиях. – Режим доступа <https://him-kazan.ru>.
- 14 Компания ООО «ЦСЗ Гражданская оборона» [Электронный ресурс]: база данных содержит каталог средств защиты от поражающих факторов на производстве. – Режим доступа <https://go-24.ru>.
- 15 Компания ООО ТД «УИК» [Электронный ресурс]: база данных содержит каталог нефтегазового оборудования на производстве. – Режим доступа: <https://krasnojarsk.uik-rus.ru/>.
- 16 Компания ООО «ЛАРН 32» [Электронный ресурс]: база данных содержит каталог оборудования и материалов для ликвидации аварийных разливов нефти. – Режим доступа: <https://www.larn77.ru/catalog/detail39.htm>.
- 17 Справочник кодов общероссийского классификатора видов экономической деятельности (ОКВЭД) с расшифровкой на 2020 год [Электронный ресурс]. Режим доступа – <https://код-оквэд.рф/> .
- 18 Федеральный закон от 22.12.2005 N 179-ФЗ (с изм. от 27.12.2019) «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год».
- 19 Компания ООО «Пластиком» [Электронный ресурс]: база данных содержит каталог биохимии для рекультивации почвы. – Режим доступа: <https://www.plastikom72.ru>.
- 20 Компания ООО «АЛЬГОБИОТЕХНОЛОГИЯ» [Электронный ресурс]: база данных содержит прейскурант цен для биологической рекультивации воды. – Режим доступа: <http://www.algobiotehнология.com/shop/?gid=305>.

21 Гумеров А. Г. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах / Гумеров А.Г., Гумеров А.С., Азметов Х.А. – Уфа: Издательство ИПТЭР, 1995.

22 ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы Классификация. – Введ. 01.03.2017 – Москва : ООО «Экожилсервис», 2015. – 19 с.

23 План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий АО «Востсибнефтегаз». – Введ. 01.07.2017. – Красноярск : АО «Востсибнефтегаз», 2017. – 155 с.

24 РД 2.2.2006 – 05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда». – Введ. 01.11.2005. – Иваново : Ивановский НИИ охраны труда, 2005. – 168 с.

25 СанПин 2.2.4.548 – 96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – Введ. 01.10.1996. – Москва : Московский НИИ гигиены им Ф. Ф. Эримана, 1996. – 12 с.

26 ГН 2.2.5.686 – 98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – Введ. 4.02.1998. – Москва : Минздрав России, 1998. – 77 с.

27 ГОСТ 19433 – 88 Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Введ. 01.01.1990. – Москва : Министерство морского флота и Министерство путей сообщений СССР, 1990. – 68 с.

28 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельность / Учебно-методическое пособие для выполнения раздела «Безопасность и Экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] // Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский Федеральный Университет, 2016. – Режим доступа: <https://e.sfu-kras.ru/course/view.php?id=23114>

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта

Руководитель  доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник  Е. М. Машковцев

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Ресурсосберегающие технологии на объектах трубопроводного транспорта» содержит 60 страниц текстового документа, 28 использованных источника, 6 листов графического материала.

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, СОКРАЩЕНИЕ ОТ ИСПАРЕНИЙ, ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД, РЕГЕНЕРАЦИЯ МАСЛА

Объект ВКР: магистральный трубопровод, резервуар.

Цель ВКР: комплексно рассмотреть проблему ресурсосбережения на объектах трубопроводного транспорта и определить затраты на ликвидацию аварийного разлива нефти.

Задачи ВКР.

1. Расчёт возможных потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении.
2. Расчёт финансовых затрат на ликвидацию нефтеразлива при отказе магистрального трубопровода с поверхности воды.
3. Обеспечение пожарной безопасности объекта, установление мероприятий по охране труда, безопасности жизнедеятельности и сохранение экологии на объекте.