

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
« 24 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно – технологических машин и
комплексов

«Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении
нефти и нефтепродуктов»

Руководитель *Верещ* 15.06.17 к.т.н., доцент В.И. Верещагин
Выпускник *Ковалев* 14.06.17. Д.В. Ковалев

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении
нефти и нефтепродуктов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

Шадрин 16.06.17

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Едимичев 16.06.17

Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

Петров 21.06.17

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов» содержит 57 страниц текстового документа, 23 использованных источника, 6 листов графического материала, из них 2 – в виде чертежа и 4 – в виде плакатов.

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ, МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИИ,
ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК, АВАРИЯ, СОРБЕНТ, ЛИКВИДАЦИЯ
ПОСЛЕДСТВИЙ.

В бакалаврской работе рассматриваются существующие методы и технологии ресурсосбережения, устройство для обнаружения утечек.

Проводятся расчеты объема утечек из резервуара и трубопровода, так же рассматриваются задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности и безопасности условий труда. Рассчитываются затраты на ликвидацию последствий аварии на трубопроводе.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общая характеристика методов ресурсосбережения	8
2 Современные технологии уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения	11
3 Определение утечек из трубопровода и резервуара.....	13
3.1 Исходные данные	13
3.2 Расчет объема утечек из резервуара.....	14
3.3 Расчет объема утечек из трубопровода	18
4 Анализ систем обнаружения утечек, применяемых в трубопроводном транспорте.....	21
5 Экономическая часть	31
5.1 Расчет затрат на ликвидацию последствий отказа трубопровода	32
5.1.1 Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти.....	32
5.1.2 Расчет затрат на рекультивацию земель.....	39
5.1.3 Расчет затрат, связанных с потерей 1 т нефтепродукта.....	40
5.1.4 Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды	41
5.1.5 Суммарные затраты на ликвидацию последствий отказа трубопровода	42
6 Безопасность жизнедеятельности.....	43
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	43
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	46

6.3 Обеспечение безопасности технологического процесса	47
6.3.1 Расчет освещенности рабочей площадки при проведении работ в ночное время.....	47
6.4 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	50
6.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	51
Заключение	54
Список сокращений	55

ВВЕДЕНИЕ

Длина магистральных нефтепроводов, существующих на данный момент в России, составляет около 70 000 км. Они транспортируют основное количество добываемой нефти и светлых нефтепродуктов.

Отказы магистральных трубопроводов приводят к полному или частичному прекращению перекачки, нарушают нормальную работу промыслов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. Аварии магистральных трубопроводов, которые сопровождаются разливами нефти и нефтепродуктов, наносят значительный ущерб окружающей среде, так же они могут привести к пожарам и взрывам, которые будут иметь катастрофические последствия.

По этой причине надежная работа магистрального трубопровода является одной из главных задач при эксплуатации. Эта задача решается как при этапе проектирования, а также в процессе эксплуатации.

Жизнь и человеческая деятельность связана с потреблением самых разнообразных ресурсов. Особое место среди них занимают топливно-энергетические ресурсы.

Природные топливно-энергетические ресурсы являются национальным достоянием России. Для того, чтобы использовать их в полной мере, а также обеспечить энергетическую независимость страны и заложить основы для долгосрочного стабильного энергоснабжения общества. В дополнение к увеличению добычи газа, нефти и других энергетических ресурсов предусматриваются меры по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и созданию необходимых условий для перевода экономики на путь развития ресурсосбережения. Ожидается, что из-за запланированных мер будет компенсировано не менее 50 % нужного прироста энергопотребления.

Реализация этих планов потребует тщательного анализа возможностей энергосбережения во всех областях экономики. Предприятия топливно-энергетического комплекса не будут исключением.

Если не учитывать политику, проводимую в последнее время государством в области предупреждения и ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов и нефти, то эта проблема остается актуальной и, чтобы уменьшить возможные негативные последствия, требует особого внимания изучение способов ликвидации, локализации и разработка комплекса мер необходимых для этого. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов включает в себя выполнение многофункционального комплекса задач, внедрение различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен, чтобы избежать дальнейшего загрязнения участков и уменьшить площадь загрязнения.

1 Общая характеристика методов ресурсосбережения

Под ресурсосберегающими методами понимают технологии, которые обеспечивающие экономию энергетических, материальных и других ресурсов.

Методы ресурсосбережения при хранении, транспортировке и распределении нефти и нефтепродуктов применяются:

- на этапе проектирования;
- на этапе строительства;
- на этапе эксплуатации.

На этапе проектирования ресурсосбережение обеспечивает использование электронных вычислительных машин и рациональное размещение запорной арматуры. Вычислительная машина в настоящее время используется для:

- выбора трасс магистральных трубопроводов;
- профилирования трубопроводов в вертикальной плоскости;
- изготовления рабочих чертежей и технической документации.

С помощью вычислительных машин осуществляется оптимальное профилирование трубопроводов, определяются местоположения установки гнутых вставок заводского производства, выполняются все необходимые расчеты (гидравлические, прочностные, сметные и прочие). С помощью вычислительной машины, которая подключена к графопостроителю, сегодня изготавливаются все чертежи. Очевидно, что экономятся трудовые ресурсы, уменьшается продолжительность проектных работ, выбирается оптимальный вариант строительства (за счет рассмотрения большего числа вариантов).

На вычислительных машинах решается еще одна задача проектирования - расстановка линейной запорной арматуры. Теория надежности и практика эксплуатации трубопроводов показывают, что обеспечить полную безотказность линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов невозможно, и поэтому, в редких случаях, но происходят аварии трубопроводов с вытекающими последствиями.

Линейная запорная арматура, которую перекрывают при аварии, позволяет ограничить течение нефти или нефтепродукта, чем позволит сократить потери и снизить вред для окружающей среды и населения.

На этапе строительства экономия трудовых, материальных и финансовых ресурсов которые обеспечивают организацию строительных работ, а также использование нетрадиционных материалов и конструкций.

На этапе эксплуатации трубопроводов и хранилищ экономия ресурсов обеспечивается следующими путями:

- уменьшением потерь нефти и нефтепродуктов;
- уменьшением эксплуатационных затрат;
- использованием вторичных энергоресурсов (ВЭР) и низкопотенциальных источников тепла.

Снижение эксплуатационных затрат достигается за счёт снижения затрат на перекачку (применением насосов с регулируемой частотой вращения, выбором оптимальных режимов, выбором оптимальной периодичности очисток, использованием противотурбулентных присадок) и затрат на подогрев (применением тепловой изоляции, оптимизацией температурного режима, использованием солнечной энергии) [1].

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов достигается:

- контролем за возникновением утечек из трубопроводов и резервуаров;

- сокращением потерь нефти и нефтепродуктов от испарения;

- очисткой нефтесодержащих стоков;

- сбором и утилизацией отработанных масел.

Потери утечек жидких продуктов происходят в следующих случаях:

- при наличии всевозможных неплотностей в резервуарах, трубопроводах, наливных судах, вагонах-цистернах, насосах, арматуре и другом оборудовании;

- от несвоевременной смены различного рода набивок и прокладок (сальниковых, фланцевых);

- при спуске отстоявшейся воды из резервуаров через водоспускной кран без надлежащего наблюдения;

- в результате переполнения сливного желоба во время нижнего слива вагонов-цистерн;

- при переливе нефтепродуктов через верх резервуаров, вагонов-цистерн, автоцистерн и мелкой тары (бочек, бидонов);

- при выбросе нефтепродуктов через колпак вагонов-цистерн вследствие увеличения объема от повышения температуры, а также при выплескивании через неплотно закрытый люк во время движения;

- из-за неисправности наливных устройств, сливных клапанов и т. д.;

- от рассыхания деревянных бочек и несвоевременной осадки обручей

[2].

2 Современные технологии уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения

Нефть и нефтепродукты проходят сложный путь транспортировки, хранения и распределения. От скважин до установки нефтеперерабатывающего завода, от завода до потребителя. В то же время они подвергаются многочисленным транспортным операциям, которые сопровождаются потерями в размере около 9 % годовой добычи нефти. Из них 2 ... 2,5 % приходится на потери в сфере транспорта, хранения и распределения нефтепродуктов. Эти потери подразделяются на количественные (утечки, разливы, аварии), качественно-количественные (испарение, смешение). Значительную часть в общем количестве потерь составляют потери от испарения в резервуарах и при сливо-наливных операциях [3].

Испарение нефти и бензинов приводит к изменению их физико-химических свойств, снижению выхода светлых нефтепродуктов при переработке нефти, ухудшению эксплуатационных характеристик двигателей. В связи с этим затрудняется запуск двигателей, снижается надежность работы, увеличивается расход топлива и сокращается срок эксплуатации. Легкие углеводороды загрязняют окружающую среду и повышают пожароопасность предприятий.

Потери от испарения жидких веществ происходят из-за недостаточной герметизации при транспортировке, хранении, приеме и отпуске. Величина этих потерь зависит от состава нефтепродуктов и физико-химических свойств. Эти потери более значительны, чем потери от утечек, и являются не только количественными, но и качественными, так как остающиеся в резервуаре продукты могут значительно изменить свои свойства.

Склонность нефтей и нефтепродуктов к испарению характеризуется упругостью их паров и фракционным составом, определяющим качественную сторону потерь. Наиболее летучими являются легкие нефти, богатые бензиновыми фракциями, и светлые нефтепродукты (бензины, лигроин, керосины).

Нефть и нефтепродукты, обладающие высокой упругостью паров, насыщают воздух парами наиболее ценных легких фракций, которые, выходя вместе с воздухом в атмосферу, безвозвратно теряются.

Сохранение нефтепродуктов, потерянных во время испарения, позволит сохранить наиболее ценные виды топлива, а также положительно скажется на экономике.

Потери от испарения происходят:

- при увеличении давления в газовом пространстве резервуаров;
- при наливе (сливе) нефтей и нефтепродуктов в емкости и резервуары через открытые люки;
- при заполнении резервуаров и различных емкостей, газовое пространство которых сообщается с атмосферой.

При хранении сырых нефтей и светлых нефтепродуктов имеют место потери наиболее ценных фракций от больших и малых «дыханий» резервуаров.

Суточные колебания температуры наружного воздуха вызывают изменение температуры и упругости смеси паров нефтепродукта с воздухом, насыщающих газовое пространство резервуара. Днем при нагревании резервуара и верхнего слоя нефтепродукта количество паров и их упругость в герметически закрытом резервуаре увеличиваются, и если давление превысит расчетное, то часть паров и воздуха выйдет из резервуара в атмосферу через предохранительные клапаны, устанавливаемые на резервуаре. Ночью

наблюдается обратное явление: температура наружного воздуха и паров нефтепродукта понижается, часть паров конденсируется, давление в резервуаре падает, и в газовое пространство резервуара, при достижении вакуума сверх расчетного, будет входить наружный воздух.

Этот процесс выпуска паровоздушной смеси и впуска воздуха, вызываемый изменением температуры, носит название малых «дыханий» резервуара. Малые «дыхания» возникают также при изменении наружного барометрического давления.

При наполнении резервуара из него вытесняется в атмосферу воздух, насыщенный парами нефтепродукта, а при опорожнении, наоборот, в него поступает наружный воздух. В этом случае происходит опять процесс «дыхания», но с большей амплитудой. В отличие от первого случая, процесс впуска воздуха и выпуска смеси паров и воздуха при опорожнении и наполнении резервуара нефтепродуктом принято называть большими «дыханиями».

3 Определение утечек из трубопровода и резервуара

3.1 Исходные данные

Перекачиваемое топливо: АИ-95

Плотность: 750 кг/м³

Диаметр трубопровода: 273 мм

Протяженность трубопровода: 150 км

Диаметр отверстия: 0,2 мм

Время утечки: 8 ч

Расстояние от начала трубопровода до места утечки: $x \cdot 15 \text{ км}$

Тип резервуара: горизонтальный

Геометрические размеры резервуара:

Диаметр: 1898 мм

Длина: 2800 мм

3.2 Расчет объема утечек из резервуара

Обозначим $z(t)$ – уровень топлива в резервуаре, считая от дна. Поскольку площадь отверстия мала, то распределение давления по высоте резервуара можно принять гидростатическим [4]. Тогда

$$q = \mu \cdot s \sqrt{2 \cdot g \cdot z(t)} = -S(t) \frac{dz}{dt},$$

(1)

$$z(0) = D = 2,32 \text{ м.}$$

где s – площадь отверстия;

μ – коэффициент расхода, равный 0,62;

$S(t)$ – площадь зеркала опускающегося топлива, определяется по формуле:

$$S(t) = L \cdot 2\sqrt{z \cdot (D - z)},$$

(2)

где L – длина резервуара, м;

D – диаметр резервуара, м;

z – высота зеркала жидкости, м.

Следовательно, получаем уравнение для определения функции $z(t)$, которое решаем с начальным условием $z(0) = D$:

$$\frac{dz}{dt} = \frac{\mu \cdot s \sqrt{2 \cdot g}}{2 \cdot L} \cdot \frac{1}{\sqrt{D - z}}.$$

(3)

Полученное уравнение имеет вид:

$$\frac{4 \cdot L \cdot (D - z)^{3/2}}{3 \cdot \mu \cdot s \sqrt{2 \cdot g}} = t,$$

(4)

где t – время, прошедшее с начала момента истечения.

Из решения следует:

$$z(t) = D - \left(\frac{3 \cdot \mu \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot t}}{4 \cdot L} \right)^{2/3}.$$

(5)

Подставляем исходные данные:

$$Z = D - \left(\frac{3 \cdot \mu \cdot S \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot t}}{4 \cdot L} \right)^{2/3} = 2,32 - \left(\frac{3 \cdot 0,62 \cdot 7,8 \cdot 10^{-9} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8 \cdot 10 \cdot 3600}}{4 \cdot 2,8} \right)^{2/3} = 2,3165 \text{ м.}$$

$$S = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0001^2}{4} = 7,8 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Вычисляем объем V вытекшего топлива как объем освободившейся части резервуара:

$$V = S_c \cdot L,$$

(6)

где S_c – площадь кругового сегмента, которая выражается формулой:

$$S_c = 0,5 \cdot R \cdot (\alpha - \sin \alpha),$$

(7)

где α – центральный угол сегмента, определяемый по формуле:

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{\frac{D}{2} - \Delta z}{\frac{D}{2}}.$$

(8)

Имеем:

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{\frac{2,32}{2} - 0,01}{\frac{2,32}{2}} = 0,99,$$

$$\cos \left(\frac{\alpha}{2} \right) = \frac{\frac{d}{2} - \Delta Z}{\frac{d}{2}} = \frac{\frac{2,32}{2} - 0,00349}{\frac{2,32}{2}} = 0,99699,$$

$$\Delta Z = d - Z = 2,32 \cdot 2,3165 = 0,00349 \text{ м.}$$

$$\alpha = 2 \cdot \arccos 0,99699 = 0,1552,$$

$$\sin \alpha = 0,155.$$

Следовательно,

$$S_c = 0,5 \cdot R^2 \cdot (\alpha \cdot \sin \alpha) = 0,5 \cdot 1,16^2 \cdot (0,1552 - 0,155) = 0,0001346 \text{ м}^2.$$

$$R = \frac{D}{2} = \frac{2,32}{2} = 1,16 \text{ м.}$$

Далее найдем:

$$V = S_c \cdot l = 0,0001346 \cdot 2,8 = 0,0003768 \text{ м}^3,$$

или с учетом плотности топлива:

$$V = \rho \cdot V = 0,0003768 = 0,2958 \text{ кг.}$$

3.3 Расчет объема утечек из трубопровода

Так как отверстие в стенке трубопровода небольшого размера, то из-за образовавшейся течи не изменится режим перекачки и для расчета потерь нефти воспользуемся формулой:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H},$$

(9)

где ΔH – разность напоров, определяется по формуле:

$$\Delta H = \frac{P_* - P_a}{\rho \cdot g},$$

(10)

где $p_* - p_a$ – избыточное давление в сечении утечки.

Имеем:

$$H_n = 50 + \frac{7,5 \cdot 10^6}{785 \cdot 9,81} = 1023,9 \text{ м.}$$

$$H_k = 90 + \frac{0,3 \cdot 10^6}{785 \cdot 9,81} = 258 \text{ м.}$$

Гидравлический уклон определяем по формуле:

$$i = \frac{H_n - H_k}{L},$$

(11)

$$i = \frac{1023,9 - 258}{100000} = 0,00766.$$

Напор, в месте расположения отверстия:

$$H_* = H_n - i \cdot L_*,$$

(12)

где L_* – расстояние от начала трубопровода, где расположено отверстие.

$$H_* = 1023,9 - 0,00766 \cdot 15000 = 909 \text{ м.}$$

Определяем ΔH :

$$\Delta H = H_* - z_*,$$

(13)

где z_* – высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие [5];

$$\Delta H = 909 - 137,5 = 771,5 \text{ м.}$$

Далее находим:

$$q = 0,62 \cdot 7,8 \cdot 10^{-9} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 771,5} = 5,95 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 / \text{с.}$$

Объем V вытекшей за 8 часов нефти составляет:

$$V = 5,95 \cdot 10^{-6} \cdot 8 \cdot 3600 = 0,171 \text{ м}^3.$$

или с учетом плотности топлива

$$\rho = 750 \cdot 0,171 = 128,5 \text{ кг.}$$

Отверстие было обнаружено из-за понижения давления в трубопроводе с отклонением от рабочих параметров.

4 Анализ систем обнаружения утечек, применяемых в трубопроводном транспорте

Существует несколько систем обнаружения утечек, применяемых в трубопроводном транспорте, например, программный комплекс «LyakSpy» [6, 7]. Он получил широкое применение в таких организациях как ОАО «Верхневолжскнефтепроводы» и ОАО «Сибнефтепровод» получил программный комплекс для обнаружения утечек из магистральных нефтепроводов «LeakSpy» (ООО «Энергоавтоматика», Россия). Пакет «LeakSpy» является комплексным решением, поскольку в нем объединены несколько алгоритмов диагностики, основанных на различных математических моделях.

В основе комплекса лежит математическая модель нефтепроводов, которая работает в режиме реального времени. Утечки определяют за счет измерения технологических параметров, получаемых при помощи системы телемеханики. Диагностика утечек на нефтепроводе выполняется несколькими независимыми алгоритмами, каждый из которых работает при определенном наборе измеряемых параметров.

Чтобы повысить надежность системы и уменьшить вероятность ложных срабатываний в системе предусмотрен блок предварительного анализа результатов измерений, задачей которого является отбраковка

недостовверных измерительных каналов. Все показания датчиков рассматриваются с точки зрения физической допустимости, согласования с показаниями соседних датчиков, наличия наводок, «дребезга», неприемлемых отклонений и т.п. Модуль работает полностью автоматически, без участия диспетчера. Он бракует некачественные измерительные каналы или отдельные измерения. Если канал измерения возобновится, то он будет автоматически принят к рассмотрению системой.

Для уменьшения ложных срабатываний в системе предусмотрен модуль адаптации и обучения. Реализованы два уровня адаптации. На первом уровне происходит автоматическая адаптация модели, которая учитывает изменение медленно меняющихся параметров, таких как вязкость, скорость звука, состав нефтепродукта, плотность, температура, «дрейф» датчиков и т.п. Кроме того, система автоматически настраивает уровни запуска алгоритмов в зависимости от наблюдаемой повторяемости параметров во время измерений. Второй уровень адаптации позволяет, непосредственно, персоналу настроить пороги включения по результатам эксплуатации.

В представленном программном комплексе несколько алгоритмов для обнаружения нарушения герметичности трубопровода.

- Алгоритм обнаружения утечек на основе падения давлений в контролируемых точках нефтепровода. Использует в качестве входных параметров поступающие данные давлений с насосных станций и линейных крановых площадок нефти. Алгоритм работает только на стационарном режиме работы нефтепровода. При переходе с режима на режим программа временно отключается и потом автоматически подстраивается под новый режим перекачки.

- Алгоритм обнаружения утечек на основе изменения градиента давлений. Использует в качестве входных параметров поступающие данные давлений с насосных станций и линейных крановых площадок с

контролируемыми пунктами. Алгоритм работает только на стационарном режиме работы нефтепровода. При переходе с режима на режим алгоритм временно отключается и потом автоматически подстраивается под новый режим перекачки.

- Алгоритм изменения давления в изолированных секциях трубопровода. В отличие от предыдущих алгоритмов, которые диагностируют трубопровод в процессе транспортировки нефти, данный алгоритм позволяет обнаружить утечку из трубопровода при условии закрытия линейных задвижек. Чувствительность метода может быть достаточно высокой и зависит от стабильности показаний датчиков давления и продолжительности периода, в течение которого остановлена перекачка.

- Алгоритм локального нарушения баланса. По имеющейся в программе модели течения выполняется оценка потока, входящего и выходящего из секции трубопровода, примыкающей к узлу линейных задвижек. При появлении предельно допустимого отрицательного дисбаланса появляется сообщение об утечке. Данный алгоритм использует результат идентификации эффективного диаметра трубопровода по перепаду давления и расходу. При этом учитывается разница постоянных времени процесса идентификации и времени развития утечки. Эффективный диаметр трубопровода корректируется достаточно инерционным алгоритмом, с постоянной времени, определяемой в процессе настройки.

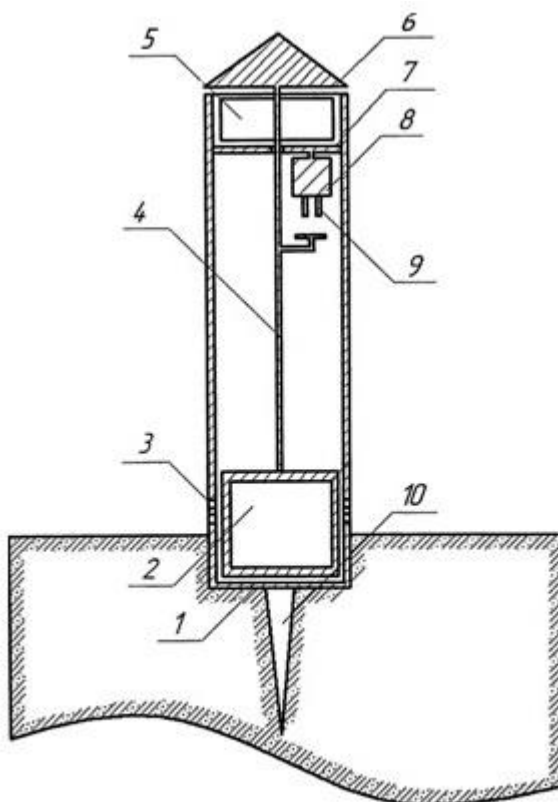
- Алгоритм на основе тренда потребляемой электрической мощности. Появление утечки приводит к перераспределению расхода в системе и изменению вследствие этого электрической мощности, потребляемой насосами выше и ниже места утечки. Программа обнаруживает эти тренды электрической мощности и при выполнении определенных условий квалифицирует их как признак разрыва трубопровода.

Отдельным в системе, является алгоритм обнаружения утечек, который предназначен для обнаружения быстроразвивающихся разрывов магистральных нефтепроводов. Этот метод основывается на обнаружении волны давления, возникающей в трубопроводе при разрыве. Диагностируется быстро развивающиеся разрывы между контролируемыми пунктами. Определяется время обнаружения, координата и величина падения давления. Данный алгоритм используется на водных переходах и особо опасных участках. Основная идея заключается в том, что при разрыве нефтепровода образуется «отрицательные» волны давления, распространяющиеся в обе стороны от места разрыва. Структура данной системы включает проверяемые пункты, снабженные контроллером и двумя датчиками избыточного давления [8].

Данная система обнаружения утечек по волне давления эффективна при обнаружении утечек и 0,1 ... 0,2 % от среднего расхода через нефтепровод. Физические ограничения метода связаны с наличием акустических шумов перекачки. Дополнительные ограничения накладываются расстоянием между КП и наличием парогазовых полостей, которые способствуют погашению волны давления.

Изобретение относится к трубопроводному транспорту и может быть использовано при эксплуатации трубопроводов, по которым перекачивается нефть и нефтепродукты. Способ заключается в том, что вдоль трассы трубопровода в пониженных местах устанавливаются контролирующие устройства, позволяющие визуально или с помощью радиосигналов определять в кратчайшие сроки места утечек перекачиваемой жидкости в трубопроводах. При возникновении утечек перекачиваемой жидкости и их попадании в корпус устройства происходит раскрытие сигнального флажка для визуального обнаружения или срабатывание датчика, сигнализирующего в пункт приема сигналов. Техническим результатом заявленного изобретения

является сокращение времени обнаружения утечек, простота и надежность конструкции, а также низкая стоимость производства.



1 – корпус, 2 – поплавок, 3 – отверстия, 4 – шток, 5 – сигнальный флажок, 6 – крышка, 7 – центратор, 8 – передатчик, 9 – контакты, 10 – штырь

Рисунок 1 – Схема устройства для обнаружения утечек

Изобретение относится к технике трубопроводного транспорта и может быть использовано, прежде всего, при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих нефть, воду и иные жидкости.

Известны способы определения места утечки транспортируемой среды из трубопровода. Одним из них является способ, содержащий датчики давления, размещенные на концах линейного участка трубопровода, разделенного на два сегмента. С помощью датчиков производят измерения потерь давления на трение, по которым определяют массовые расходы

жидкости на каждом сегменте и производят периодический контроль значения дисбаланса массовых расходов.

Недостатком этого способа является то, что способ технически и экономически целесообразен для применения не во всех случаях. При развитой системе трубопроводов было бы сложно осуществить как монтаж необходимых датчиков в существующую систему, так и потребовало бы серьезных капитальных вложений для осуществления проекта по закупке и внедрению систем контроля.

Также известны акустические способы обнаружения утечек, основанные на регистрации шумов, возникающих в местах утечки транспортируемой жидкости.

Недостатком этих способов является использование дорогостоящего оборудования, устанавливаемого вдоль трассы трубопровода, ограниченная чувствительность датчиков.

В основу предлагаемого изобретения поставлена задача обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности трубопроводов, используемых для транспортировки углеводородов или других жидкостей. Предлагаемый способ заключается в том, что при порыве трубопровода транспортируемая жидкость вытекает из трубопровода и скапливается в пониженных местах рельефа местности, расположенных по длине трассы трубопровода, что связано с воздействием гравитационных сил Земли. При этом используется рельеф местности с пониженными местами либо уже существующий, либо создается искусственно, создавая, таким образом, ряд пониженных мест в определенном необходимом интервале по длине трассы трубопровода. В пониженных местах рельефа местности, в свою очередь, устанавливаются устройства, представляющие собой ловушки, в которых скапливается вытекающая жидкость. Устанавливаемые устройства включают в себя поплавки, которые всплывают при скоплении некоторого

количества жидкости в устройстве под действием возникающей выталкивающей силы Архимеда, которая выражается формулой:

$$F_A = \rho \cdot g \cdot V,$$

(14)

где ρ – плотность жидкости (газа),

g – ускорение свободного падения,

V – объем погруженного тела (или часть объема тела, находящаяся ниже поверхности).

Таким образом, поплавком совершается полезная механическая работа при всплытии, которая далее используется тем или иным образом для нахождения сработавшего устройства, при этом определяется визуально и место порыва трубопровода. Полезная механическая работа может быть затрачена на раскрытие сигнального флажка, который дает возможность для визуального обнаружения места порыва трубопровода, что является особенно важным в зимний период года, когда покров снега препятствует визуальному обнаружению самих мест порывов трубопроводов. Механическую работу можно использовать для генерации некоторого достаточного количества электрической энергии с целью последующей передачи радио- или иного сигнала с помощью передатчика. В случае, отсутствия возможности генерирования достаточного количества электрической энергии при преобразовании механической энергии, которая получается при всплытии поплавка, для осуществления проводного или беспроводного сигнала с помощью передатчика возможен вариант использования дополнительного источника питания. Тогда механическую работу всплытия поплавка можно использовать для замыкания контактов

передающего сигнал устройства, в то время как дополнительный источник питания, к примеру кадмий-никелевый аккумулятор, будет служить для генерирования сигнала проводного или беспроводного передатчика, сигнал от которого будет поступать на приемник ответственного за участок оператора. Возможны варианты совмещенного исполнения различных сигнальных устройств.

Предлагаемый способ также позволяет создать устройство, позволяющее эффективно, своевременно и надежно обнаруживать под снегом наиболее вероятное место утечки нефти, нефтепродукта, воды и любых жидкостей из трубопроводов, так как известно, что температура замерзания нефти и жидких углеводородов в зависимости от содержания парафинистых соединений находится в значении ниже 30 градусов Цельсия. В то же время, прокачка практически любых жидкостей осуществляется при их положительной температуре, при этом снежная подушка играет роль теплоизолятора. Даже при незначительном порыве трубопровода, на который не среагирует ни одна контролирующая система, работающая на принципе падения давления в трубопроводе, под снеговым покровом с течением времени может образовываться значительное количество веществ загрязняющих окружающую среду, в то же время ценных в производстве, но больше не годных для использования. Предлагаемый же метод позволяет решить эту проблему.

Принцип состоит в том, что устройство располагается по трассе трубопроводов в определенно выбранном интервале в пониженных или специально углубленных местах с устройством обвалований так, что при возникновении утечки из трубопровода продукт, перекачиваемый по трубопроводу, поступает внутрь корпуса, представляющего собой полый цилиндр с перфорированной нижней частью. Поплавок начинает движение вверх, по причине проникновения жидкой среды из отверстий за счет выталкивающей силы жидкой среды. На штоке неподвижно закрепленном на

поплавке, неподвижно крепится сигнальный флажок, который при всплытии поплавка, благодаря штоку раскрывается и становится визуально опознаваемым с земли или с воздуха. Возможность легкого опознавания сигнального флажка с земли и с воздуха достигается тем, что сигнальный флажок представляет узкую и длинную полосу легкой цветной ткани, намотанной на верхний конец штока и при поднятии штока раскрывается и развевается на ветру. Также на штоке выше сигнального флажка устанавливается крышка, которая служит для предотвращения попадания атмосферных осадков вовнутрь корпуса в стадии готовности. В случае возникновения утечек перекачиваемого продукта из трубопровода, перекачиваемый продукт поступает в корпус устройства через отверстия, обеспечивая движение поплавка вверх вместе со штоком и одновременно сигнальным флажком и крышкой. Шток устройства центрируется центратором с целью поддержания равновесия устройства и минимизации трения, предотвращения заклиниваний в устройстве. На корпусе устройства или на центраторе крепится передатчик, у которого контакты замыкаются при движении штока вверх. Для надежной установки в вертикальном положении устройства служит штырь. Таким образом, на фигуре приведена одна из возможных принципиальных схем исполнения способа обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности трубопроводов, заключающийся в том, что вытекающая нефть, нефтепродукт или иная жидкость поступает в устройства, установленные равномерно по трассе трубопровода в пониженных местах, и, накапливаясь, создает необходимую подъемную архимедову силу для поднятия поплавка, установленного в устройстве, передавая усилия поднятия поплавка через шток или непосредственно на сигнальный флажок для высвобождения сигнального флажка, наблюдаемого визуально при его раскрытии, или передавая усилия для замыкания контактов проводного или беспроводного передатчика радио- или иного сигнала, при этом есть возможность совместного использования в устройстве как сигнального флажка для

визуального опознавания, так и устройства передающего сигнал иным механизмом.

Достоинством предлагаемого устройства является его дешевизна, простота конструкции и надежность в определении места произошедших утечек трубопроводов, сокращение времени обнаружения утечек и значительно меньшее загрязнение окружающей среды.

Способ обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности трубопроводов, заключающийся в том, что вытекающая нефть, нефтепродукт или иная жидкость поступает в устройства, установленные равномерно по трассе трубопровода в пониженных местах, и, накапливаясь, создает необходимую подъемную архимедову силу для поднятия поплавка, установленного в устройстве, передавая усилия поднятия поплавка через шток или непосредственно на сигнальный флажок для высвобождения сигнального флажка, наблюдаемого визуально при его раскрытии, или передавая усилия для замыкания контактов проводного или беспроводного передатчика радиосигнала, при этом есть возможность совместного использования в устройстве как сигнального флажка для визуального опознавания, так и устройства, передающего сигнал иным механизмом [9].

5 Экономическая часть

На магистральных нефтепроводах для транспортировки нефти применяются стальные трубопроводы. В большей степени, факторы, оказывают негативные последствия на трубопровод и его конструктивную особенность из внешней среды (механические повреждения, коррозия). Далее эти факторы могут привести к серьёзному повреждению трубопровода и аварии.

Проанализировав причины повреждения трубопроводов аварии возникают:

- из-за внутренней коррозии 91 % аварийных ситуаций;
- из-за наружной коррозии 3,9 % аварийных ситуаций;
- из-за строительных дефектов не более 2,8 % аварийных ситуаций;
- из-за нарушений правил эксплуатации трубопровода не более 0,8 % аварийных ситуаций;
- прочие аварийные ситуации не более 1,5 %.

Статистика показывает то, что значительная часть отказов наносит огромный ущерб окружающей среде и приводит к большим потерям нефти и нефтепродуктов.

В связи с тем, что на трубопровод оказывает сильное влияние внутренняя коррозия, следовательно, на стенках трубопроводов образуются трещины и свищи, которые приводят к утечкам углеводородов.

Расчёт ликвидации последствий при отказе магистрального трубопровода включает в себя:

- затраты на ликвидацию разлива нефти;
- затраты на рекультивацию земель;

- затраты на разлив нефти;
- затраты на оплату штрафа.

Данный расчёт проведен с учётом того, что при аварии на трубопроводе произошёл, разлив только 1 тонны нефти, но следует заметить, что в большинстве случаев при отказе происходит разлив десятков тонн нефти.

5.1 Расчет затрат на ликвидацию последствий отказа трубопровода

5.1.1 Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти

Количество пролитого НП составляет 1 тонна. Площадь загрязнения при этом составит около 15 м². Для ликвидации разлива нефти потребуются военизированный газоспасательный отряд УПБ и АСР для контроля загазованности в районе разлива, пожарная часть УПБ и АСР для покрытия пеной зоны разлива для локализации испарения и локализации возможного пожара, два человека группы охраны общественного порядка для оцепления зоны разлива, бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ для сбора пролитой нефти, сводная команда механизации аварийно-спасательных работ для снятия и сбора загрязненного грунта, транспортное звено механизации бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ для вывоза загрязненного и завоза свежего грунта, звено первой врачебной помощи для оказания медицинской помощи пострадавшим, аварийно-техническая и эвакуационно-техническая группы для восстановления вышедшего из строя оборудования.

Все силы и средства дислоцируются на территории, доставка в зону разлива осуществляется своим ходом.

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

Таблица 1 – Силы и средства, привлекаемые для ликвидации разлива

Перечень сил и средств, привлекаемых для ликвидации аварии	Кол-во
Аварийно-техническая группа, чел. Автомобиль ГАЗ-66 1 шт.; сорбент; распылитель сорбента РС-1 - 1шт	5
Сводная команда механизации, чел. КАМАЗ 53215 – 1 шт., КАМАЗ 53288 – 2 шт., МАН (АЦ 5-40) - 1 шт., Пеноподъемник (ПП) АТС – 59 – 4 шт.	10
Группа связи и оповещения, чел.	4
Группа охраны общественного порядка, чел. Автомобиль УАЗ-220695-04	2
Бригада экологической безопасности и аварийно-восстанови-тельных работ, чел. Пожарная насосная станция ПНС (КАМАЗ 43114) – 1 шт.; автомобиль ГАЗ-66 – 1 шт.	12
Санитарная дружина, чел. Автомобиль «Газель» ГАЗ - 330210; комплект предметов медицинского назначения	2
ВГСО военизированный газоспасательный отряд УПБ и АСР, чел. оснащенный Газоанализаторами и противогазами изолирующими.; автобус ПАЗ-3205, 1 шт.	4
Пожарная часть УПБ и АСР, чел. Пожарная и аварийно-спасательная техника, 1 шт.	4

Для ликвидации разлива приобретается сорбент «НОРДРАГМЕТ» [10], распылитель сорбента РС-1 [11]. Остальные средства, как правило, имеются на предприятии. Затраты сводим в таблицу 2.

Стоимость 1 кг сорбента составляет 140 руб. Стоимость одного распылителя сорбента РС-1 52000 руб.

Таблица 2 – Капитальные вложения при ликвидации аварии

Наименование средства	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Сорбент ТРГ, кг	25	140	3500
Распылитель сорбента РС-1	1	52000	52000
Бензин АИ-92, л.	10	35,85	358,5
Итого			55858,5

Фонд оплаты труда складывается из основной и дополнительной заработной платы с учетом поясного коэффициента

$$\Phi OT = (Z_{OC} + Z_{доп}) \cdot (1 + K_1 + K_2),$$

(15)

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, тыс. руб.;

$K_1 = 0,2$ – коэффициент районный;

$K_2 = 0,8$ – коэффициент северной надбавки.

Дополнительная заработная плата принимается в размере 10 % от основной заработной платы

$$Z_{\text{доп}} = (10\%) \cdot Z_{\text{ос}}$$

(16)

Расчет заработной платы приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет з/п на ликвидацию чрезвычайной ситуации

Категория	Кол-во	Оклад, руб/ч	Кол-во часов работы	Сумма основ. з./п., руб.	Сумма доп. з./п., руб.	ФОТ
Водитель хозяйственной машины	5	155	2	1550	155	3410
Водитель грузовой и погрузочной техники	1	155	2	310	31	682
Сотрудник группы связи и оповещения	1	185	2	370	37	814
Сотрудник группы охраны общественного порядка	2	185	2	740	74	1628
Сотрудник ВГСО	1	185	2	370	37	814
Медицинский работник	1	185	2	370	37	814
Сотрудник аварийно-технической группы	2	185	2	740	74	1628
Сотрудник пожарной части УПБ и АСР	4	185	2	1480	148	3256
Оператор насосной	1	145	1	145	14,5	319
Слесарь-ремонтник	1	145	1	145	14,5	319
Итого				6220	622	13684

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы. Ставка для расчета платежей составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный фонд; 2,9 % – в фонд социального страхования; 5,1 % – в территориальный фонд обязательного медицинского страхования.

$$Z_{\text{стр.вз}} = \Phi OT \cdot 30 / 100. \quad (17)$$

В результате расчета получим следующее

$$Z_{\text{стр.вз}} = 13684 \cdot 30 / 100 = 4105,2 \text{ руб.}$$

Проведем расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. База для расчета взноса – фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Ставка взноса 0,6 %, рассчитываем по формуле

$$Z_{\text{нс}} = \Phi OT \cdot 0,6 / 100 \text{ руб.} \quad (18)$$

В результате расчета получим следующее

$$Z_{\text{нс}} = 13684 \cdot 0,6 / 100 = 82,1 \text{ руб.}$$

Примем накладные расходы в размере 70 % от фонда оплаты труда, тогда полные расходы на конструкторскую подготовку составят

$$Z_{\text{КОИ}} = \Phi OT \cdot 0,7 + Z_{\text{стр.вз.}}, \quad (19)$$

$$Z_{\text{КОИ}} = 13684 \cdot 0,7 + 13684 + 4105,2 + 82,1 = 27450,1 \text{ руб.}$$

Определим затраты на топливо для транспортных средств:

$$Z_{mon} = C_{mon} \cdot Кол_{mon}, \quad (20)$$

где, C_{mon} – розничная цена на топливо за 1 литр, руб.

$Кол_{mon}$ – необходимое количество топлива для транспортных средств, при ликвидации ЧС, л.

Z_{mon} – затраты на топливо при ликвидации ЧС.

При ликвидации разлива расход бензина составит АИ-80 – 20 л, АИ-92 – 17 л, дизельного топлива – 17 л. Соответственно:

$$Z_{mon1} = 31,5 \cdot 20 = 630 \text{ руб.}$$

$$Z_{mon2} = 33,5 \cdot 17 = 609,45 \text{ руб.}$$

$$Z_{mon3} = 38 \cdot 17 = 646 \text{ руб.}$$

$$\sum Z_{mon} = 630 + 609,45 + 646 = 1885,45 \text{ руб.}$$

Основные средства со сроком службы менее 12 месяцев и стоимостью менее 40 000 руб. в полном объеме списываются на издержки производства. Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$Ам.отч = C_{oc} \cdot H_a / 100 \text{ руб.}, \quad (21)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основных средств, руб.

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %

$$H_a = 100 / \text{Срок службы (в годах)}.$$

Таблица 4 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость ед., без НДС руб.	Срок экпл., лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма ам-х отчислений, за 2 часа руб.
Распылитель сорбента РС-1	1	52000	10	10	1,1872
ГАЗ-66	1	220 000	6	16,7	8,3881
ЗИЛ 131	1	500 000	8	12,5	14,2694
УАЗ-3741	1	592 541	6	16,7	22,5923
Газель 3302	1	400 000	6	16,7	15,2511
ПАЗ- 32054	1	1495 000	6	16,7	57,0011
Автоцистерна пожарная АЦ-5-40	1	3410 000	8	12,5	97,3173
Итого:					216,0065

Таблица 5 – Затраты на ликвидацию разлива и его последствий

Статья затрат	Сумма, руб.
Стоимость 25 кг сорбента	3500
Стоимость распылителя сорбента РС-1	52000
ФОТ	13684
Страховые взносы	4105,2
Взносы от несчастных случаев	82,1

Накладные расходы	27450,1
Расходы на топлива	1885,45
Амортизация	216,0065

Окончание таблицы 5

Статья затрат	Сумма, руб.
Итого затрат:	102922,856

Сумма затрат на ликвидацию разлива 1 тонны нефти магистрального трубопровода и его последствий, за 2 часа работы составила 102922,856 руб.

5.1.2 Расчет затрат на рекультивацию земель

Рекультивация нефтезагрязненных земель — это первостепенная задача при ликвидации последствий разлива нефти и нефтепродуктов.

Затраты на рекультивацию включают расходы на:

- осуществление проектно-изыскательских работ (почвенных и других полевых обследований, лабораторных анализов, картографирование);
- проведение государственной экологической экспертизы проекта;
- работы по снятию, транспортировке плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидация послеурадных явлений и очистка рекультивируемой территории от производственных отходов (в том числе строительного мусора), с последующим их захоронением или складированием в установленном месте;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное, лесохозяйственное и иное

использование;

- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель;

- другие работы, предусмотренные проектом.

Техническая рекультивация проводится после завершения строительно-монтажных работ и включает возврат мохово-растительного слоя поверх засыпанной траншеи равномерным слоем, что создаст благоприятные условия для восстановления растительного покрова на всей площади строительных работ.

Биологическая рекультивация, обычно, заключается во внесении сложно-смешанных минеральных удобрений с последующим посевом многолетних трав. Минеральные удобрения не применяются в прибрежной зоне рек, ручьев и болот.

Общая площадь проведения работ по рекультивации нарушенных земель составляет 15 м². Стоимость выполнения работ технического этапа рекультивации – 15895 руб., стоимость выполнения работ биологического этапа – 28786 руб.

Суммарная стоимость выполнения технического и биологического этапов работ по рекультивации земель составляет 44681 руб.

5.1.3 Расчет затрат, связанных с потерей 1 т нефтепродукта

Для расчета необходимо знать количество пролитой нефти, а также актуальный курс доллара.

Если учитывать, что в порыве произошел разлив 1 т нефти, то:

1 тонна = 7,48 баррелей

1 баррель = 46,94 американских доллара

1 тонна = 7,48 · \$46,94 = \$351,1112

Т.к. курс доллара равен 56,27, получаем:

1 тонна = $\$351,1112 \cdot 56,27 = 19757,03$ руб.

5.1.4 Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды

Расчет величины штрафа на 1 т разлитой нефти определяется путем умножения следующих показателей: нормативной платы за сброс нефти, дополнительного коэффициента для районов Крайнего Севера, коэффициента, учитывающего экологический фактор и повышающего коэффициента к нормативной плате за сверхлимитное загрязнение. Итого ущерб от 1 т разлитой нефти составляет 284000 руб.

Таблица 6 – Расчет штрафа за загрязнение окружающей среды

Показатель	Коэф. для районов КС	Коэф. уч. эколог. фактор	Коэф. к за сверхлимитное загрязнение	Кол-во пролитого НП, т.	Нормативная плата, руб.	Штраф за эк. Загрязнение, руб.
В пределах норм	2	1,03	1	Менее 1	27550	56753
Сверх норм	2	1,03	5	Свыше 1	27550	283765

5.1.5 Суммарные затраты на ликвидацию последствий отказа трубопровода

При условии, если произошел разлив 1 тонны нефти и на участке площадью 15 м², ликвидация разлива нефти займет 2 часа, то сумма расходов составит 451126 руб.

Суммарные затраты на ликвидацию последствий отказа трубопровода представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Смета затрат на ликвидацию отказа трубопровода и его последствий

Наименование работ	Сумма затрат, руб.
Ликвидация разлива нефти	102922,856
Рекультивация земель	44681
Потеря (разлив) нефти	19757,03
Оплата штрафа за разлитую нефть.	283765
Итого:	451126

6 Безопасность жизнедеятельности

Главной целью производственной безопасности является стремление к исключению аварийных ситуаций при работе с оборудованием или сведение их последствий к минимальному ущербу для здоровья людей и окружающей среды.

Нефть и газ являются природными концентраторами энергии, которые в аварийных ситуациях могут привести к травматизму и гибели людей, а также к ущербу для окружающей среды. Поэтому одной из наиболее важных задач 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

Возможные аварийные ситуации при ремонте нефтепровода: розлив нефти; возгорание нефти, нефтепродуктов или их паров; разрушение трубопровода во время проведения гидравлических испытаний; террористические акты или акты вандализма.

Особенности труда заключаются в следующем:

- участок удален от основной базы дислокации ремонтно-строительных организаций;

- участок проходит по охранной зоне различных коммуникаций (естественные и искусственные препятствия, подземные коммуникации);

- трубопровод предназначен для транспортировки взрывопожароопасных веществ.

На работников возможно воздействие физических и химических производственных факторов.

Физические факторы:

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

- движущиеся машины и механизмы в зоне работ;

- предметы, инструмент, которые могут упасть с конструкций и оборудования и вызвать травмы;

- производственный шум;

- вибрация (локальная, общая);

- аэрозоли (пыли), преимущественно фиброгенного действия;

- освещение – естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая и отраженная слепящая блескость, пульсация освещенности).

Химические факторы:

- токсические (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);

- малотоксические (природный газ, пары газоконденсата, окись углерода).

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе

обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [12].

В таблицу 8 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 8 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, Допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		30.05.17		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		30.05.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	30.05.17	85	5	3.2	1
4	4.62	Температура, С°	20	30.05.17	25	5	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	30.05.17	50	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	30.05.17	6	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	200	30.05.17	150	50	2	0.5
8	4.67	Коэффициент Естественной освещённости, %	0.6	30.05.17	0.6	-	2	0,5
9	4.66	Тепловая Нагрузка	21	30.05.17	19	2	2	0.8

		среды, С						
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	30.05.17	1100	-	3.1	0.8

Окончание таблицы 8

№	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, Допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	30.05.17	25	-	2	1

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Аварийные ремонтные работы нефтепровода производятся на открытом воздухе.

При проведении ремонтных работ размещать персонал рекомендуется в отапливаемом жилом фонде с наличием горячей и холодной воды.

В зимний период рекомендуется выдавать рабочим зимнюю утепленную спецодежду, и разместить рядом с рабочей зоной пункты обогрева с горячей питьевой водой.

В летний период рекомендуется разместить рядом с рабочими местами навесы, защищающие от прямых солнечных лучей, и пункты с питьевой водой.

6.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

6.3.1 Расчет освещенности рабочей площадки при проведении работ в ночное время

Для обеспечения безопасности технологического процесса необходимо рассчитать освещенность рабочей площадки при проведении работ в ночное время, а именно определить необходимое количество прожекторов.

Ориентировочное количество прожекторов N , подлежащее установке для создания необходимой освещенности, определяется по формуле:

$$N = m \cdot E_H \cdot k \cdot \frac{A}{P_L},$$

(22)

где m – коэффициент, учитывающий световую отдачу источников света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока;

k – коэффициент запаса, принимаемый для газоразрядных ламп – 1,7;

E_H – нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки, $E_H = 200$ лк;

A – освещаемая площадь, м,

P_L – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 \cdot \frac{100}{700} = 14,57 \approx 15 \text{ шт.}$$

Оптимальный угол наклона оптической оси прожекторов в вертикальной плоскости при освещении горизонтальной поверхности находим по формуле

$$\theta = \arcsin \sqrt{m + n \cdot (eh^2)^{\frac{2}{3}}},$$

(23)

где m и n – постоянные, которые зависят от углов рассеяния прожекторов в горизонтальной и вертикальной плоскостях

$$m = \sin^2 \beta = 0,1169$$

(24)

$$n = \left(\frac{\pi \cdot \sin 2\beta \cdot \cos \beta \cdot \operatorname{tg} \beta}{2\Phi} \right) = \left(\frac{3,14 \cdot 0,684 \cdot 0,939 \cdot 0,363}{2 \cdot 41000} \right) = 8,9 \cdot 10^{-6}$$

(25)

Φ – световой поток лампы;

h – высота установки прожектора;

e – нормируемая освещенность.

$$\theta = \arcsin \sqrt{0,1169 + 8,9 \cdot 10^{-6} \cdot (2 \cdot 15^2)^{\frac{2}{3}}} = 89,2$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с 3 прожекторами ПЗС-45, потребуется использовать 5 прожекторных мачт,

параметры которых приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики прожекторных мачт

Параметр		Значение
Ширина освещаемой площади, м		75
Высота прожекторной мачты, м		15
Прожектор, устанавливаемый на мачте	Тип	ПСЗ-45
	Количество, шт	3
	Мощность ламп, Вт	700

Окончание таблицы 9

Параметр		Значение
Параметры установки прожектора	Высота, м	15
	Угол наклона, град	20
	Угол между оптическими осями прожекторов, град	60
Коэффициент неравномерности		0,3
Удельная мощность, Вт/м ²		0,35

Для равномерного освещения используется шахматное расположение мачт, представленное на рисунке 2.

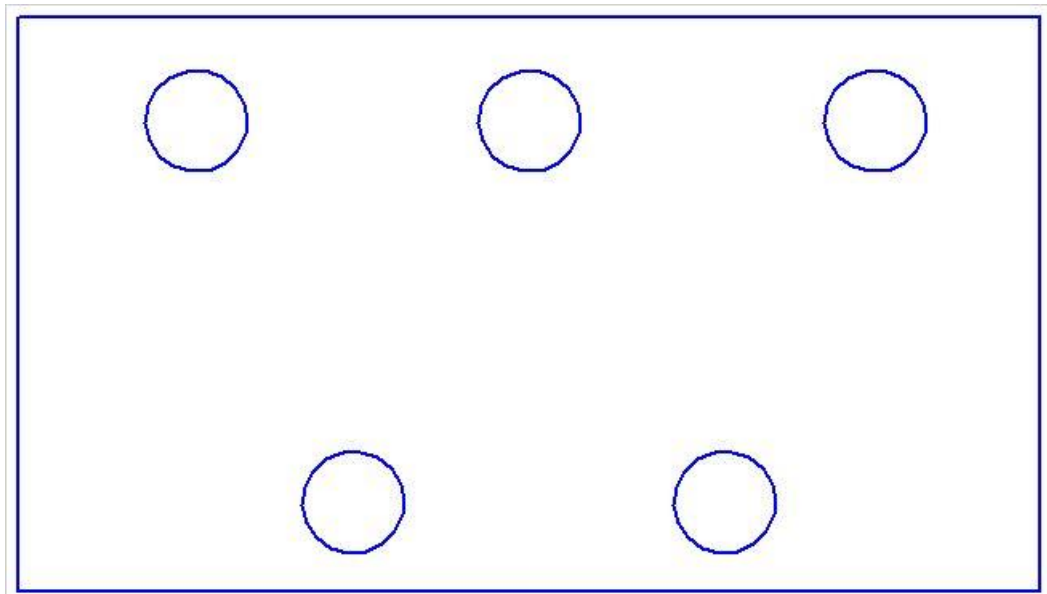


Рисунок 2 – Схема расположения световых приборов для общего равномерного освещения

6.4 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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);
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение техники безопасности и т.п.).

Нефть является легковоспламеняющейся жидкостью (ЛВЖ) 3 класса опасности [13]. Пары нефти относятся к группе взрывоопасной смеси Т2 и к категории взрывоопасности смеси ПА [14, 15]. Температура вспышки нефти составляет 170 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 2 % (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м³.

МН относится к категории БН (взрывопожароопасность) как для наружной установки [16]. Зона рядом с МН относится к 0 классу по взрывоопасности [17].

Все применяемое электрооборудование должно быть уровня взрывозащиты Ga, II группы электрооборудования с очень высокой степенью обеспечиваемой взрывозащиты [18].

На линейной части МН автоматическая сигнализация о пожаре не предусмотрена. На месте проведения ремонтных работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые (10 шт.) или углекислотные (10 шт.);
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м (2 шт.);
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве ремонтных работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя порошковыми или углекислотными огнетушителями (каждая единица техники) [19].

6.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможными аварийными ситуациями при ремонте нефтепровода являются:

- разлив нефти при опорожнении нефтепровода приведет к загрязнению реки ниже по течению и прилегающих берегов;
- возгорание нефти, нефтепродуктов или их паров приведет к загрязнению воздуха продуктами горения;
- разрушение трубопровода во время проведения гидравлических испытаний будет иметь локальные экологические последствия;
- террористические акты или акты вандализма.

Транспортировка нефти по МН является непрерывным технологическим процессом. Постоянно действующего производственного персонала на территории участка нет, наличие зданий и сооружений не предусматривается. Инженерные коммуникации, подлежащие переустройству, отсутствуют.

Во время ремонтных работ возможно наличие внешних источников для образования вторичных поражающих факторов: стоянки машин и механизмов, площадки для оборудования, склады ГСМ, а также горючие отходы и горючий мусор.

Для предотвращения разлива нефти и возможности попадания вытекшей нефти в водоёмы, водотоки, загрязнения лесных массивов, сельскохозяйственных угодий, дорог, с учетом рельефа местности должны быть созданы земляные обвалования и амбары для сбора разлитой нефти.

Пожаробезопасность участка нефтепровода обеспечивается строгим соблюдением требований [20, 21, 22, 23].

На линейной части реконструируемого участка МН проводятся 59 следующие противопожарные мероприятия: установлена охранный зона, по

25 м с каждой стороны от МН; периодическая вырубка кустарника и другой поросли в пределах 3 м от оси с каждой стороны МН.

Все работники, занятые ремонтом участка перехода, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Стоянки машин и механизмов, площадки для оборудования, склады горюче-смазочных материалов должны быть размещены за пределами охранной зоны нефтепровода.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

С целью предотвращения террористических актов и актов вандализма трасса магистрального нефтепровода будет патрулироваться персоналом НПС, периодичность осмотра трассы будет осуществляться воздушным патрулированием не менее 2 – 5 раз в 7 дней.

Ведомственная производственно-технологическая сеть связи магистральных нефтепроводов состоит из линейных и станционных сооружений.

К линейным сооружениям относятся магистральные, зонавые и местные кабельные, воздушные, радиорелейные линии связи. К станционным сооружениям относятся узлы связи, радиорелейные станции, наземные станции спутниковой связи с антенно-фидерными системами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе были рассмотрены методы и технологии ресурсосбережения, существующие на данный момент, а также предложено новое устройство для обнаружения утечек в трубопроводе.

Были сделаны расчеты определения количества утечек из трубопровода и резервуара.

Решены задачи защиты пожарной безопасности, окружающей среды и безопасности условий труда. Рассчитаны затраты на ликвидацию последствий отказа трубопровода.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МН – магистральный нефтепровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПСП – приёмосдаточный пункт;

НБ – нефтебаза;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

СНиП – строительные нормы и правила;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ЛЭП – линия электропередач;

НП – нефтепродукт;

ГСМ – горючесмазывающие материалы;

КП – контролируемые пункты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Константинов Н.А. Потери нефти и нефтепродуктов. – Москва : Недра, 1991.

2 Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. - 192 с.

3 Сальников, А. В. Потери нефти и нефтепродуктов – Ухта : УГТУ, 2012. - 108 с.

4 СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования – Москва : ГУП ЦПП Госстроя России, 1998.

5 Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – Москва : Центр «ЛитНефтегаз», 2004. - 352 с.

6 Система обнаружения утечек по волне давления. / Лосенков А.С., Русаков А.Н., Трефилов А.Г., Задорожный В.А и др. // Трубопроводный транспорт нефти. -1998. -№12. -С. 27-30.

7 Способ обнаружения места разрыва трубопровода / Ардасенов М.Н., Кудрин И.В., Куракин В.И., Шоромов Н.П. // Описание изобретения к патенту. RU. №2135887. -1999.

8 Кутуков, С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело, 2004. - т.2. - с. 29-45.

9 Патентный поиск, поиск патентов и изобретений РФ – Патент РФ 2487293 Способ обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности трубопроводов [Электронный ресурс] Режим доступа [www.freepatent.ru].

10 Продажа установок по производству сорбента – Компания ООО «НОРДРАГМЕТ» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.nordragmet.ru>.

11 Продажа автономных распылителей сорбента РС-1 – «Компания N&D-EcoSystems» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ndecosystems.ru>.

12 ГОСТ 12.1.005 – 88 «Категория работ по тяжести».

13 ГОСТ 19433 – 88 Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Взамен ГОСТ 19433 – 81 ; введ. 01.01.90. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с

14 ГОСТ 30852.5 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 23 с.

15 ГОСТ 30852.11 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 16 с.

16 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

17 ГОСТ 31610.10 – 2012 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 51 с.

18 ГОСТ 30852.0 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 56 с.

19 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005 – 76 ; введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 48 с.

20 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федер. закон Российской Федерации от 22.07.2008 №123-ФЗ // КонсультантПлюс. – 2017. – 30 мая.

21 СНиП 21-01 – 97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – Взамен СНиП 2.01.02 – 85 ; введ. 01.01.1998. – Москва : Госстрой России, ГУП ЦПП, 1999. – 28 с.

22 О противопожарном режиме : постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 // КонсультантПлюс. – 2017. – 30 мая.

23 СНиП III-42 – 80* Магистральные трубопроводы. – Взамен главы СНиП III-Д.10 – 72 ; введ. – 01.01.1981. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 77 с.

