

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
« 09 » _____ 06 _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.23.03. «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов»

«Модернизация опоры магистрального нефтепровода при надземной прокладке»

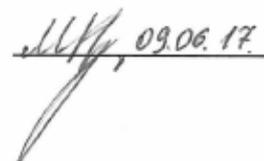
Руководитель


_____ 09.06.17

к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник


_____ 09.06.17

К.А Морданов

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Модернизация опоры магистрального нефтепровода при надземной
прокладке»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть 3.06.17г.  И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности 26.05.12  Д.А. Едимичев

Нормоконтролер 13.06.17г.  О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Модернизация опоры магистрального нефтепровода при надземной прокладке» содержит 66 страниц текстового документа, 11 таблиц, 8 рисунков, 35 использованных источников.

ОПОРА, НАДЗЕМНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ПРУЖИННЫЙ БЛОК, ШАРИКОВЫЙ БЛОК, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД.

Объектом исследования является опора магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровод).

Целью выполнения работы является разработка опоры магистрального нефтепровода, которая будет компенсировать перемещения трубопровода по трем осям.

Для реализации поставленной цели в выпускной аттестационной работе поставлены и решены следующие задачи:

- проанализированы имеющиеся патенты на опоры надземных магистральных нефтепроводов;
- выявлены недостатки имеющихся конструкций;
- предложена новая конструкция опоры надземного нефтепровода;
- приведены экономические расчеты затрат на изготовление опоры.

В данной выпускной аттестационной работе была предложена новая конструкция опоры, проведен примерный расчет ее параметров, а так же описана экономическая целесообразность данного устройства.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Виды опор магистральных трубопроводов.....	7
1.1 Неподвижные опоры.....	8
1.2 Подвижные опоры.....	9
2 Характеристики подвижности трубопровода.....	11
2.1 Горизонтальная подвижность.....	11
2.2 Вертикальная подвижность.....	12
3 Техничко-экономическое обоснование.....	14
4 Расчетная часть.....	15
4.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	15
4.2 Определение расстояния между опорами нефтепровода.....	17
4.3 Определение нагрузки на опоры трубопровода.....	18
4.4 Расчет массы опоры.....	20
5 Патентный поиск.....	21
5.1 Патент монтажной опоры.....	21
5.2 Патент скользящей опоры.....	25
5.3 Патент пружинной опоры.....	27
6 Техническое предложение.....	30
6.1 Описание конструкции.....	30
6.2 Принцип работы.....	32
6.3 Рекомендации по эксплуатации.....	32
6.3.1 Рекомендации по монтажу.....	33
6.3.2 Рекомендации по обслуживанию.....	33
7 Экономическая часть	35
7.1 Расчет затрат на ремонт участка нефтепровода.....	36
7.1.1 Расчет количества человек необходимых для ремонта трубопровода.....	36

7.1.2 Расчет фонда оплаты труда.....	37
7.1.3 Расчет затрат на ремонт при подъеме нефтепровода трубоукладчиками.....	40
7.1.4 Расчет затрат на ремонт при подъеме нефтепровода подъемным устройством.....	43
7.1.5 Ведомость потребности в основных конструкциях, изделиях и материалах.....	45
7.1.6 Расчет амортизационных отчислений	46
7.1.7 Сравнение стоимости ремонта при укладке нефтепровода трубоукладчиком и подъемным устройством.....	48
7.2 Расчет затрат на изготовление опоры магистрального нефтепровода.....	49
8 Безопасность жизнедеятельности.....	51
8.1 Работа в условиях крайнего севера.....	51
8.2 Работа в условиях болотистой местности.....	55
8.3 Расчет вентиляции в помещении для хранения техники.....	56
Заключение.....	61
Список сокращений.....	62
Список использованных источников.....	63

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной дипломной работы является проектирование опоры надземного магистрального нефтепровода, которая сможет компенсировать его перемещения по трем осям.

Задачи дипломной работы:

- изучить принцип работы и конструкции существующих опор;
- рассчитать нагрузки, которые передает нефтепровод на опору;
- представить альтернативную конструкцию опоры, обеспечивающую перемещения трубопровода по трем осям.

Исходными данными для проектирования опор являются:

- диаметр нефтепровода выбранного за объект конструирования;
- материал трубы.

1 Виды опор магистральных трубопроводов

По характеру работы опоры подразделяют на неподвижные, обеспечивающие несмещаемость сечения трубопровода на опоре, продольно- и свободноподвижные, не препятствующие перемещениям трубопровода вдоль его продольной оси или в любом направлении в плоскости опорной поверхности. Высота опор над землёй зависит от рельефа местности и обычно не превышает 0,9 ... 1,5 м; на участках с резко пересечённым рельефом, например при пересечении оврагов или мелких рек с крутыми склонами, может достигать 4 ... 5 м.

Опоры трубопроводов выполняются в виде рам или стоек с использованием свайных или плитных фундаментов. В качестве опор трубопроводов диаметром до 500 мм применяют шпальные клетки, А-образные качающиеся опоры, призмы (насыпи) из крупнозернистого песка или гравия.

Сваи для опор – стальные, железобетонные, деревянные; плитные фундаменты – железобетонные; на многолетнемёрзлых грунтах в качестве опор могут применяться термосваи.

Анкерные опоры устанавливают в местах изменения оси трубопровода (оси трассы), а также на прямолинейных участках, превышающих предельную длину участка трубопровода между компенсаторами, на котором трубопровод имеет продольную подвижность. Длина этого участка зависит от:

- температурного перепада;
- площади поперечного сечения трубы;
- величины продольных сил;
- давления транспортируемого продукта (жидкости или газа) при изменении диаметра трубопровода;
- давления на торец компенсатора;
- трения в сальниковом компенсаторе при изменении температуры.

Промежуточные опоры надземного компенсатора должны обеспечить возможность его осевого (продольного) перемещения.

Части опор, на которые монтируется трубопровод, в зависимости от диаметра трубопровода бывают:

- скользящие;
- катковые;
- роликовые;
- качающиеся;
- седловидные;
- подвесные (с использованием гибких подвесок и элементов).

Выбор вида опор зависит главным образом от диаметра трубопровода. При диаметре до 0,5 м наиболее выгодны седловидные опоры, при диаметре 0,6 ... 1,2 м - скользящие, при диаметре свыше 1,2 м – катковые и качающиеся.

Трубопроводы опирают на промежуточные опоры при помощи жёсткого кольца, приваренного к корпусу трубы. Не допускается расположение опор трубопровода под сварными стыками труб. Сварной стык располагается на расстоянии $1/5$ пролёта от опоры и не ближе 1 м от неё.

В конструкциях скользящих опор с целью снижения сопротивления перемещениям трубопровода применяют специальные антифрикционные материалы, обладающие низким коэффициентом трения. Для удобства монтажа и эксплуатации конструкции опор предусматривают возможность использования положения ригелей и опорных частей [1].

1.1 Неподвижные опоры

Используются для трубопроводных систем подземной бесканальной прокладки и надземной прокладки. Данный тип опор, фиксирующий трубопровод в определенных местах, воспринимает и сглаживает усилия, которые возникают в трубах при температурных колебаниях, изменениях

внутреннего давления, а также пульсации и вибрации. Неподвижные опоры для трубопроводов это металлические конструкции в виде стальной трубы, расположенной на стальном листе, который принимает на себя основную нагрузку, и стаканов стальной трубы, которые защищают от повреждений оцинкованную или полиэтиленовую оболочку, а также выполняют функцию теплоизолятора. Между опорами расположены компенсаторы, воспринимающие нагрузки от удлинения труб при изменении температурного режима. Это важно для северных регионов, где колебания температур могут вывести трубопровод из строя раньше эксплуатационного срока [2].

1.2 Подвижные опоры

Подвижные опоры воспринимают вес нефтепровода и обеспечивают его свободное перемещение на строительных конструкциях при температурных деформациях. При перемещении трубопровода подвижные опоры перемещаются вместе с ним. Подвижные опоры испытывают главным образом вертикальные нагрузки от массы трубопроводов

По принципу свободного перемещения различают опоры скольжения, качения и подвесные. Скользящие опоры, применяют независимо от направления горизонтальных перемещений трубопроводов при всех способах прокладки и для всех диаметров труб. Эти опоры просты по конструкции и надежны в эксплуатации.

Катковые опоры применяют для труб диаметром 175 мм и более при осевом перемещении труб, при прокладке в тоннелях, коллекторах, на кронштейнах и на отдельно стоящих опорах. Применение катковых опор в непроходных каналах нецелесообразно, так как без надзора и смазки они быстро корродируют, перестают вращаться и начинают работать фактически как скользящие опоры. Катковые опоры обладают меньшим трением, чем скользящие, однако при плохом уходе катки перекашиваются и могут

заклиниваться. Поэтому им необходимо дать правильное направление. Для этого в катках предусматривают кольцевые выточки, а на опорной плите – направляющие планки.

Роликовые опоры (применяют редко, так как трудно обеспечить вращение роликов. Катковые и роликовые опоры надежно работают на прямолинейных участках сети. На поворотах трассы трубопроводы перемещаются не только в продольном, но и в поперечном направлении. Поэтому установка катковых и роликовых опор на криволинейных участках не рекомендуется. В этом случае используют шариковые опоры. В этих опорах шарики свободно перемещаются вместе с башмаками по подкладному листу, удерживаются от выкатывания за пределы опоры выступами опорного листа и башмака.

Если по местным условиям прокладки теплопроводов относительно несущих конструкций скользящие и катковые опоры не могут быть установлены, применяются подвесные опоры. Нежесткая конструкция подвески позволяет опоре легко поворачиваться и перемещаться вместе с трубопроводом. В результате по мере удаления от неподвижной опоры углы поворота подвесок увеличиваются, соответственно возрастает перекося трубопровода и напряжение в тросах под действием вертикальной нагрузки трубопровода.

Подвесные опоры по сравнению со скользящими создают на горизонтальных участках значительно меньшие усилия вдоль оси трубы [3].

2 Характеристики подвижности трубопровода

Подвижные опорные части должны выполнять одновременно несколько функций. Прежде всего, они передают усилия опорной реакции трубы на несущую конструкцию. Желательно, чтобы место приложения вертикальной составляющей опорной реакции не изменялось. В противном случае приходится усложнять решение несущей конструкции. Кроме того, конструкция опорной части должна обеспечивать такое опирание трубы, чтобы напряжения в стенках последней были минимальными.

Необходимость в подвижности опор вызывается перемещением трубопровода под действием теплового расширения. Неподвижные опоры передают продольные нагрузки от трубопровода анкерным несущим конструкциям. Подвижные опоры устанавливаются на промежуточные несущие конструкции, предназначенные для передачи вертикальных нагрузок. Горизонтальные нагрузки на промежуточные несущие конструкции пропорциональны коэффициенту трения в подвижных опорах трубопровода [4].

2.1 Горизонтальная подвижность

Продольно-подвижные опоры (катковые и скользящие направляющие) обеспечивают перемещения трубопровода вдоль оси. Шариковые и скользящие опоры обеспечивают подвижность, как в продольном, так и в поперечном к оси трубопровода направлении.

Детальные исследования сил сопротивления перемещениям в скользящих опорах «сталь по стали» показали, что среднее значение коэффициента трения находится в пределах 0,5 ... 0,6, а максимальное может превышать 0,7. При испытаниях было отмечено, что башмак опирается на опорный лист крайне неравномерно; это приводит к возникновению больших контактных

напряжений, что вызывает царапание, задиры металла и, естественно, сильно увеличивает сопротивление сдвигу.

Специально поставленные эксперименты показали, что при проектном положении катка величина коэффициента трения составляет 0,01 ... 0,03 – это на порядок ниже нормируемого (0,1). Ржавление и засорение опорного листа песком приводит к увеличению коэффициента трения до 0,04 ... 0,08. Перекос и упор в направляющие не приводит к остановке катка или проворачиванию его на месте; каток продолжает перемещаться относительно опорного листа, но коэффициент трения возрастает до 0,1 ... 0,17.

Коэффициент трения фторопласта в паре с твердым контртелом изменяется от исчезающе малых значений до 0,3. Значение коэффициента трения увеличивается с увеличением скорости скольжения, уменьшении давления и снижении температуры. При скорости скольжения не более 1 мм/с, давлении в пределах 100 ... 400 кг/см² и интервале температур от минус 60 °С до 40 °С в литературе указывается диапазон изменения значений коэффициента трения 0,008 ... 0,15. ТУ 1468-001-00151756 – 2010 ограничивает коэффициент трения в узлах опорных скольжения низкого трения (УОСНТ) величиной 0,06 при любых эксплуатационных нагрузках [5].

2.2 Вертикальная подвижность

В технологических трубопроводных системах, которым свойственно не только горизонтальное, но и вертикальное расположение трубопроводов, тепловое расширение приводит к перемещениям трубопровода в вертикальном направлении. Вертикальная подвижность обеспечивается пружинными упругими опорами переменного усилия и опорами постоянного усилия.

Пружины упругих опор регулируются так, чтобы в рабочем состоянии трубопровода опоры воспринимали собственный вес трубопровода (с изоляцией и продуктом). На практике это требование сводится к обеспечению

нулевых прогибов от веса в горячем трубопроводе. В упругих опорах вертикальная сила меняется пропорционально перемещению грузонесущей части.

Основным элементом одного из распространенных типов опор постоянного усилия является рычажно-пружинный механизм, который обеспечивает незначительное изменение величины сжатия пружины в определённом интервале перемещений. Другие конструктивные решения опор постоянного усилия основаны на использовании дополнительных пружин, действующих на грузонесущую часть через кулачки и рычаги с криволинейными поверхностями. Дополнительное воздействие приводит к выравниванию линейной характеристики основной пружины: грузонесущая сила в определённом диапазоне перемещений грузонесущей части становится постоянной [6].

3 Технико-экономическое обоснование

Существующие конструкции опор позволяют компенсировать перемещения трубопровода только по двум направлениям, либо продольное и вертикальное, либо продольное и поперечное относительно оси трубопровода, а конструкций обеспечивающих продольное, поперечное и вертикальное перемещения, согласно результатам патентного поиска, не выявлено. Из-за отсутствия компенсации нагрузок трубопровод вместе с опорой со временем начинает разрушаться. В данной работе предложена конструкция опоры, которая позволяет компенсировать нагрузки, действующие на опору в трех плоскостях, за счет чего срок службы опоры трубопровода увеличится.

Предположительно, затраты на установку данных опор больше, чем на установку опор, используемых в данное время, но в разы дешевле, чем ремонт трубы на участке одинаковой продолжительностью. Более подробный расчет экономической целесообразности проекта приведен в экономической части дипломной работы. Приведено сравнение стоимости капитального ремонта 2 км участка нефтепровода и предположительная стоимость изготовления и установки модернизированных опор на участок той же протяженности.

Таким образом, актуальность создания опор позволяющих компенсировать нагрузки по трем осям не вызывает сомнения, как с технологической, так и с экономической стороны [7].

4 Расчетная часть

В качестве образца, выбираем трубу с наружным диаметром 820 мм.

Для того, чтобы определить на каком расстоянии друг от друга будут расположены опоры нефтепровода, нужно произвести расчет толщины стенки трубы [8].

4.1 Определение толщины стенки трубопровода

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Примем для сооружения нефтепровода трубы из низколегированной стали ЧТЗ, изготавливаемые по ТУ 14-3Р-04 – 94 марки 12ГСБ (временное сопротивление на разрыв стали $\sigma_{BR} = 510$ МПа, коэффициент надёжности по материалу $k_1 = 1,4$).

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (1)$$

где n_1 – коэффициент надёжности по нагрузке, $n_1 = 1,15$;

p – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр, м;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений,
МПа.

Находим расчетное сопротивление металла

$$R_1 = R_{H1} \frac{m_0}{K_1 K_H}, \quad (2)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условий работы на разрыв, $R_{H1} = 510$ МПа;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода $m_0 = 0,99$;

K_1 – коэффициент надёжности по материалу $K_1 = 1,4$;

K_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода в зависимости от диаметра $K_H = 1,1$.

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 326,4 \text{ МПа.}$$

Расчётное значение толщины стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,6 \cdot 820}{2 \cdot (1,15 \cdot 5,6 + 326,4)} = 7,9 \text{ мм.}$$

Полученное значение толщины стенки округляем в большую сторону по сортаменту. Получаем $\delta = 9$ мм.

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta, \quad (3)$$

где D_H – наружный диаметр, м;

δ – толщина стенки, мм.

$$D_{BH} = 820 - 2 \cdot 9 = 802 \text{ мм [9]}.$$

4.2 Определение расстояния между опорами нефтепровода

Определив толщину стенки нефтепровода находим расстояние между опорами по таблице 1.

Таблица 1 – Расстояние между опорами

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Предельно допустимое расстояние, м	Принимаемое расстояние при надземной и подземной прокладке в тоннелях, м	Принимаемое расстояние подземной прокладке в непроходных каналах, м
32	2,5	3,2	2,7	2,7
40	2,5	3,9	3,0	3,0
57	2,5	4,9	3,8	3,8
76	3,0	6,4	4,9	3,8
89	3,0	6,9	5,3	4,1
108	3,5	8,3	6,4	4,9
133	4,0	9,6	7,4	5,6
159	4,0	10,4	8,0	6,1
219	4,0	12,8	9,8	6,4
273	4,5	14,7	11,3	7,9
325	5,0	16,6	12,8	8,3
377	5,5	18,3	14,1	9,2

Окончание таблицы 1

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Предельно допустимое расстояние, м	Принимаемое расстояние при надземной и подземной прокладке в тоннелях, м	Принимаемое расстояние подземной прокладке в непроходных каналах, м
426	6,0	19,8	15,2	9,9
530	7,0	22,7	17,5	11,4
630	8,0	25,6	19,7	12,8
720	8,5	27,7	21,3	13,9
820	9,0	30,3	23,3	15,2
920	10,0	31,9	24,5	16,0
1020	11,0	33,6	25,8	16,8

Из таблицы 1 выбираем значение соответствующее нашим параметрам трубопровода.

4.3 Определение нагрузки на опоры трубопровода

Далее следует определить нагрузку возлагаемую на опоры трубопровода.

$$F_v = G_v \cdot \ell, \quad (4)$$

где G_v – вес 1м трубопровода, Н/м;

ℓ – пролет между подвижными опорами, м.

Вес 1 метра трубопровода G_v определяется по формуле

$$G_v = \pi \cdot (D_H - \delta) \cdot \delta \cdot T, \quad (5)$$

где D_H – то же что и в формуле 1;

δ – то же что и в формуле 1;

T – плотность стали, $T = 7850 \text{ кг} / \text{м}^3$;

π – 3,14.

$$G_v = 3,14 \cdot (0,82 - 0,009) \cdot 0,009 \cdot 7850 = 179,9 \text{ кг} = 1764,2 \text{ Н/м}$$

Сравниваем полученный результат с ГОСТ 10704 – 91 трубы стальные электросварные прямошовные:

Таблица 2 – Трубы стальные электросварные прямошовные

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м труб, кг, при толщине стенки, мм									
	3,5	3,8	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
325	—	—	31,67	35,57	39,46	43,34	47,20	54,90	62,54	70,14
355,6	—	—	34,68	38,96	43,23	47,49	51,73	60,18	68,58	76,93
377	—	—	36,79	41,34	45,87	50,39	54,90	63,87	72,80	81,68
406,4	—	—	39,70	44,60	49,50	54,38	59,25	68,95	78,60	88,20
426	—	—	41,63	46,78	51,91	57,04	62,15	72,33	82,47	92,55
478	—	—	—	—	58,32	64,09	69,84	81,31	92,73	104,10
530	—	—	—	—	64,74	71,14	77,54	90,29	102,99	115,64
630	—	—	—	—	—	—	—	107,55	122,72	137,83
720	—	—	—	—	—	—	—	123,09	140,47	157,81
820	—	—	—	—	—	—	—	140,35	160,20	180,00
920	—	—	—	—	—	—	—	157,61	179,93	202,20
1020	—	—	—	—	—	—	—	—	199,66	224,39
1120	—	—	—	—	—	—	—	—	219,39	246,59
1220	—	—	—	—	—	—	—	—	—	268,79
1420	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примем вес 1 м трубы равным 180 кг

$$F_v = 180 \cdot 24 = 43200 \text{ Н} = 4405,2 \text{ кгс}$$

Зная, какая нагрузка будет приходиться на опору нефтепровода, выбираем пружинный блок Т26.09 с допустимой нагрузкой 4955 кгс. Для нашей конструкции потребуется 4 пружинных блока [10].

4.4 Расчет массы опоры

Так как опора является не стандартной, расчет массы данной опоры придется производить путем суммирования масс основания опоры, пружинных блоков и шарикового блока.

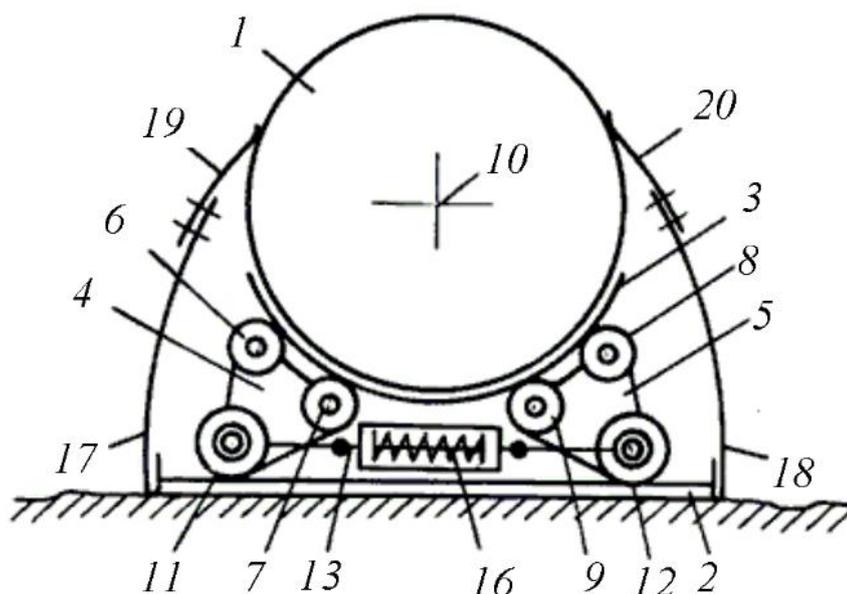
Основание опоры имеет вес 1740 кг. Каждый пружинный блок весит 85 кг. Шариковый блок имеет вес 53 кг.

$$m = 1740 + (85 \cdot 4) + 53 = 2133 \text{ кг} \quad (6)$$

5 Патентный поиск

5.1 Патент монтажной опоры

Опора содержит основание в виде опорной плиты, опорную накладку для трубопровода, размещенную на компенсаторе нагрузки и перемещения трубопровода. Компенсатор состоит из попарно размещенных на траверсах роликов с возможностью их взаимодействия с опорной накладкой и расположенных по разные стороны от оси трубопровода колесных пар. Колесные пары с помощью тяги с регулировочными гайками и пружины кинематически связаны между собой. Оси колесных пар установлены непосредственно на выступающих вниз участках траверс. Пружина сжатия размещена в средней части тяги, выполненной из двух элементов. На внешних относительно оси трубопровода краях опорной плиты закреплены криволинейные с прогибом в сторону от трубопровода заслонки. На верхних частях заслонок закреплены сменные накладки из гибкого эластичного материала с возможностью их контакта с поверхностью трубопровода. На краях опорной плиты, перпендикулярных оси трубопровода, закреплены плоские вертикально ориентированные заслонки аналогичной конструкции. Технический результат: повышение надежности эксплуатации трубопровода и снижение трудоемкости обслуживания в условиях его функционирования при резком сезонном изменении температуры и наличии интенсивных осадков в виде дождя и снега.



1 – трубопровод; 2 – опорная плита; 3 – опорная накладка; 4,5 – траверсы; 5,6,7,8,9 – ролики; 10 – ось; 11,12 – колесные пары; 13 – тяга; 14,15 – регулировочные гайки; 16 – пружина сжатия; 17,18 – заслонки; 19,20 – сменные накладки.

Рисунок 1 – Монтажная опора

Изобретение относится к строительству трубопроводного транспорта, а именно к трубопроводам надземной прокладки, и может быть использовано при прокладке трубопроводов различного назначения, в том числе и в районах с возможностью сейсмического воздействия на трубопровод.

Известна принятая за прототип опора надземного трубопровода, содержащая основание в виде опорной плиты, опорную накладку для трубопровода, размещенную на компенсаторе нагрузки и перемещения трубопровода, состоящем из расположенных по разные стороны от оси трубопровода тележек с колесными парами, кинематически связанных между собой с помощью тяги с регулировочными гайками и пружин, расположенных внутри полых корпусов тележек, на закрепленных на тележках кронштейнах шарнирно установлены качающиеся траверсы треугольной формы с

закрепленными на их концах роликами с возможностью их взаимодействия с опорной накладкой.

Однако известная конструкция опоры надземного трубопровода обладает следующими недостатками: сложностью конструкции компенсатора, что связано не только с увеличенными капитальными затратами, но и повышенной трудоемкостью монтажных работ и работ, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом оборудования трубопровода; возможностью забивания снегом и льдом (при изменениях температуры в зимний период года), а также попаданием влаги в летний период года в компенсаторы, что связано с неизбежным снижением надежности эксплуатации трубопровода за счет снижения эффективности функционирования компенсаторов и даже выхода их из строя; возможностью схода тележек с опорной плиты, особенно при сейсмическом воздействии на трубопровод, что может привести не только к выходу из строя компенсаторов, но и разрушению самого трубопровода.

Техническим результатом изобретения является упрощение конструкции опор, повышение надежности эксплуатации трубопровода и снижение трудоемкости обслуживания в условиях его функционирования при резком сезонном изменении температуры и наличии интенсивных осадков в виде дождя и снега.

Технический результат достигается тем, что в опоре надземного трубопровода, содержащей основание в виде опорной плиты, опорную накладку для трубопровода, размещенную на компенсаторе нагрузки и перемещения трубопровода, состоящем из попарно размещенных на траверсах роликов с возможностью их взаимодействия с опорной накладкой и расположенных по разные стороны от оси трубопровода колесных пар, которые с помощью тяги с регулировочными гайками и пружины кинематически связаны между собой, при этом оси колесных пар установлены непосредственно на выступающих вниз участках траверс, а пружина сжатия размещена в средней части тяги, выполненной из двух элементов, на внешних

относительно оси трубопровода кромках опорной плиты закреплены криволинейные с прогибом в сторону от трубопровода заслонки, на верхних частях которых закреплены сменные накладки из гибкого эластичного материала с возможностью их контакта с поверхностью трубопровода, а на кромках опорной плиты, перпендикулярных оси трубопровода, закреплены плоские вертикально ориентированные заслонки аналогичной конструкции. Колесные пары могут быть выполнены с жесткими или эластичными бандажами колес.

Опора надземного трубопровода 1 содержит основание в виде опорной плиты 2, опорную накладку 3 для трубопровода 1, размещенную на компенсаторе нагрузки и перемещения трубопровода. Компенсатор состоит из попарно размещенных на траверсах 4 и 5 роликов 6, 7 и 8, 9 с возможностью их взаимодействия с опорной накладкой 3 и расположенных по разные стороны от оси 10 трубопровода 1 колесных пар 11 и 12, которые с помощью тяги 13 с регулировочными гайками 14, 15 и пружины сжатия 16 кинематически связаны между собой. При этом оси колесных пар 11 и 12 установлены непосредственно на выступающих вниз участках траверс 4 и 5. Пружина сжатия 16 размещена в средней части тяги 13, выполненной из двух элементов. На внешних относительно оси 10 трубопровода 1 кромках опорной плиты 2 закреплены криволинейные с прогибом в сторону от трубопровода заслонки 17 и 18, на верхних частях которых закреплены сменные накладки 19 и 20 из гибкого эластичного материала с возможностью их контакта с поверхностью трубопровода 1. На кромках опорной плиты 2, перпендикулярных оси 10 трубопровода 1, закреплены плоские вертикально ориентированные заслонки аналогичной конструкции. Колесные пары 11 и 12 могут быть выполнены с жесткими или эластичными бандажами колес.

В процессе эксплуатации трубопровода 1 обеспечивается компенсация нагрузок и перемещений трубопровода 1 так же, как и при использовании конструкции опоры аналога. Однако при этом значительно упрощается процесс

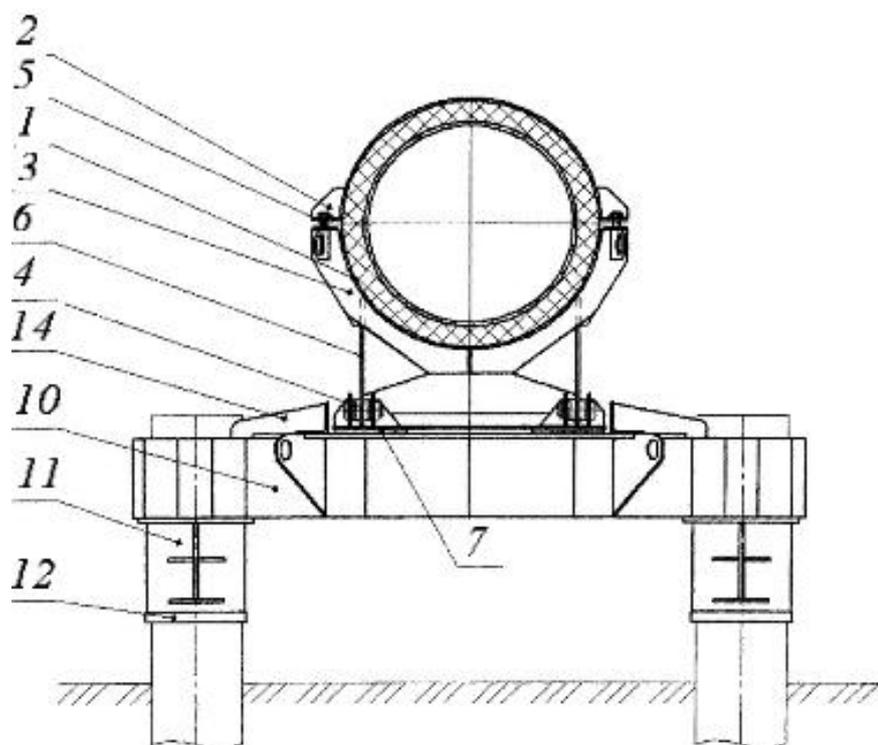
монтажа трубопровода и снижается трудоемкость выполнения ремонтных операций за счет упрощения конструкции опор путем замены тележек с встроенными пружинами на одиночные колесные пары 11 и 12, закрепленные непосредственно на траверсах 4 и 5. Повышается также надежность функционирования компенсаторов. Последнее обстоятельство вызвано тем, что на надежность взаимодействия элементов компенсаторов погодные условия (снегопады, дожди, ветры, смена температур от положительных к отрицательным и наоборот) практически не влияют. Это вызвано тем, что компенсаторы надежно защищены от вредного воздействия заслонками 17, 18. При возможном сейсмическом воздействии на трубопровод 1 исключена возможность схода колесных пар 11 и 12 с опорных плит 2, так как заслонки 17 и 18 являются одновременно и ограничителями поперечных смещений колесных пар 11 и 12. Повышение надежности функционирования опор дополнительно также снижает трудоемкость обслуживания трубопровода 1 за счет увеличения продолжительности межремонтного периода.

Таким образом, отличительные признаки изобретения обеспечивают упрощение конструкции опор, повышение надежности эксплуатации трубопровода и снижение трудоемкости обслуживания в условиях его функционирования при резком сезонном изменении температуры и наличии интенсивных осадков в виде дождя и снега [11].

5.2 Патент скользящей опоры

Опора трубопровода содержит взаимодействующие подвижную и неподвижную части. Подвижная часть включает полуцилиндрический ложемент с полукольцевыми ребрами жесткости на внешней стороне ложемента, разъемные полухомуты для фиксации трубопровода в ложементе, боковые щеки, жестко приваренные к ложементу и подвижно закрепленные к подошве опоры посредством шарнирного соединения. Подошва выполнена с

возможностью скользящего перемещения по поверхности неподвижной части опоры. Опорный узел представляет собой опорную муфту, свободно с зазором установленную на двух жестко соединенных со сваей фундамента полукольцах, на которой размещена опорная плита с отверстием, соответствующим внутреннему диаметру муфты. Плита соединена с муфтой вертикальными косынками и горизонтальными ребрами жесткости. Технический результат: равномерность распределения нагрузки от трубопровода на неподвижную часть опоры, обеспечение возможности смещения подвижной части опоры трубопровода в заданных проектных режимах.



1 – ложемент; 2 – полухомуты; 3 – шпангоуты (ребра жесткости); 4 – шарнирное соединение; 5 – болтовое соединение; 6 – боковые щеки; 7 – антифрикционные прокладки; 8 – порог подошвы; 9 – подошва; 10 – стол-ростверк; 11 – муфта опорная; 12 – полукольца.

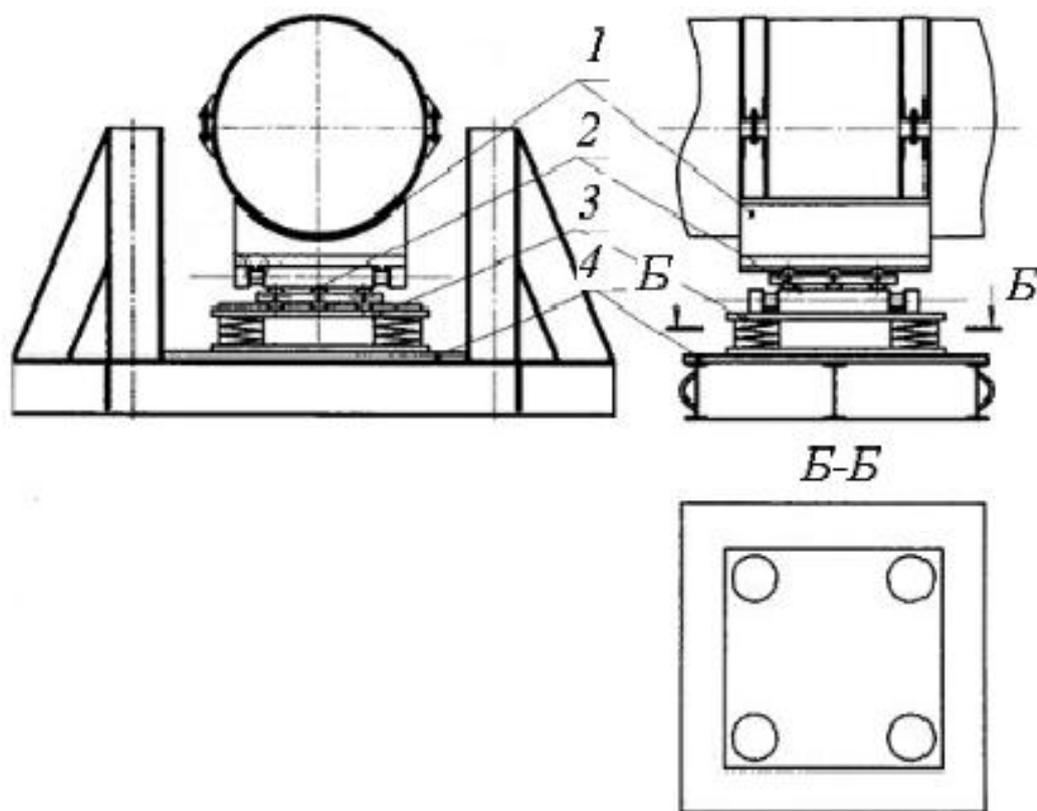
Рисунок 2 – Опора с подвижной частью

К недостаткам известного технического решения можно отнести достаточно большое количество соединений, стяжек и креплений, винтов и гаек для регулировки по высоте, что создает определенные ограничения в способах использования данного изобретения, а также некоторые трудности при проведении ремонта и профилактического осмотра опоры. Опора спроектирована с большим количеством труднодоступных для осмотра мест, поэтому при необходимости проведения хотя бы частичного ремонта, потребуется произвести разборку опоры. Кроме того, отсутствие жесткой связи между сваями может привести к отклонению свай при пучении грунта и падению опор.

Основным недостатком данной конструкции является наклонное расположение скользящей поверхности опоры, что увеличивает нагрузку на трубопровод при эксплуатации на грунтах с уклоном. Кроме того, конструкция не содержит ограничителей перемещения опоры, что создает определенные риски перемещений, выходящих за рамки проектных [12].

5.3 Патент пружинной опоры

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту и может быть использована при сооружении и ремонте магистральных трубопроводов различного назначения, прокладываемых в районах с подвижными или пучинистыми грунтами и в сейсмоопасных зонах. Цель полезной модели – обеспечить возможность изменения угла наклона и поворота трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а так же поворота трубопровода вокруг продольной оси. Поставленная цель достигается установкой блока с четырьмя пружинами, который даст возможность трубопроводу изменить свое положение в любом направлении, а так же тем, что пазы у катков расширены, что позволяет трубопроводу поворачиваться в горизонтальной плоскости на определенный угол. Схема опоры представлена на рисунке 3.



1 – ложемент; 2 – катковый блок; 3 – пружинный блок; 4 – пазы.

Рисунок 3 – Пружинная опора

Аналогом является опора свободноподвижная, состоящая из ложемента с хомутом и двухрядного каткового блока. Недостатком аналога является невозможность поворота в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Наиболее близкой по технической сути и достигаемому результату является опора катковая пружинная для трубопроводов, включающая скользящую хомутовую опору, пружинный блок с одной пружиной, расположенной по центру опоры устройства, двухрядный катковый блок. Опоры катковые пружинные трубопроводов.

Недостатком прототипа является то, что одна пружина, расположенная по центру, не способна обеспечить устойчивое положение конструкции. При неравномерном изменении угла наклона оси трубопровода, а также при

повороте вокруг продольной оси болты не позволят изменить положение опорной конструкции в ту или иную сторону. Пазы у катков недостаточно расширены, чтобы опора могла совершить поворот в горизонтальной плоскости.

Цель полезной модели – обеспечить возможность изменения угла наклона и поворота трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а также поворота трубопровода вокруг продольной оси.

Поставленная цель достигается установкой под двухрядным Катковым блоком дополнительного блока с четырьмя пружинами; кроме того пазы катков расширены до размера равного трем размерам ширины направляющей.

Устройство работает следующим образом: если трубопровод перемещается в горизонтальной плоскости по двум перпендикулярным друг другу направлениям, то перемещение происходит в катковом блоке 2; если трубопровод перемещается в вертикальной плоскости и (или) совершает поворот вокруг продольной оси - поворот и перемещение обеспечиваются пружинным блоком 3. Если же трубопровод поворачивается в горизонтальной плоскости, то поворот происходит за счет расширенных пазов у катков.

Ограничители устанавливаются с целью предотвращения схода трубопровода с опоры. Установка блока с четырьмя пружинами даст возможность трубопроводу изменить свое положение в любом направлении. Пазы у катков расширены, что позволяет трубопроводу поворачиваться в горизонтальной плоскости на определенный угол.

Предлагаемая конструкция опоры трубопровода дает возможность трубопроводу перемещаться в вертикальной плоскости, вращаться вокруг продольной оси, а также появляется возможность поворота трубопровода в горизонтальной плоскости [13].

6 Техническое предложение

6.1 Описание конструкции

В данной опоре предлагается объединить несколько типов подвижных опор, а именно пружинные и шариковые. Опору предлагается изготовить в виде конструкции с железобетонным основанием. На данную конструкцию установить 4 пружинных блока Т26.09. Данные блоки компенсируют нагрузки в вертикальной плоскости. Сверху на блоки установить шариковую опору, которая в свою очередь будет являться ложементом. Данная конструкция компенсирует горизонтальные деформации. Пружинные блоки, шариковая опора и модернизированная конструкция представлены на рисунках 4, 5, 6.

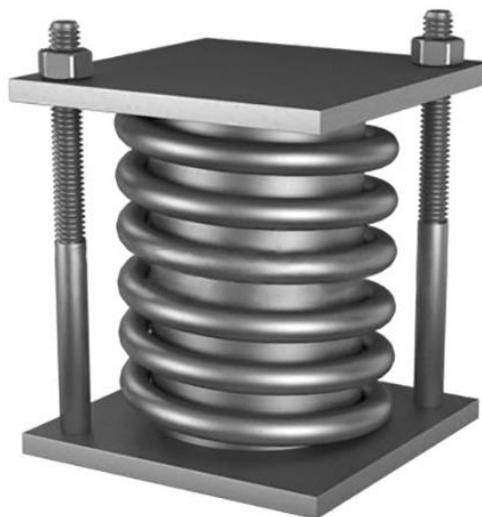


Рисунок 4 – Пружинная опора

Пружинные блоки для опор изготавливаются на заказ и имеют обозначения Т26.09. Данные блоки выдерживают нагрузку до 4955 кгс и имеют вес 85 кг. Для изготовления опоры потребуется 4 таких блока.



Рисунок 5 – Шариковая опора

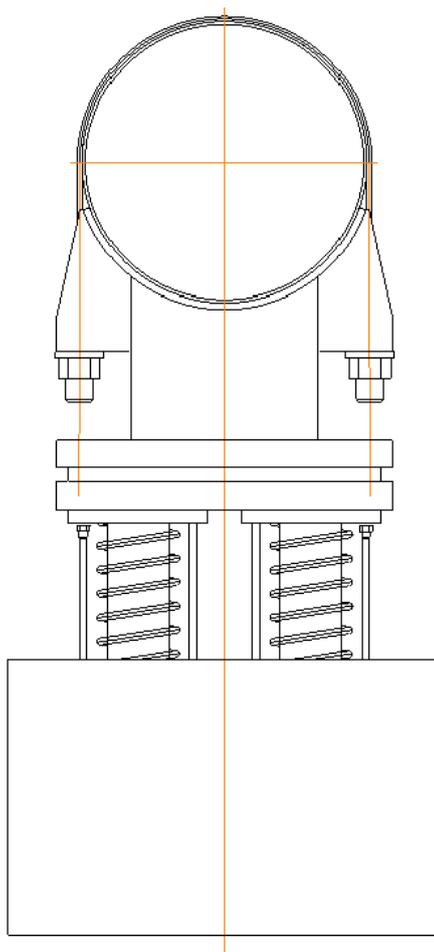


Рисунок 6 – Общий вид конструкции

6.2 Принцип работы

Принцип работы модернизированной опоры заключается в том, что опора совмещает в себе 2 стандартные опоры, за счет этого появляется возможность компенсировать нагрузки в трех плоскостях. Вертикальные нагрузки компенсируются при помощи четырех пружин, установленных на основании, а горизонтальные нагрузки компенсируются за счет шариков, конструктивно входящих в состав ложементов, на котором закреплен трубопровод. Это позволяет ложементу совершать небольшие перемещения, тем самым компенсируя нагрузку, которая приходится на опору.

6.3 Рекомендации по эксплуатации

Модернизированная опора собирается заводом изготовителем и поставляется Заказчику уже в готовом виде. Завод в свою очередь, изготавливает отдельно железобетонное основание, отдельно заказывает у поставщиков шариковый и пружинные блоки.

При изготовлении железобетонного основания следует сделать четыре формовки под штоки пружинных блоков. Нижнюю часть пружинного блока заливают бетоном, тем самым крепко фиксируя ее. Далее устанавливается пружина и притягивается к шпилькам при помощи гаек к верхней части пружинного блока. В дальнейшем к верхней части пружинного блока с помощью болтов закрепляют шариковый блок, который состоит из четырех частей: шариков, сепаратора служащего для сдерживания шариков, а так же верхней и нижней плитами, в которых конструктивно предусмотрены отверстия для головок болтов и гаек. Шариковый блок объединен с ложементом, на который при помощи хомута крепится трубопровод.

В таком виде конструкция поступает к Заказчику [14].

6.3.1 Рекомендации по монтажу

При установке подвижных опор трубопроводов должны быть учтены перемещения трубопроводов.

Установка подвижных элементов проводится до протаскивания труб по футлярам. Устанавливая крепления, стоит следить за сохранением заводской целостности конструкции.

Металлические футляры следует изолировать при помощи бесшовного гидроизоляционного материала. На стык опоры и футляра наносится слой смазки для минимизации трения. После установки конструкции осуществляется приварка хомутов. Для надежности крепления также выполняется их стяжка. После завершения всех работ, место сварки лучше окрасить для дополнительной защиты.

Монтаж подвижных опорных конструкций происходит одновременно с прокладкой линейной части. Для его осуществления нет необходимости пользоваться специальной техникой. Для обеспечения надежности соединения применяются дуговая сварка.

Установка опорной конструкции осуществляется на бетонное основание. Оно происходит с определённым шагом для удобства возможного беспрепятственного ремонта участка магистрали.

При надземной сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке, а так же в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов [15].

6.3.2 Рекомендации по обслуживанию

Подвижная опора должна всей плоскостью скольжения лежать на рабочей поверхности плиты. Корпус опоры должен быть сдвинут на длину теплового перемещения трубопровода по отношению к плите опоры в сторону,

обратную направлению перемещения. Скользящие поверхности подвижных опор, катки и шариковые обоймы должны быть натерты графитом для уменьшения трения.

Тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых перемещений, должны быть установлены отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые перемещения, должны быть установлены с наклоном, равным половине длины теплового перемещения. Наклон тяги должен быть в сторону, обратную направлению теплового перемещения трубопровода.

Пружины подвесок должны быть отрегулированы на предварительный натяг согласно проектному чертежу или ремонтному формуляру [16].

7 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта будет проведен расчет затрат на изготовление опоры надземного магистрального нефтепровода, расчет затрат на монтаж данной конструкции, ее обслуживания а так же подсчитана стоимость ремонта нефтепровода в случае его разрушения.

На данный момент существуют следующие опорные конструкции:

- подвижные;
- скользящие;
- неподвижные;
- подвески и специализированные крепления.

В свою очередь подвижные опоры делятся на:

- шариковые
- пружинные
- хомутовые

Моим предложением является объединить 2 вида подвижных опор пружинные и шариковые.

Преимуществом новой конструкции является то, что существующие опоры позволяют компенсировать перемещения трубопровода максимально по двум направлениям, либо продольное и вертикальное, либо продольное и поперечное относительно оси трубопровода, а конструкций обеспечивающих продольное, поперечное и вертикальное перемещения согласно результатам патентного поиска не выявлено [17].

7.1 Расчет затрат на ремонт участка нефтепровода

Если в тех местах, где допустимы колебания трубопровода, установить неподвижную опору, то со временем будет происходить разрушение металла трубы, что в последствии приведет к ремонту поврежденного участка трубопровода.

Стоимость ремонта участка нефтепровода включает в себя следующие расчеты:

- амортизация оборудования;
- оплата труда;
- стоимость материалов;
- отчисления на социальные нужды.

Для примера возьмем районом проведения работ 24 регион [18].

7.1.1 Расчет количества человек необходимых для ремонта трубопровода

Определим количество человек необходимых для ремонта 2 км трубопровода при общей трудоемкости 59616 чел/час принимаемая по унифицированным нормам, если время работы одного человека в год составляет 1973 часа:

$$N = \frac{OT}{t_{p1}}, \quad (7)$$

где OT – общая трудоемкость;

t_{p1} – время работы одного человека.

$$N = \frac{59616}{1973} = 31 \text{ чел.}$$

Определим количество смен, за которое будет произведен ремонт трубопровода:

$$K = \frac{OT / 12}{N}, \quad (8)$$

где OT – то же, что и в формуле 7;

N – то же, что и в формуле 7;

12 – продолжительность рабочего дня.

$$K = \frac{59616 / 12}{31} \text{ смен. [19]}$$

7.1.2 Расчет фонда оплаты труда

Определения заработной платы сварщика за один день:

$$Z_n = \frac{O}{P_\delta}, \quad (9)$$

где O – оклад рабочего, руб.;

P_δ – количество рабочих дней в месяце.

Определение заработной платы за весь ремонт нефтепровода:

$$Z_{n1} = Z_n \cdot C_p, \quad (10)$$

где Z_n – то же, что и в формуле 9;

C_p – количество рабочих смен (дни).

Определение суммы премии:

$$P = Z_{n1} \cdot K_n, \quad (11)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий премиальные выплаты;

Z_{n1} – то же, что и в формуле 10.

Определение основной заработной платы:

$$Z_{n0} = Z_{n1} \cdot P, \quad (12)$$

где Z_{n1} – то же, что и в формуле 10;

P – то же, что и в формуле 11.

Определение дополнительной заработной платы:

$$Z_{n\partial} = Z_{n1} \cdot K_i, \quad (13)$$

где Z_{n1} – то же, что и в формуле 10;

K_i – коэффициент, учитывающий доплаты и надбавки к тарифным ставкам и окладам за работу с тяжелыми и вредными условиями труда.

Определение суммы заработной платы с учетом районного коэффициента и северной надбавки:

$$Z_{нк} = (Z_{n0} + Z_{нд}) \cdot K_p, \quad (14)$$

где Z_{n0} – то же, что и в формуле 12;

$Z_{нд}$ – то же, что и в формуле 13;

K_p – районный коэффициент и северная надбавка.

$$Z_n = \frac{14000}{22} = 636,3 \text{ руб};$$

$$Z_{n1} = 636,3 \cdot 160 = 101808 \text{ руб};$$

$$П = 101808 \cdot 0,5 = 50904 \text{ руб};$$

$$Z_{n0} = 101808 + 50904 = 152712 \text{ руб};$$

$$Z_{нд} = 152712 \cdot 0,2 = 30542 \text{ руб};$$

$$Z_{нк} = (152712 + 30542) \cdot 0,6 = 109952 \text{ руб};$$

Определим общую заработную плату:

$$Z_{нобщ} = 152712 + 30542 + 109952 = 293206 \text{ руб}.$$

Результаты расчетов сведены в пунктах 7.1.3 и 7.1.4 [20].

7.1.3 Расчет затрат на ремонт при подъеме нефтепровода трубоукладчиками

Результаты расчетов фонда оплаты труда при подъеме нефтепровода трубоукладчиками приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Фонд оплаты труда при подъеме нефтепровода трубоукладчиками

Наименование профессии	Кол-во	Тар. ставка день, руб.	Тар. фонд ЗП, руб.	Премия		Осн. ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Район. коэф.	Общий фонд ЗП, руб.
				%	Сумма				
Сварщик	6	636,3	935424	50	467712	916272	183252	659714	1403136
Бульдозерист	4	493,1	260352	50	130176	473376	94675	340828	908881,92
Маш. Т/У	3	427,3	169236	50	84618	307656	61531	221511	590699,52
Крановщик	2	448,1	118296	50	59148	215088	43017	154862	412968,96
Экскаватор	3	450	178200	50	89100	324000	64800	233280	622080
Водитель	5	329,4	217440	50	108720	395280	79056	284600	758937,6
Водитель болотохода	1	364,1	48060	50	24030	87384	17476	62916	167777,28
Механик	1	487,9	64404	50	32202	117096	23419	84309	224824,32
Начальник участка	2	905,7	239112	50	119556	434736	86947	313010	834693,12
Мастер участка	2	814,3	214992	50	107496	390864	78172	281422	750458,88
Повар	2	274,1	72360	50	36180	131568	26313	94728	252610,56
Охрана	1	314,7	41544	50	20772	75528	15105	54380	145013,76
Итого									7072082

Зная общий фонд заработной платы рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, которая составляет 30 % .

Социальные нужды:

$$CH = \frac{OF \cdot 30}{100}, \quad (15)$$

где OF – общий фонд ЗП.

$$\frac{7072082 \cdot 30}{100} = 2121624,6 \text{ руб.}$$

Для определения суммы амортизации основных средств необходимо найти их полную стоимость. Полную стоимость рассчитаем с учетом стоимости транспортных расходов и стоимости монтажа, которые составляют соответственно 2 % и 5 % от стоимости всего оборудования.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта трубопровода с помощью трубоукладчика сводим в таблицу 4 [21].

Таблица 4 – Потребность в оборудовании для ремонта трубопровода

Наименование	Марка	Количество	Цена ед., Руб.	Стоимость всего Оборудования, руб.	Транспортные Расходы (2 %), руб	Стоимость монтажа (5 %), руб.	Полная стоимость, руб.
Трубоукладчик	ТГ-503	3	1750000	5250000	105000	26250	5617500
Одноковшовый экскаватор	ЕТ-25	2	1300000	2600000	52000	130000	2782000
Бульдозер	ЧТД	3	1346000	4038000	80760	201900	4320660
Передвижная сварочная установка	УС-41	4	173000	692000	13840	34600	740440

Окончание таблицы 4

Наименование	Марка	Количество	Цена ед., Руб.	Стоимость всего Оборудования, руб.	Транспортные Расходы (2 %), руб	Стоимость монтажа (5 %), руб.	Полная стоимость, руб.
Очистная машина	ОМ-121	1	342000	342000	6840	17100	365940
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1	500000	500000	10000	25000	535000
Агрегат распылительный	УРН	1	1280000	1280000	25600	64000	1369600
Подъемное устройство		2	960000	1920000	38400	96000	2054400
Кран автомобильный	КС-3574	2	1020000	2040000	40800	102000	2182800
Автоцистерна для перевозки топлива	АЦТ 46102	3	850000	2550000	51000	127500	2728500
Газоанализатор	АНТ-2М	3	5250	15750	315	787,5	16852,5
Шлифовальная машинка		6	3700	22200	444	1110	23754
Насос	НШ-300	1	5200	5200	104	260	5564
Электростанция	КТП-25 кВА	1	84000	84000	1680	4200	89880
Итого							22832890

7.1.4 Расчет затрат на ремонт при подъеме нефтепровода подъемным устройством

Результаты расчетов фонда оплаты труда при подъеме нефтепровода подъемным устройством приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Фонд оплаты труда при подъеме нефтепровода подъемным устройством

Наименование профессии	Кол-во	Тар ставка день, руб.	Тар. фонд ЗП, руб.	Премия		Осн. ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Район. Коэф.	Общий фонд ЗП, руб.
				%	Сумма				
Сварщик	6	636,3	935424	50	467712	916272	183252	659714	1403136
Бульдозерист	3	493.1	260352	50	130176	355032	71064	255621	681661
Маш. Т/У	2	427.3	112824	50	56412	205104	41020	147674	393799
Крановщик	2	448.1	118296	50	59148	215088	43017	154862	412968,9
Экскаваторщик	2	450	118800	50	59400	216000	43200	155520	414720
Водитель	4	329,4	173952	50	86976	316224	63244	227680	607150
Водитель болотохода	1	364,1	48060	50	24030	87384	17476	62916	167777,2
Механик	1	487,9	64404	50	32202	117096	23419	84309	224824,3
Начальник участка	2	905,7	239112	50	119556	434736	86947	313010	834693,1
Мастер участка	2	814,3	214992	50	107496	390864	78172	281422	750458,8
Повар	2	274,1	72360	50	36180	131568	26313	94728	252610,5
Охрана	1	314,7	41544	50	20772	75528	15105	54380	145013,7
Итого									6288813

Социальные нужды:

$$CH = \frac{OF \cdot 30}{100}, \quad (16)$$

где OF – общий фонд ЗП.

$$\frac{6288813 \cdot 30}{100} = 1886644 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта трубопровода с помощью подъемного устройства сводим в таблицу 6 [22].

Таблица 6 – Потребность в оборудовании для ремонта трубопровода

Наименование	Марка	Количество	Цена ед., руб.	Стоимость всего Оборудования, руб.	Транспортные Расходы (2 %), руб.	Стоимость монтажа (5 %), руб.	Полная стоимость, руб.
Трубоукладчик	ТГ-503	6	1750000	1050000	210000	525000	3535000
Одноковшовый экскаватор	ЕТ-25	2	1300000	2600000	52000	130000	2782000
Бульдозер	ЧТД	3	1346000	4038000	80760	201900	4320660
Передвижная сварочная установка	УС-41	4	173000	692000	13840	34600	740440
Очистная машина	ОМ-121	1	342000	342000	6840	17100	365940
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1	500000	500000	10000	25000	535000
Агрегат	УРН	1	1280000	1280000	25600	64000	1369600

Окончание таблицы 6

Наименование	Марка	Количество	Цена ед., руб.	Стоимость всего Оборудования, руб.	Транспортные Расходы (2 %), руб.	Стоимость монтажа (5 %), руб.	Полная стоимость, руб.
Кран автомобильный	КС-3574	2	1020000	2040000	40800	102000	2182800
Автоцистерна для перевозки топлива	АЦТ 46102	3	850000	2550000	51000	127500	2728500
Газоанализатор	АНТ-2М	3	5250	15750	315	787,5	16852,5
Шлифовальная машинка		6	3700	22200	444	1110	23754
Насос	НШ-300	1	5200	5200	104	260	5564
Электростанция	КТП-25 кВА	1	84000	84000	1680	4200	89880
Итого							18695991

7.1.5 Ведомость потребности в основных конструкциях, изделиях и материалах

Потребность в основных конструкциях, изделиях и материалах рассчитывается на основе объемов ремонтных и специальных работ, указанных в записке. Результаты расчетов представлены в таблице 7 [23].

Таблица 7 – Ведомость потребности в основных конструкциях, изделиях и материалах

Наименование	Единица измерения	Коли- ество	Цена за единицу, руб.	Стоимость всего
Арматурная сталь и закладные детали	т	0,1	13200	1320
Рубероид	м ²	216,0	640	138240

Окончание таблицы 7

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Стоимость всего
Гидроизол	м ²	175,0	892	156100
Битум	Т	1,1	12000	13200
Стеклорубероид	м ²	913,0	637	581581
Полимерная лента	м ²	2116,5	643	1360909
Солидол	Т	0,8	3000	2400
Полиматериалы	м ³	21,6	777	16783,2
Полиэтиленовая пленка	м ²	550,0	210	115500
Керосин	кг	5940	6	35640
Диз. Топливо	кг	4650	6	27900
Итого				2449573,2
Транспортные расходы 5 %				122478,66
Итого				2572051,86

7.1.6 Расчет амортизационных отчислений

Далее производим расчет амортизационных отчислений. Результаты заносим в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений.

Наименование	Марка	Количество	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 месяц, руб.
Трубоукладчик	ТГ-503	3	10272000	20	171200
Одноковшовый экскаватор	ЕТ-25	2	2782000	20	46366,667
Бульдозер	ЧТД	3	4320660	20	72011
Передвижная сварочная установка	УС-41	4	740440	10	12340,667

Окончание таблицы 8

Наименование	Марка	Количество	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 месяц, руб.
Очистная машина	ОМ-121	1	365940	20	6099
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1	535000	20	8916,6667
Агрегат распылительный	УРН	1	1369600	20	22826,667
Подъемное устройство		2	2054400	20	34200
Кран автомобильный	КС-3574	2	2182800	20	36380
Автоцистерна для перевозки топлива	АЦТ 46102	3	2728500	20	45475
Газоанализатор	АНТ-2М	3	16852,5	10	280,875
Шлифовальная машинка		6	23754	10	395,9
Насос	НШ-300	1	5564	10	92,733333
Электростанция	КТП-25 кВА	1	89880	10	1498
Итого					458083,18

При ремонте трубопровода с помощью трубоукладчиков количество необходимого оборудования остается таким же, как при ремонте с помощью подъемного устройства, за исключением количества трубоукладчиков, поэтому амортизация основных средств составляет 543683,18 [24].

7.1.7 Сравнение стоимости ремонта при укладке нефтепровода трубоукладчиком и подъемным устройством

Таблица 9 – Сравнение стоимости ремонта при укладке нефтепровода трубоукладчиком и подъемным устройством, руб.

Наименование	Трубоукладчик	Подъемное устройство
Фонд оплаты труда	7072082	6288813
Потребность в оборудовании	22832890	18695991
Потребность в основных конструкциях	2572051,86	2572051,86
Амортизационные отчисления	458083,18	543683,18
Итого	32935107	28100539

Для наглядности отразим результаты сравнения затрат при использовании трубоукладчика и подъемного устройства на рисунке 7.

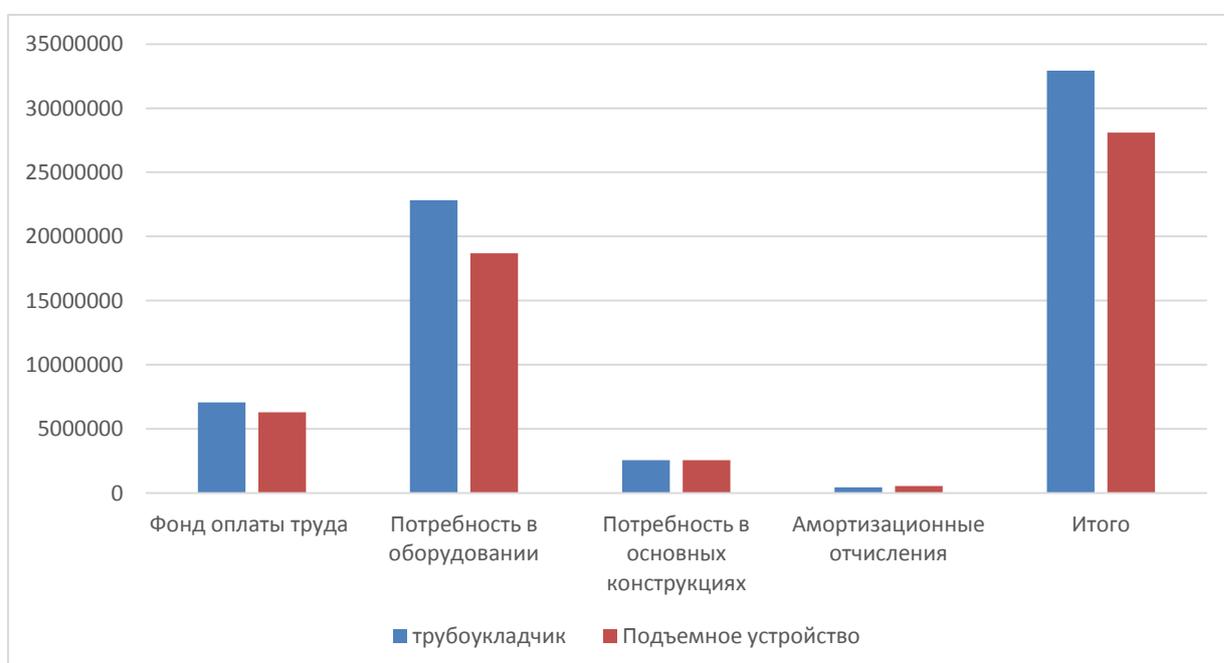


Рисунок 7 – Сравнение стоимости ремонта при укладке нефтепровода трубоукладчиком и подъемным устройством

На основании графика можно сделать вывод о том, что стоимость ремонта при укладке нефтепровода подъемным устройством дешевле, чем при укладке трубоукладчиком на 4920168 руб. [25].

7.2 Расчет затрат на изготовление опоры магистрального нефтепровода

Стоимость затрат на изготовление опоры нефтепровода рассчитывается как сумма стоимости изготовления опоры и стоимости изготовления пружинных блоков. В данной опоре используется 4 пружинных блока.

Исходными данными для расчета затрат на изготовление опор являются стоимость металла 40000 рублей за тонну, стоимость изготовления 100000 рублей за тонну. (красноярский завод металлоконструкций)

Стоимость изготовления одного пружинного блока равна 13030 рублей. (ссылка на источник)

Стоимость изготовления непосредственно самой опоры рассчитывается исходя из веса опоры.

Вес опоры приблизительно равен 1793 кг без пружинных блоков.

Стоимость металла для изготовления данной опоры составит 71720 рублей, а стоимость изготовления опоры 174000 рублей.

Суммарная стоимость опоры: 245720 рублей.

В расчете стоимости ремонта трубы взят участок протяженностью 2 км. Нужно определить сколько опор будет установлено на данном участке. Данные опоры устанавливаются вдоль нефтепровода каждые 24 м. [26].

$$Q = \frac{2000}{24} \approx 84шт \quad (17)$$

Полученные данные занесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Изготовление опоры

Детали	Цена за 1 тонну, руб.	Вес 1 штуки, кг	Цена за 1 штуку, руб.	Количество	Стоимость с НДС, руб.
Металл для опоры	40000	1793	71720	84	6024480
Стоимость изготовления опоры	100000	1793	174000	84	14616000
Пружинный блок			13030	336	4378080
Итого:					25018560

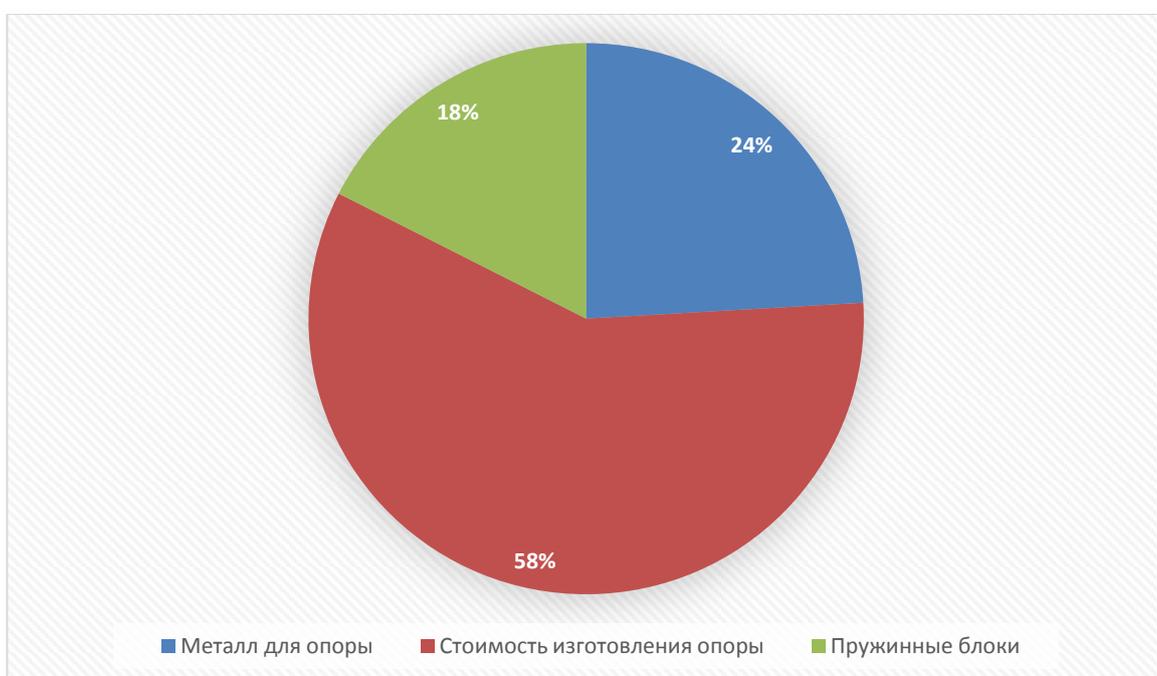


Рисунок 8 – Изготовление опор

8 Безопасность жизнедеятельности

Главной целью производственной безопасности является стремление к полному 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.

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах распространения вечномёрзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия: овраги, реки, имеющие неустойчивое русло; реки с крутыми берегами; каналы и т.д. [27].

8.1 Работа в условиях крайнего севера

Лица, направляемые на работы в районы Крайнего Севера и приравненные к ним районы, должны пройти предварительный медосмотр для определения пригодности их к работе в условиях сурового климата.

Рабочих, направленных в эти районы, следует обучить до начала работ правилам техники безопасности по особой программе. Программой обучения должны предусматриваться правила ориентации на местности в условиях Крайнего Севера и по оказанию доврачебной помощи при обморожении.

Передвижные вагоны-домики должны изготавливаться с учетом их эксплуатации в условиях Крайнего Севера для поддержания в них нормальной температуры (от 24 до 26 °С).

Рабочие места на сварочных базах и на трассе по сварке неповоротных стыков, а также при других работах следует обеспечивать средствами индивидуального обогрева и защиты от ветра, атмосферных осадков (укрытие, переносные щиты, тенты и т.п.).

Всех работающих летом необходимо обеспечить защитными и отпугивающими средствами для борьбы с гнусом (сетки Павловского, химические вещества – диэтилтулоамид, бензимин и др.) и проинструктировать о порядке пользования ими.

Строительная организация обязана организовать регулярную связь с ближайшей метеорологической станцией и своевременно оповещать свои подразделения о предстоящей перемене погоды (пурга, ураганный ветер, снегопад и т.п.).

Всему личному составу строительно-монтажных участков и жилых городков запрещается уходить со строительного объекта или из жилого городка без разрешения руководителя работ или коменданта. Последние, давая разрешение на отлучку, обязаны узнать маршрут уходящего.

В необжитых районах все работники должны быть ознакомлены с географической схемой и особенностями района, правилами ориентирования на местности и обучены обращению с компасом.

В каждой группе, работающей вдали от других групп, руководитель работ (прораб, мастер) должен назначать старшего, знающего специфические условия Крайнего Севера. Этот рабочий должен принимать меры по обеспечению безопасности всей группы в случае плохой погоды или при других неблагоприятных условиях [28].

Рабочие, отправляющиеся по незнакомому и дальнему маршруту, должны брать с собой схему местности, компас, топор, большой нож, спички в непромокаемой упаковке, неприкосновенный запас продуктов на каждого и по пути следования оставлять ориентиры в виде срубленных ветвей, флажков и т.п.

Сбившиеся с правильного направления должны вернуться к исходному пункту по своим ориентирам. В случае отсутствия ориентиров необходимо проверить местонахождение по карте, компасу и идти по направлению к реке, дороге, просеке и т.п. Руководителем работ должны быть организованы розыски заблудившихся. Для этого следует использовать все доступные транспортные средства и помощь местного населения.

При работе в зимних условиях бригады рабочих должны иметь запасы страховочных пеньковых веревок для сбора в безопасное место в случае неблагоприятной погоды.

Передвигаться по топким болотам, непрочному льду, опасным переходам через пески или крутые овраги разрешается только после предварительного обследования и принятия мер для безопасного перехода или переезда.

Группа лиц, назначенная на обследование дороги, должна быть обеспечена рацией, и ей должен быть установлен срок возвращения и лагерь. При отсутствии от нее в установленный срок сведений должен быть организован поиск другой группой, также оснащенной необходимыми средствами [29].

Дороги, эксплуатируемые в тундре или других местах, должны обеспечивать безопасное следование транспорта. Для этого необходимо устраивать лежневые дороги, гати, промораживать дороги или укреплять их другими способами. На всем протяжении дорога должна быть обозначена вехами высотой 2,5 м, устанавливаемыми через 50 м на расстоянии 1 м от обочины. В соответствии с проектом организации строительства на дорогах должны быть организованы обогревательные пункты (передвижные вагончики).

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует ограничивать их нагрузку, учитывая повышенную хрупкость металла при низкой температуре, указываемую в паспорте данной машины. Не разрешается направлять в длительные рейсы одиночные машины (число их должно быть не

менее двух). Водители транспортных средств перед отправлением в рейс должны быть проинструктированы о мерах безопасности в пути следования. В путевом листе должна быть запись: «Машина исправна, пригодна к следованию в дальний рейс». В пути следования интервалы между отдельными машинами не должны превышать 100 м.

Каждая группа машин с рабочими, направляемая в дальний рейс, должна быть обеспечена необходимым инструментом, инвентарем, запасом продуктов, рацией, палаткой с каркасом, обогревательным прибором, аптечкой, пеньковыми канатами, сигнальными ракетами, запасом топлива, карманными электрическими фонарями и спичками в непромокаемой упаковке.

В случае невозвращения машин из рейса в установленный срок администрация строительной организации должна немедленно организовать розыск и оказание помощи.

Во время пурги находящиеся в пути машины должны остановиться. Между отдельными машинами автоколонны следует натянуть пеньковый канат для пользования им во время перехода от одной машины к другой.

Проезжать по исследованным рекам следует в сопровождении проводника из местных жителей. Опасные места надо обследовать на лодках или плотках, в отдельных случаях обходить их с переноской грузов по берегу, а лодку сопровождать, удерживая канатом. При ветре 6 баллов и более, а также во время тумана или ледохода запрещается плавание на лодке или плоту. Нельзя допускать к управлению лодкой или плотом лиц, не имеющих соответствующего опыта.

При переправе через реку вброд необходимо: исследовать брод, обвязав себя веревкой, конец которой фиксируется на берегу; переходить брод только при глубине воды не более 0,6 м при скорости течения до 3 м/с и не более 0,4 м при скорости более 3 м/с [30].

8.2 Работа в условиях болотистой местности

Укладку трубопровода через болота в летнее время следует осуществлять при условии выявления несущей способности и устройства вдоль трассы лежневой дороги достаточной ширины для выполнения технологических операций, прохода машин и механизмов.

В летних условиях в болотах небольшой протяженности допускается прокладка трубопровода методом сплава или протаскивания с предварительной разработкой технологических карт на проведение работ.

Топкие болота должны обследоваться группой рабочих не менее трех человек под руководством опытного проводника (желательно из местного населения). У каждого рабочего в руках должен быть шест диаметром 5 ... 6 см и длиной не менее 5 м. К поясу рабочего прикрепляется карабином прочная пеньковая веревка, соединяющая рабочих между собой. Встречающиеся на пути окна в болотистой местности следует обходить; их легко заметить, так как обычно они выделяются яркой сочной зеленью [31].

При провале в болото следует немедленно положить жердь поперек «окна» и держать на ней туловище. В крайнем случае – держаться за нее руками, не делая резких движений. Другие рабочие должны подать веревку или другие средства спасения.

При рубке леса на болотах стволы деревьев следует срезать по возможности заподлицо с землей. Это требование необходимо соблюдать особенно на полосе работы строительных механизмов.

Засыпку и обваловку уложенного на болоте трубопровода следует выполнять экскаватором-драглайном, одноковшовым экскаватором на уширенных гусеницах или обычным одноковшовым экскаватором со сланей.

На болотах с низкой несущей способностью следует провести искусственное промораживание поверхности на глубину 30 ... 40 см. Для искусственного промораживания применяются способы, предусмотренные

проектом производства работ (очистка поверхностей от снега, намораживание водой, армирование хворостом и т.п.).

Машины на гусеничном ходу, работающие на болотистых участках, должны иметь люки в крышке кабины или иметь открытые двери кабины [32].

8.3 Расчет вентиляции в помещении для хранения техники

Для монтажа опоры магистрального нефтепровода применяются следующие виды техники: бульдозер, подъемный кран, трубоукладчик и трактор. Данная техника хранится в специально подготовленных боксах, которые требуется обеспечить хорошей вентиляцией.

Вентиляция — это организованный воздухообмен, заключающийся в удалении из рабочего помещения загрязненного воздуха и подачей вместо него свежего наружного (или очищенного) воздуха. В зависимости от назначения вентиляция может быть приточной и вытяжной. Вытяжная вентиляция служит для удаления из помещения загрязненного воздуха и выброса его за пределы цеха или корпуса, приточная — для подачи в помещение чистого воздуха взамен удаленного. В зависимости от способа перемещения воздуха вентиляция может быть естественной (аэрация) или механической. Естественная вентиляция осуществляется за счет разности температур воздуха в помещении и наружного воздуха (тепловой напор) или действия ветра (ветровой напор). Естественная вентиляция может быть организованной и неорганизованной. Наиболее распространенным видом организованной вентиляции является аэрация [33].

Механическая (принудительная) вентиляция устраняет недостатки естественной вентиляции. При механической вентиляции воздухообмен достигается за счет напора, создаваемого центробежным или осевым вентилятором. В зависимости от способа создания воздухообмена различают местную и общеобменную механическую вентиляцию (по месту действия).

Местная вытяжная вентиляция, улавливающая вредные вещества в местах их выделения, позволяет значительно сократить воздухообмен в помещении. Общеобменная вентиляция применяется, когда вредные вещества, теплота, влага выделяются равномерно по всему помещению. На производстве часто устраивают комбинированные системы вентиляции (общеобменную с местной, общеобменную с аварийной и т.п.). Расчет необходимого количества (расхода) воздуха для помещений с тепловыделениями производится по избыткам явной теплоты, для помещений с тепло- и влаговыведениями — по избыткам явной теплоты, влаги и скрытой теплоты, для помещений с газовыделениями — по количеству выделяющихся вредных веществ (из условия обеспечения ПДК). Количество воздуха, подаваемого в помещение, следует определять отдельно для теплого и холодного периода года с учетом его плотности, соответствующей нормальным условиям. Расчет проводится в зависимости от численности работающих, наличия в воздухе рабочей зоны вредных веществ, влаговыведения, избытков теплоты. При расчете учитывается нормируемое значение объема и количества воздуха на одного работающего. Если на одного работающего приходится объем помещения менее 20 м³, то необходимое количество воздуха на каждого работающего составляет не менее 30 м³/ч, при объеме помещения 20 м³ и более — не менее 20 м³/ч. Если в помещении нет аэрации, то норма удельного расхода воздуха принимается 60 м³/ч. Данное нормирование производится при нормальном микроклимате и наличии вредных веществ в воздухе рабочей зоны, не превышающем ПДК [34].

Чрезвычайно опасные – $ПДК \leq 0,1 \text{ мг} / \text{м}^3$;

Высоко опасные – $ПДК = 0,1 \dots 1,0 \text{ мг} / \text{м}^3$;

Умеренно опасные – $ПДК = 1,1 \dots 10,0 \text{ мг} / \text{м}^3$;

Малоопасные – $ПДК \geq 10,0 \text{ мг} / \text{м}^3$.

Расход воздуха $L_{B.B}$ в, м³/ч, при наличии вредных веществ в воздухе рабочей зоны:

$$L_{B.B} = \psi G_{B.B} / (k_1 - k_2), \quad (18)$$

где ψ – коэффициент неравномерности распределения вредных веществ по помещению, $\psi = 1, 2 \dots 2, 0$;

$G_{B.B}$ – масса вредных веществ, поступающих в воздух рабочей зоны,

$$G_{B.B} = 1200 \text{ кг} / \text{ч};$$

k_1 – концентрация вредных веществ в воздухе, удаляемом из помещения, мг/м³, $k_1 > \text{ПДК}$;

k_2 – концентрация вредных веществ в воздухе, поступающем в помещение, мг/м³, $k_2 \leq \text{ПДК}$.

В течении рабочего дня в области рабочей зоны концентрация вредных веществ 0,005 мг/м³.

$$L_{B.B} = 1,6 \cdot 1200 / 0,005 = 38400 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Кратность воздухообмена, показывает сколько раз в час надо сменить воздух в помещении, чтобы концентрация вредных веществ в нём не превышало ПДК.

$$K = \frac{L_{B.B}}{V}, \quad (19)$$

где $L_{B,B}$ – то же, что и в формуле 18;

V – объем помещения, $V = 2000 \text{ м}^3$.

$$K = \frac{38400}{8000} = 4,8.$$

Из полученного результата видно, что для того чтобы концентрация вредных веществ в помещении не превышала предельно допустимой концентрации необходимо менять воздух не меньше чем 4,8 раза в час [35].

Таблица 11 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

Код	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Величина	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
5.00	Тяжесть трудового процесса			-	3.1	1
5.00	Напряженность трудового процесса			-	2	1
4.50	Шум, дБА	80	65	-	3.2	1
4.62	Температура, °С	15-22	22,4	-	2	1
4.64	Влажность, %	15-75	43	-	2	1
4.63	Скорость движения воздуха, м/с	0.1	0,1	-	2	1
4.68	Освещенность, лк	150	160	2	2	0.5
4.67	КЕО, %	0.6	1,3	-	2	0,5
4.66	ТНС, С	19.5 – 23.9	17,8	-	2	0.8
4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	1272	-	3.1	0.8

Окончание таблицы 11

Код	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Азот	2	0.1	7	2	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной аттестационной работе была предложена новая конструкция опоры, проведен примерный расчет ее параметров, а так же описана экономическая целесообразность данного устройства.

Детально были рассмотрены следующие вопросы:

- проведен анализ имеющегося оборудования на рынке;
- предложено новое устройство опоры;
- описан принцип действия и конструктив устройства;
- предложены материалы и комплектующие для изготовления устройства;
- описаны преимущества применения нового устройства;
- описан экономический эффект.

Проанализировав существующие конструкции опор, можно сделать вывод о том, что на рынке нет опор компенсирующих нагрузки сразу в трех плоскостях.

Исходя из расчетов затрат на производство модернизированной опоры видно, что стоимость изготовления новой опоры в разы превышает стоимость обычной, но при использовании новой конструкции разрушение опоры и трубопровода происходит медленнее, поэтому и ремонт участков трубы реже, за счет этого происходит экономия бюджета.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УОСНТ – узел опорного скольжения низкого трения;

ЧТЗ – челябинский трубный завод;

ТУ – технические условия;

ГОСТ – государственный стандарт;

ЗП – заработная плата;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Опоры и подвески трубопроводов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.soiuzdsk.ru/support/support4> (Дата обращения: 08.05.2017).
- 2 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42 – 80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)). – Введ. 01.06.2014. – Москва : Минстрой России, 2014. – 182 с
- 3 Расстояние между опорами при их установке [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://oporamet.ru/articles/rasstoyanie_mezhdu_oporami_pr_ih_ustanovke (Дата обращения: 12.05.2017).
- 4 ГОСТ Р 21.1101 Основные требования к проектной и рабочей документации СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы.
- 5 Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов: утверждены министерством строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности 11 августа 1981 г.
- 6 СНиП 12-03 – 2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. – Взамен СНиП 12-03 – 99* ; введ. 01.09.2001. – Москва : Госстрой России, 2001. – 48 с.
- 7 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85*. – Взамен СНиП II-45-75 ; введ. 01.07.2013. – Москва : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.
- 8 РД 39-30-499 – 80 Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. – Введ. 10.02.1981. – Москва : Миннефтепром, 1981. – 48 с.
- 9 ТИ 34-70-042 – 85. Эксплуатация, ремонт и контроль стационарных трубопроводов сетевой воды. Введ. 02.07.1985
- 10 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.

11 Патент РФ № 2572743, 20.01.2016. Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть») / Лисин Ю.В., Михеев Ю.Б., Бондаренко В.В., [и др.]

12 Патент РФ № 2461758, 20.09.2012. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный университет» / Тарасов Ю.Д., Захарова Н.А., Николаев А.К..

13 Патент РФ № 2056570, 05.04.2006. / Вяхирев Р.И., Чугунов Л.С., Ремизов В.В., Ермилов О.М., Басниев К.С., Коротеев П.С., Власов С.В., Шаммазов А.М., Кононов В.И., Фесенко С.С.

14 РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Взамен «Правил капитального ремонта подземных трубопроводов», 1992 г. ; введ. 01.09.1998. – Москва : Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1998. – 197 с.

15 Рекомендации по определению нагрузок на отдельно стоящие опоры и эстакады под трубопроводы. М., Стройиздат, 1973, 65 с,

16 ОСТ 34-10-616 – 93. Опора приварная. Скользящая и неподвижная. Типы и основные размеры. Введ. 01.01.1994

17 ГН 2.2.5.1313 – 03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 30.04.2003. – Москва : Минздрав России, 2003.

18 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.

19 ГОСТ Р 51858 - 2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 17 с

20 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99*. – Взамен СНиП 2.01.01 - 82 ; введ. 01.01.2013. – Москва : Минстрой России, 2015. – 124 с

- 21 ГОСТ Р 55435 – 2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – Введ. 01.11.2013. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 53 с.
- 22 ГОСТ Р 54907 – 2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения. – Введ. 01.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 20 с.
- 23 РД 153-39.4-067 – 04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 153-39.4-067-00 ; введ. 10.03.2004. – Москва : ОАО «АК «Транснефть» № 2004, 2008. – 52 с.
- 24 РД-01.120.00-КТН-228 – 06 Магистральный нефтепроводный транспорт. Термины и определения. – Введ. 01.08.2006. – Москва : ОАО «АК «Транснефть» № 2006, 2011. – 127 с.
- 25 РД 39-30-499 – 80 Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. – Введ. 10.02.1981. – Москва : Миннефтепром, 1981. – 48 с.
- 26 РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Взамен «Правил капитального ремонта подземных трубопроводов», 1992 г. ; введ. 01.09.1998. – Москва : Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1998. – 197 с.
- 27 ГОСТ 10704 – 91. Трубы стальные электросварные прямошовные. – Введ. 01.01.1993. – Москва, 1991.
- 28 РД 102-011 – 89 Охрана труда. Организационно-методические документы. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989 – 155 с.
- 29 ВСН 008 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Взамен ВСН 2-84 – 82, ВСН 31 – 82, ВСН 201 – 86, ВСН 205 – 86, ОСТ 102-76 – 83 ; введ. 01.01.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1990. – 102 с.

30 ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 93 с

31 Безопасность жизнедеятельности в энергетике : учебник Б40 для студ. высш. учеб. заведений / [В. Г. Ерёмин, В. В. Сафронов, А.Г. Схиртладзе, Г.А.Харламов]. — М. : Издательский центр «Академия», 2010. — 400 с.

32 СНиП III-42 – 80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

33 Ремонт участка нефтепровода [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://vunivere.ru/work55633?screenshots=1> (Дата обращения: 02.05.2017).

34 Определение рабочих нагрузок опор трубопроводов. Методика выбора пружин для подвесок. Характеристики пружин [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/4242436/page:2/> (Дата обращения: 02.05.2017).

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