

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Метод искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот»»

УДК 622.692.4:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Шубин Андрей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В. Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 страниц, 30 рисунков, 42 таблицы, 33 источника, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

Ключевые слова: замораживание, азот, болото, ремонт, котлован, магистральный нефтепровод, обеспечение устойчивости грунта.

Объектом исследования является: методы обеспечения устойчивости грунта в условиях болот для проведения ремонтно-восстановительных работ.

Цель работы – анализ методов повышения устойчивости грунта в условиях болот при ремонтных работах, выбор метода закрепления грунтов и его обоснование.

В процессе работы были тщательно изучены технологии и устройства для ремонта участка нефтепровода в условиях болот ограничения по их применению, достоинства и недостатки каждого.

В результате работы был предложен и обоснован выбор технологии обеспечения устойчивости грунта в условиях болот для проведения ремонтно-восстановительных работ, ограничения по их применению, достоинства и недостатки.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016.

ABSTRACT

Graduate qualification work contains 112 pages, 30 pictures, 42 tables, 26 source of graphic material is designed as a Microsoft PowerPoint presentation.

Keywords: freezing, nitrogen, swamp, repair, foundation pit, the main oil pipeline, to ensure the stability of the soil.

The object of the research is: the methods of providing soil stability under the conditions of wetlands for the repair work.

Purpose - analysis of methods for increasing the stability of the ground in a marsh during repair work, the choice of the method of fixing the soil and its justification.

In the process, we have been carefully studied technology and devices for repair in a section of the pipeline marshes restrictions on their use, advantages and disadvantages of each.

As a result the work, was proposed and justified the choice of providing soil stability technology in the swamps for the repair work, on their application limitations, advantages and disadvantages.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	6
	Обзор литературы	7
1.	Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	9
2.	Методы повышения устойчивости грунта	20
2.1.	Укрепление грунтов способом цементации	20
2.2.	Химическое закрепление грунтов	22
2.2.1.	Способы нагнетания растворов	27
2.3.	Искусственное замораживание грунтов	28
2.3.1.	Замораживание грунтов рассольным способом	28
2.3.2.	Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота	33
3.	Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	38
3.1.	Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована	39
3.2.	Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше его	43
3.3.	Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована	48
3.4.	Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок	55
4.	Расчетная часть	59
4.1.	Расчет трубопроводов против всплытия	59
4.1.1.	Расчет толщины стенки	59
4.1.2.	Расчет геометрических параметров трубы	65
4.1.3.	Расчет параметров балластировки	66
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	72
5.1.	Мобильная станция АКДС – 70М для производства жидкого технического азота	73
5.2.	Расчет производительности при замораживании грунта котлована	77
5.3.	Расчет затрат при замораживании грунта котлована	80
5.4.	Экономическая эффективность замораживания грунта с использованием в качестве хладагента азота	85

6.	Социальная ответственность на работах по искусственному замораживанию грунта при проведении ремонта подземных трубопроводов в условиях болот	86
6.1.	Производственная безопасность	86
6.1.1.	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	88
6.1.2.	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	92
6.2.	Экологическая безопасность	98
6.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
6.4.	Законодательное регулирование проектных решений	104
	Заключение	110
	Список литературы	111

Введение

Магистральные трубопроводы, проложенные на Крайнем Севере и в Сибири, на существенном своем протяжении проходят через болота и заболоченные участки. Ремонт такого трубопровода значительно осложняется при проведении работ на болотах. Ремонтный котлован на болотах I и II типа может быть возведен методом с креплением стенок котлована или комбинированным методом, где также добавляют устройство дренажного отвода воды к укрепленным стенкам котлована.

Для укрепления стенок ремонтного котлована используют шпунты из профилированной стали, металлические или деревянные шпунты, сваи, а также другие приспособления.

Также при затруднении откачки болотной массы и воды из котлована на болотах I и II типа, применяются ремонтные герметичные камеры (РГК).

Строительство РГК на болотах I и II типа нуждается в вовлечение специально оборудованной техники, больших трудовых усилий, а самое важное, что работы ведутся очень суровых и тяжелых условиях.

В представленной работе я рассмотрел методы повышения устойчивости грунта и предотвращения поступления воды в ремонтный котлован, что в свою очередь должно повысить производительность труда, а также улучшить условия и качество проведения работ.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Разработка изобретений по обеспечению устойчивости грунта начались в 30-е годы 19 века и относятся к области промышленного строительства. Также прилагались различные разработки по силикатизации, цементации и заморозке грунта.

Замораживание грунтов взяло свое начало от естественного замораживания, известного в мировой горно-строительной практике, как сибирский способ, описанный А. Шренком в 1837г. Естественное замораживание грунтов использовалось и в России, в частности в Сибири для проходки шурфов на золото (В. З. Власов, 1893г). В таком случае для того чтобы заморозить водоносные породы применяли атмосферный воздух, который имеет естественную отрицательную температуру. Искусственное замораживание грунтов предложил французский учёный Мишо в 1852г, но промышленное использование этого способа относится только к 1883г (рудник "Арчибальд" в Магдебургском округе). Искусственное замораживание грунтов в СССР впервые использовали на практике в 1928г, при проходке одного из стволов Соликамского калийного комбината.

Методы замораживания грунтов с помощью жидкого азота для обеспечения устойчивости грунта в промышленном строительстве предложил и опубликовал Трупак Н.Г. «Замораживание горных пород при проходке стволов». М.,1959, а также в гражданском строительстве «Замораживание грунтов в строительстве». М., 1970. Эти методы часто имеют место при строительстве шахт, противодиффузионных завес, подземных хранилищ, сооружений, которые должны препятствовать оползням, возведении фундаментов зданий и сооружений, доков и плотин, метрополитенов.

Показан анализ методов обеспечения устойчивости грунта при ремонтно-восстановительных работах для использования их в трубопроводном транспорте в условиях болот.

С помощью искусственного замораживания грунтов есть возможность создания прочного ограждения кругового или прямоугольного очертания из замороженного грунта, которое препятствует проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Данное ограждение может выдерживать давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Главными литературными источниками при написании выпускной квалификационной работы являются нормативные документы, отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы. Они однозначно регламентируют работу при выполнении ремонта трубопроводов.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при выполнении ремонта и других работ.

ГЛАВА 1. ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ

При ликвидации аварий на нефтепроводах, которые проходят через болота и заболоченные участки возникают особые трудности. Такие как слабая несущая способность болотных грунтов и сложные грунтово-геологические условия. В современных реалиях аварийно-восстановительные службы могут устранить аварию за максимально короткий срок, а в условиях болот и заболоченных местах этот срок может увеличиваться вплоть до 60% времени, необходимого для восстановления нефтепровода, за счет сооружений подъездных путей, рабочих площадок и дополнительных работ.

Осваивая нефтяные месторождения в Севера европейской части страны, а также в Сибири были проложены нефтепроводы больших диаметров в болотистой местности. Длина таких участках может достигать сотни метров, а в некоторых случаях - десятки километров.

На данный момент существует огромное количество классификаций болот.

Согласно СНиП 111-42 - 80 "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" болота по характеру передвижения по ним техники делятся три типа:

I тип – такие болота заполнены торфом, допускают работу и многократное передвижение специальной техники с удельным давлением 0,02-0,03 Мпа либо работу обычной техники, но с использованием сланей, щитов а также дорог, предназначенных для уменьшение удельного давления на поверхности залежи до 0,02 МПа;

II тип – такие болота заполнены торфом, допускают работу и передвижение техники только по сланям, щитам или дорогам, предназначенных для

уменьшения удельного давления на поверхности залежи до 0,01 МПа;

III тип – такие болота заполнены водой с плавающей торфяной коркой и растекающимся торфом, допускают работ специально предназначенной техники на понтонах или технике, которая установлена на плавающих средствах.

На всей протяженности трассы магистрального нефтепровода могут встретиться участки всех типов болот, поэтому при выборе транспортных средств приоритет падает на автомашины наибольшей проходимости. После неоднократного прохождения техники поверхностный слой разрушает, что приводит к понижению несущей способности болот, в связи с этим требуется прокладка временных дорог. Еще одной особенностью ремонтно-восстановительных работ на заболоченных участках это то что ремонтные котлованы обычным способом установить не получится из-за обрушения стенок, которые происходят в следствии большой водонасыщенности и малой плотности болотистых масс, а также котлован будет зачастую наполняться грунтовыми и поверхностными водами. Имея ввиду что малая пересеченность рельефа трассы магистрального трубопровода, пролегает через болотистые районы, уклоны профиля такого рода трубопроводов будут также незначительны, в сочетании с тем, что линейные задвижки расположены на расстоянии 20-30 км друг от друга, приводит к истечению не малого количества нефти под действием не большого статистического напора.

Зная данные особенности, мы можем понять, что специфика ремонта нефтепроводов на заболоченных участках связана с некоторыми характерными свойствами:

- необходимость большого количества стройматериалов для настилов на поверхности болота;
- доставка специальной техники в район аварии трудоемкий процесс;
- большой объем вытекающей нефти, большое пространство, загрязненное нефтью, и к месту повреждения усложнен доступ, что

приводит к большой продолжительности подготовительного периода аварийно-восстановительных работ;

- ограничены возможности маневрирования технических средств в районе ремонтных работ, в следствии залесенности болотистых участков нефтепровода;
- из-за неустойчивости грунтов ремонтные котлованы и котлованы для сбора нефти обычным способом установлены быть не могут;
- из-за многократного прохода техники несущая способность болот ухудшается;
- грунты обводнены поверхностными и грунтовыми водами.

Анализ работ по ремонту нефтепроводов на заболоченных участках, мы видим, что основная часть работ по трудоемкости приходится на выполнение разных подготовительных операций, оборудование подъезда и доступа к месту аварии, а также к самому участку нефтепровода на котором присутствует повреждение.

Для ремонта нефтепроводов, проложенных на болотах, разработан комплекс технических средств, сокращающий сроки ликвидации аварий и повышающий производительность труда ремонтных работ. Такой комплекс включает в себя технические средства, служащие для сооружения ремонтных площадок и подъездных путей; выполнение работ по удалению горных работ; создания вокруг поврежденного участка ремонтного котлована; сбор и закачку нефти в отремонтированный нефтепровод; замену дефектного участка трубы без ее опорожнения от нефти; резку труб безогневым методом.

Исходя из статистических данных, видно, что длительность аварийно-восстановительных работ нефтепроводах, в переувлажненных и в болотистых грунтах, в среднем в 2-3 раза больше, а экономический ущерб в 3-4 раза выше, чем на таких же трубопроводах, проложенных в условиях устойчивого грунта. Объяснение этому служит то что аварии на магистральных нефтепроводах, проходящих через переувлажненные и болотистые грунты, осложнены специфическими факторами, одним из таких факторов является сложность

вскрытия поврежденного участка нефтепровода и последующие устройство ремонтного котлована.

При вскрытие таких участков необходимы специальные технические средства и технологии.

Большая часть болот, через которые проходят трассы нефтепроводов, имеют мощность торфяного горизонта от 0,5 до 3,5 м. В таких условиях ремонтно-восстановительные работы с установкой ремонтного котлована по обычной технологии не может быть возможной из-за значительной водонасыщенности торфов и наличия поверхностных вод, которые приводят к разрушению стенок котлована с заполнением его болотистой массой, которая слабо поддается откачки насосами. Именно, поэтому характерной особенностью установки котлованов в переувлажненных и заболоченных грунтах представляется укрепление стенок ремонтного котлована. Создание герметичности и укрепление стенок котлована –наиболее трудоемкие и протяженные операции. Для того чтобы укрепить стенки котлована периодически используют сваи, сделанные из дерева. После более точного определения аварийного участка производят маркировку границ ремонтного котлована и разработку его одноковшовым экскаватором. После разработки по периметру котлована забивают сваи в два ряда, вплотную друг к другу и с расстоянием между рядами 15-20 см. Далее между рядами свай укладывают глину и производят утрамбовку ручными трамбовками. Такой способ будет иметь низкую производительность так как применяется большой объем ручного труда. Так, бригаде из 6 человек понадобится затратить времени на ограждение размером 7х7 м **-** ч: забивка свай **-** ч, укладка и утрамбовка глины **-** ч.

В гражданском и промышленном строительстве существует большое количество методов, способов, устройств для забивки и извлечения свай, шпунтов. Но использование ни один из таких методов не приемлемо для укрепления стенок котлована при ремонте нефтепроводов, проходящих через переувлажненные и в болотистые грунты, по таким причинам как:

- появляются дополнительные трудности при доставке больших масс шпунтов и оборудования для их забивки и извлечения к месту аварии;
- в районе аварии обычно отсутствуют прочные дороги и площадки для подъезда и работы транспорта;
- из-за разлитой нефти в районе аварии повышенная взрыво- и пожароопасность;
- производство аварийно-восстановительных работ, удалено от развитых промышленных баз, также они выполняются в срочно порядке.

В некоторых случаях стены котлована укрепляют шпунтами из дерева, которые с одной стороны имеют паз, а с другой –соответствующий ему выступ. При установки таких шпунтов по периметру котлована создается сплошная стенка, которая получается в результате того, что выступ одного шпунта входит в паз другого. Для установки деревянных шпунтов используют импульсный пневмопробойник типа 4603А, который служит в качестве ударного механизма. Такая установка имеет ряд недостатков таких как: повреждение стенок и приостановка погружения шпунта при встрече с древесными остатками, которых в болотной массе большое количество. Учитывая эти недостатки было создано устройство УП-1 (рис. 1), в котором шпунты погружались с помощью гидроцилиндров. В случае с гидроцилиндром шпунты, которые встречают на своем пути остатки деревьев, попросту срезают их. Чтобы избежать отклонение стенки от вертикали, производят сборку шпунтов на поверхности земли в стенку по всему периметру будущего котлована, а затем только погружают его в болотную массу (рис. 2). Механизм погружения 1 вдавливают шпунты последовательно, каждый шпунт уходит на глубину хода поршня гидроциклона (800-900 мм), обкатываясь по всему периметру рамы котлована. Находясь в замковом соединении друг с другом, обеспечивается герметичность, а также в следствии такого соединения шпунты строго направлены строго вертикально и сохраняют такое направления до проектной отметки.

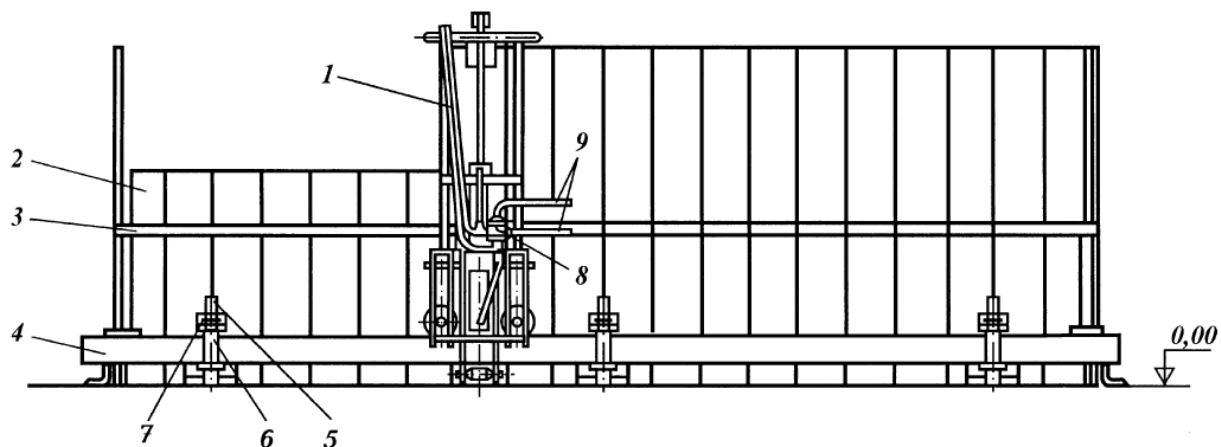


Рис 1.1 – Устройство для погружения шпунтов УП-1:

1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – гидрораспределитель; 9 – рукав высокого давления

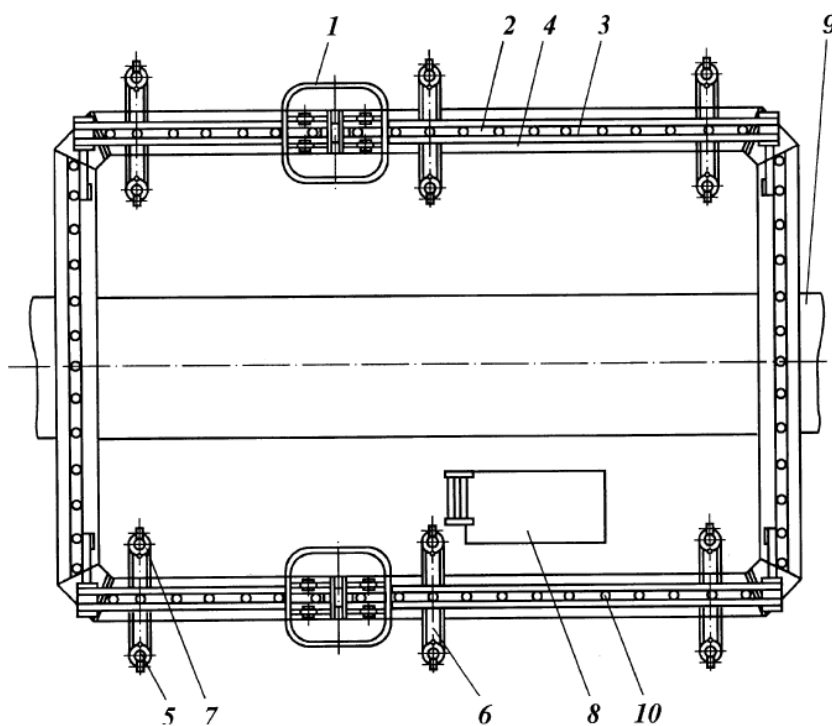


Рис. 1.2 – Устройство для погружения шпунтов УП-1 (вид в плане):

1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – площадка; 9 – трубопровод; 10 – замковое соединение

Техническая характеристика УП-1

Диаметр ремонтируемого трубопровода, мм.....	***_***
Размеры ограждаемого ремонтного котлована, м, не более.....	*X*
Глубина погружения шпунта, м, не более.....	**
Максимальное усилие погружения, кН (тс).....	** (*)
Масса одного шпунта, кг, не более.....	**
Габаритные размеры шпунта, мм.....	*X*X*;
Гидроциклон, мм:	
диаметр.....	**
ход поршня.....	**
Несущая способность одного анкера, кН (тс).....	** (*)
Количество механизмов погружения, шт.....	**
Масса устройства (без шпунтов), кг.....	**

При помощи ввода в болотную массу пенополиуретановой композиции производят укрепления стенок (рис. 1.3).

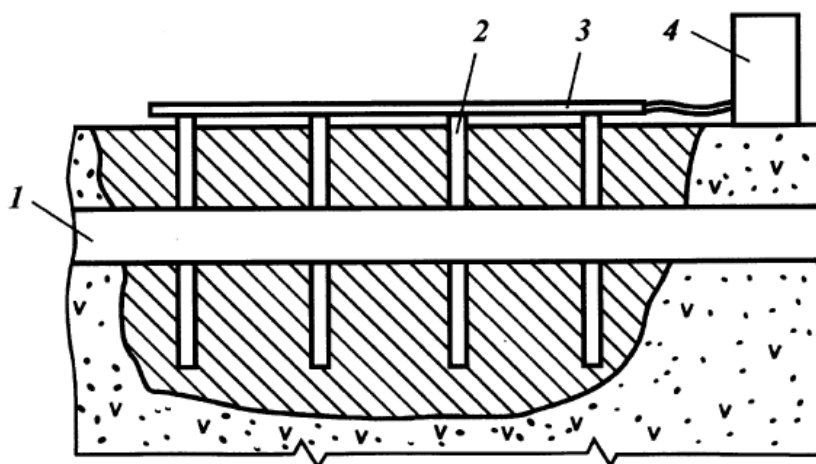


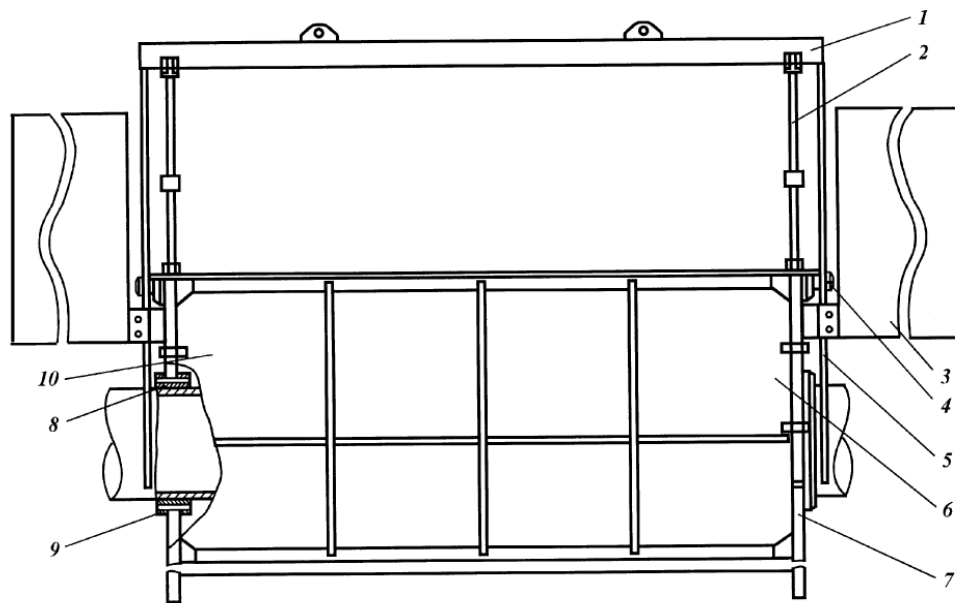
Рис. 1.3 – Способ создания ремонтного котлована с помощью
пенополиуретановой композиции:

1 – трубопровод; 2 – труба; 3 – гребенка; 4 – емкость

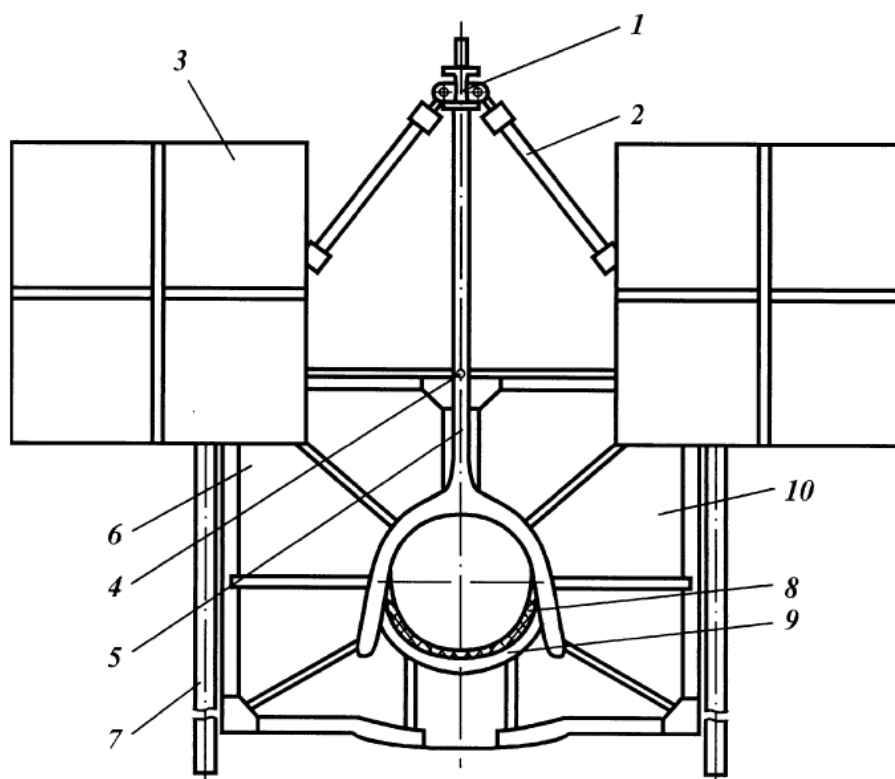
В месте поврежденного участка трубопровода 1 в болотную массу опускают вертикальные трубы 2 и подключают их к гребенке 3, по которой в трубы из емкости 4 под давлением подают пенополиуретановую композицию, которая в жидкой фазе вытесняет болотную массу на поврежденном участке и через 10-12 мин полимеризуется, что приводит к увеличению в объеме. Далее в получившемся твердом массиве пенополиуретана разрабатывают котлован, в частности, методом вырезания мотопилами отдельных блоков с последующим их удалением.

Для ремонта нефтепровода в сильно переувлажненных местах и на болотах III типа используют различные конструкции так называемых сухих доков, герметичных камер и кессонов.

В институте ИПТЭР была разработана РГК (ремонтная герметичная камера), служащая для создания котлована на трубопроводах различных диаметров от 530, 720, 820, 1020 и 1220мм, которые проходят через болота I, II, III типа. РГК камера (рис. 4, 5) это установка с гидравлическим приводом, которая при помощи крана монтируется на поврежденный участок нефтепровода, в связи с чем образуется ремонтный котлован. Корпус РГК камеры, состоящий из двух шарнирно-соединенных челюстей, которые смыкаются с помощью гидроцилиндров, что обхватывают трубопровод торцевыми частями и образуют герметичную полость, которая открыта сверху. Также борта камеры при острой необходимости можно нарастить используя одну или две приставки. У камеры встроены анкерные стойки, которые придают ей устойчивость и противодействуют выталкивающей силе. Полная откачка торфяно-водяной смеси из внутренней полости камеры достигается через коллекторы с приемками.



а



б

Рис. 1.4 – Ремонтная герметичная камера: а – вид сбоку; б – вид спереди;
 1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга;
 6 – челюсть левая; 7 – стойка анкерная; 8 – маслобензостойкая штанга; 9 – узел герметизации; 10 – челюсть правая

Доставка камеры к месту аварийно-восстановительных работ на болоте осуществляется с помощью непотопляемых саней, которые установлены на камере.

Подготовка камеры из транспортного положения бригадой из 5 человек составляет 2 ч и ее демонтаж занимает 2 ч. РГК камера позволяет сооружать котлован на обводненных участках и на болотах с глубиной заложения трубопровода до 2,2 м. С помощью такой камеры возможны проведение работ по ликвидации небольших дефектов трубы; операции по замене дефектного участка, подгонку, а также центровку и сварку новой «катушки».

Еще одной разработкой ИПТЭР было устройство, позволяющее проводить ремонтно-восстановительные работы в заболоченных и на обводненных участках магистральных трубопроводов. Устройство (рис. 6) состоит из двух частей, которые сварены из листовой стали толщиной 1,52мм.

Верхняя часть 4 сделана в виде прямоугольника, нижняя 5 имеет закругленную форму. Внутренняя поверхность устройства имеет наваренные ребра с жесткостью 3, состоящие из полосовой стали. Исходя из того, что по месту разъема нижняя часть должна входить в верхнюю, ее делают несколько меньше. К месту аварийно-восстановительных работ обе части доставляют при помощи вертолета, проушины 2 и 8 предназначены для закрепления троса. Для более удобного использования на внешнюю часть приварены скобы 7 и направляющие 6.

Нижнюю часть под поврежденный участок трубы 1 заводят при помощи водолазов, а после этого при помощи троса с винтовым зажимом устанавливают на трубе, верхнюю часть закрепляют болтами с нижней при помощи направляющих соединений. Также болтами скрепляют торцевой разъем. После этого устройство будет прикреплено к трубе, и винтовой зажим снимают, далее из устройства откачивают воду и в нижнюю часть укладывают настил.

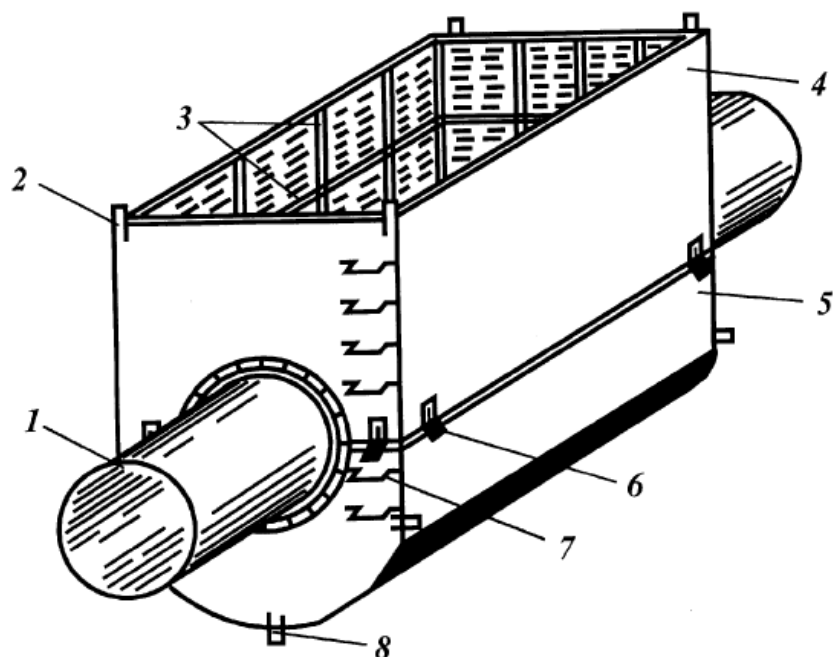


Рис. 1.5 – Устройство для ремонта трубопровода проложенного на болоте:

1 – трубка; 2, 8 – проушины; 3 – ребро жесткости; 4 – верхняя часть устройства;

5 – нижняя часть устройства; 6 – направляющая; 7 – скоба

Боковое уплотнение выполнено в виде шипа-паза, уплотняющий материал – резина или сальниковая набивка в виде жгута. Торцевое уплотнение выполнено в виде буксы, упирающейся через сальник в нажимной упор.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГРУНТА

За основу я решил взять методы повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Основными являются три способа: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов.

2.1. Укрепление грунтов способом цементации

Данный способ применяют для водоподавления, создания защитной цементной оболочки в грунте вокруг обделки сооруженного туннеля при проходке стволов шахт, а также для усиления оснований фундаментов существующих зданий. Суть способа в том, что через пробуренные скважины под давлением нагнетается глинисто-цементный, цементный, цементно-глинистый раствор, который поступает и заполняет трещины, поры и пустоты в грунте, в связи с этим ликвидируется или резко сокращается водоприток. Свою наибольшую эффективность цементация проявляет в скальных и гравелистых грунтах, где удельная водопоглощение не менее 0,5 л/мин, а скорость движения грунтовых вод до трехсот метров с сутки. Цементации не поддаются такие грунты как мелкозернистые пески, плывуны и глинистые грунты.

Цементация существует двух видов: предварительная и последующая. Предварительная должна осуществляться до проходки выработки через скважины, которые пробурены с поверхности или из забоя выработки. Последующая, выполняется уже после проходки и закрепления выработки с целью заполнения оставшихся пустот.

Для цементации с поверхности (рис. 2.1.1, а) скважины должны быть установлены на расстоянии 2-2,5 м от стены будущей выработки, когда расстояние между соседними скважинами составляет 2-3 м. Глубина таких скважин на прямую зависит от размеров зоны цементации. Скважины и породы цементируют в несколько приемов (зонами), в пределах 10-15 м. После цементации первого участка, которая занимает по времени примерно

несколько дней (1-3 сут.) цементную пробку разбуривают, углубляют скважину, чтобы подготовить следующий участок к цементации.

Для цементации пород из забоя (рис. 2.1.1, б) скважины должны располагаться на расстоянии 0,5–1 м от крепи через 0,8–1,5 м одну от другой под углом.

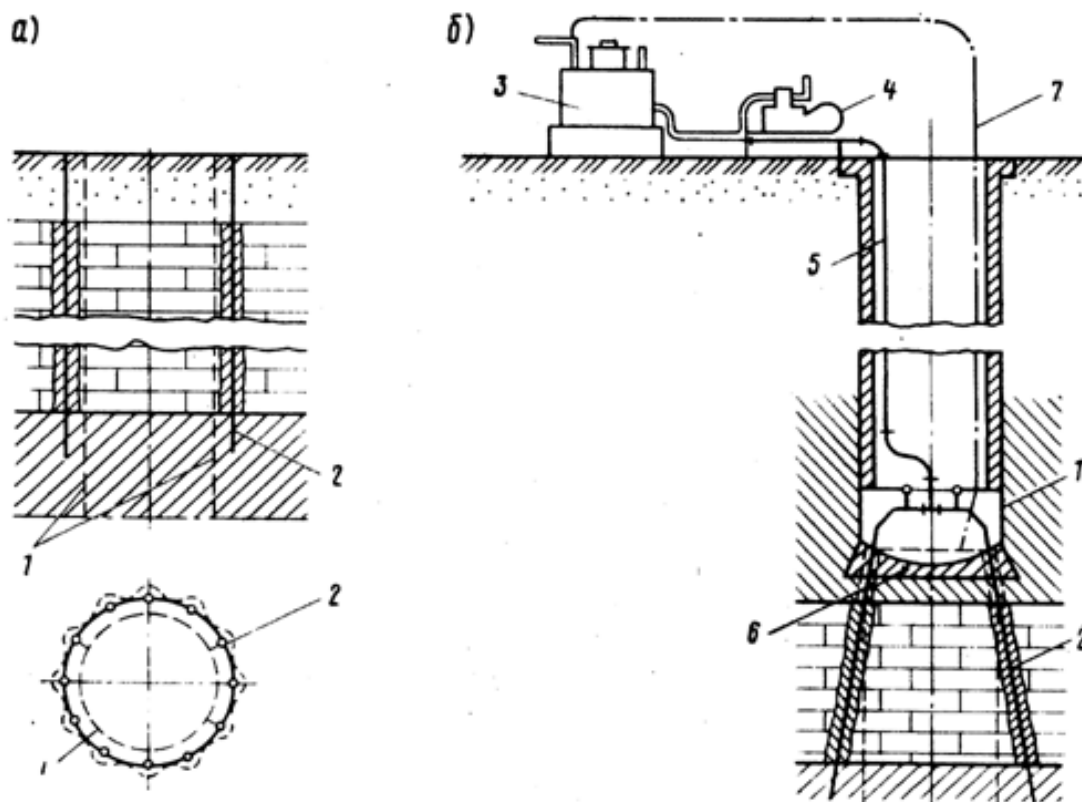


Рис. 2.1.1 – Схема цементации грунтов перед проходкой ствола шахты:
 а – с поверхности земли; б – из забоя ствола; 1 – контур ствола; 2 – цементационная скважина (заштрихована зона нагнетания уплотняющего слоя цементного раствора); 3 – растворомешалка; 4 – растворовасос; 5 – цементационный трубопровод; 6 – тампонная перемычка; 7 – обратный трубопровод (при циркуляционном способе нагнетания раствора)

Для приготовления цементационных растворов применяют растворосмесители, а нагнетание производят цементными растворонасосами. Применяют также передвижные (смонтированные на автомобилях) цементационные установки, оборудованные смесительными баками, гидравлическими цементомешалками, водяными и цементационными насосами.

Цементацию можно вести нисходящими и восходящими заходками. В первом случае нагнетание и бурение производят последовательно сверху вниз, а во втором случае скважины бурят на полную глубину, а раствор нагнетают с одновременным подъемом иньектора.

В зависимости от характера водоносности и трещиноватости, определяют очередность нагнетания раствора в скважину. После того как удельное водопоглащение пород перестало превышать 0,05 литров в минуту на один метр длины скважин, цементацию останавливают.

2.2. Химическое закрепление грунтов

Строительство метрополитена, сопровождаемое методом химического закрепления грунтов под основаниями различных сооружений и зданий, которые построены вблизи трассы метрополитена, с целью предотвращения осадка при проходке тоннелей, а также для обеспечения защиты подземных коммуникаций от просадок и в некоторых других случаях.

Суть процесса в том, что в грунт под давлением нагнетается водный раствор силиката натрия с отвердителем (такой процесс называется силикатизация) или синтетической смолы с отвердителем (такой процесс называется самолизация).

При силикатизации широко используется глиносиликатные и цементно-силикатные растворы в смеси с отвердителями. Отвердителями применяют хлористый кальций, алюминат натрия, а также кислоты: кремнефтористоводородную, ортофосфорную или щавелевую кислоту.

В основе самолизации лежат водные растворы карбамидных смол с кислотными отвердителями.

В зависимости от гидрогеологических условий закрепляемого участка и физико-механических свойств грунтов выбирают вид, концентрацию и рецептуру растворов.

Самолизацию и силикатизацию (двух и однорастворную) допускается использовать как способ постоянного закрепления грунтов сооружений и

зданий на весь период их эксплуатации. Наиболее эффективны эти способы будут в трещиноватых скальных породах и песчаных грунтах с коэффициентом фильтрации от 0,5 до 80 м/сут.

Инъектор вертикального инъектирования (рис. 2.2.1) имеет вид колонны металлических бесшовных труб 3. Нижняя часть инъектора состоит из конического наконечника 5 и участка цельнотянутой трубы 4, по периметру просверлены отверстия радиусом 1,5 мм, установленные в шахматном порядке. Для защиты отверстий от засорения присутствуют резиновые клапаны. Верхняя труба имеет штуцер 2 для присоединения к шлангу (нагнетательному) и съемный наголовник для принятия ударов при погружении.

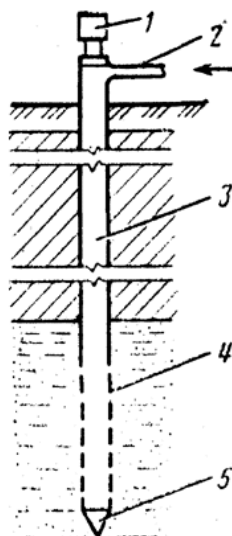


Рис. 2.2.1 – Вертикальный инъектор для закрепления грунтов

При использовании двухрастворной силикатизации используют поочередное нагнетание через инъекторы раствора отвердителя (хлористого кальция) и силиката натрия (жидкого стекла).

При использовании силикатизации однорастворной нагнетают гелеобразующую смесь из раствора силиката натрия одновременно с отвердителем. С помощью этой же технологии можно нагнетать глиносилкатные и цементносилкатные растворы, состоящие из силиката натрия, бентонитовых глин или смеси цемента

В слабых грунтах и в песчаных иньекторы вбивают в грунт дизель-молотами копровых установок или пневматическими молотами. Иньекторы в гравелистые, трещиноватые скальные грунты погружают в заранее пробуренные скважины.

Горизонтальные иньекторы, состоящие из тампонов и манжетных колец применяются при проведении работ из забоя тоннеля. Манжетная колонна включает в себя звенья и трубы, которые, по мере бурения или ее углубления в скважину, наращивают. На каждом отдельном звене, кроме первого, расположены прорези с отверстиями, прикрытыми резиновыми манжетами, а на первом звене манжетной колонны установлен наконечник для заглубления в грунт.

Тампон представляет собой две соединенные друг с другом трубы, имеющие в средней части отверстия для выхода раствора, прикрытые резиновой манжетой, а на концах разжимные клапаны, которые регулируют проникновение раствора в строго ограниченную зону иньекционной манжетной колонны. Тампон закрепляют на трубе, по которой подается иньекционный раствор в зону между двумя клапанами.

Нагнетание химических растворов ведут заходками, обеспечивающими монолитность закрепления грунта. Так, закрепление грунта с помощью вертикальных иньекторов ведут сверху вниз заходками на длину перфорированной части иньектора. На каждой заходке нагнетают раствор, в результате чего вокруг иньектора образуется столбчатый участок закрепленной породы (рис. 2.2.2). Иногда применяют нагнетание восходящими заходками, при котором иньектор сразу забивают на полную глубину, а затем поднимают вверх по мере нагнетания отдельными заходками. Для сплошного закрепления массива грунта иньекторы располагают в плане рядами в шахматном порядке. Радиус зоны закрепления породы вокруг одного иньектора зависит от коэффициента фильтрации грунтов и колеблется в пределах от 30 до 100 см. При закреплении грунта в процессе проходки тоннеля глубина заходки может ко-

лежаться в пределах от 5–8 до 25–30 м в зависимости от гидрогеологических условий участка и длины пробуриваемых скважин.

Промежуток между рядами инъектора и между инъекторами в ряду чаще всего берется больше радиуса зоны закрепления грунта от одного инъектора в несколько больше (1,5 или немного более). Задавливание инъекторов или бурение скважин происходит только если впереди существует бетонная стенка или забой целика закрепленного грунта. В бетонной стенке для бурения скважин устанавливают кондукторы. Так же их применяют для установки инъекторов и при необходимости запорной арматуры, которые предотвращают выброс водоносного грунта.

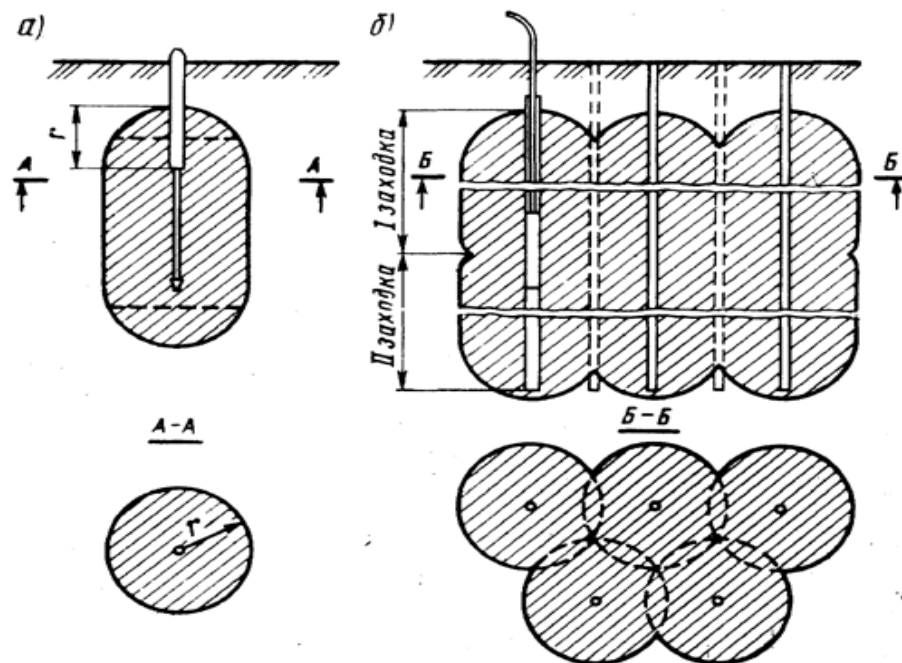


Рис. 2.2.2 – Схема расположения инъекторов в массиве закрепляемого грунта:

а – при одиночной инъекции; б – при закреплении на глубину двух заходок

Процесс инъекции раствора описан далее. На всю длину пробуренной скважины сразу устанавливают манжетную колонны. На трубе, по которой будет подаваться раствор устанавливают тампон. Далее трубу выдвигают до конца последней манжетной колонны. Выполняют наращивание длины трубы по мере продвижения тампона. В тех местах, где необходимо проведение инъекции устанавливают среднюю часть тампона с отверстиями строго

напротив отверстий в манжетной колонне, что обеспечивают качество и скорость выполнения работ по закреплению грунта.

Иногда применяют прямое инъецирование в грунт через иньекторы без помощи манжетных колонн. Такая технология работ заключается в том, что при последовательно обрабатывают зоны неустойчивых грунтов заходками по 3–5 м в направлении от забоя в глубь горного массива (рис. 2.2.3). Работа начинается с бурения скважин, установления иньекторов и закрепления грунта на первой заходке у бетонной стенки. После повторяются те же операции на следующей заходке, и так продолжается пока вся зона не будет закреплена.

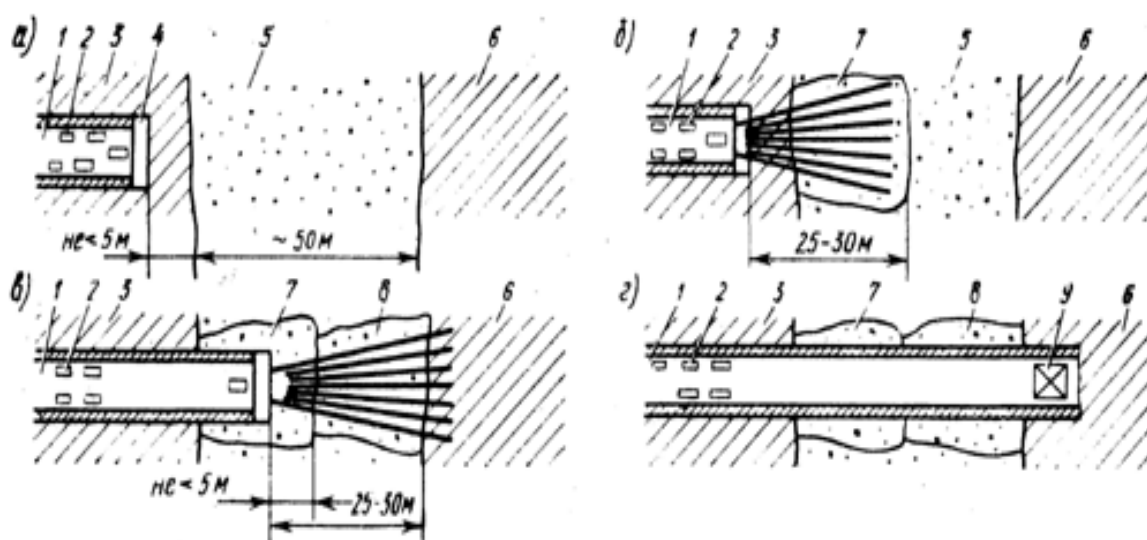


Рис. 2.2.3 – Схема химического закрепления грунта при проходке горизонтальной выработки:

а – подготовка тоннеля к производству закрепления грунтов; б – бурение скважин для закрепления первого (начального) участка зоны неустойчивых грунтов; в – проходка тоннеля по первому участку закрепленных грунтов; г – выход тоннеля из зоны закрепленных неустойчивых грунтов; 1 – тоннель; 2 – оборудование для химического закрепления грунтов; 3 и 6 – зоны устойчивых грунтов; 4 – бетонная предохранительная стенка; 5 – зона неустойчивых грунтов; 7, 8 – первый и второй участки зоны неустойчивых грунтов, закрепленные химическим способом; 9 – проходческое оборудование

2.2.1. Способы нагнетания растворов

В зависимости от скорости движения подземных вод выбирают технологию процесса двухрастворной силикатизации, чем выше скорость, тем скоротечнее должны вступить в химическую реакцию нагнетаемые растворы, дабы не произошло их вымывание.

Последовательный способ заключается в том, что иньектор забивают на глубину первой заходки, нагнетают жидкое стекло, после процесс повторяется, но иньектор забивают на глубину второй заходки, таким образом процесс будет повторяться до достижения требуемой глубины. После иньектор извлекают, забивают новый иньектор на полную глубину и, извлекая его постепенно, нагнетают раствор хлористого кальция. Данный способ подходит для грунтов, в которых скорость потока воды менее одного метра в сутки.

При нагнетании по заходкам на глубину каждой заходки поочередно забивают и извлекают иньектор для жидкого стекла и иньектор для хлористого кальция. Такой способ приемлем при скоростях потока от одного до трех метров в сутки.

Одновременный способ нагнетания забивают два иньектора на каждую заходку на расстоянии 15-20 см друг от друга и нагнетают одновременно в один иньектор – раствор хлористого кальция, а в другой иньектор жидкое стекло. Такой способ применяют при скоростях потока более трех метров в сутки.

Силикатизацию однорастворную используют для укрепления пылевых и мелкозернистых песков коэффициент фильтрации, которых равен 0,5-2,0 м/сут. Путем смешивания в смесителе раствора отвердителей с жидким стеклом получают гелеобразующую смесь, которую сразу же с помощью насосов через иньектор нагнетают в грунт, такую смесь готовят непосредственно перед нагнетанием.

По принципу однорастворной силикатизации ведут смолизацию грунтов. Рабочий раствор приготавливают в такой последовательности: в отдельных баках готовят растворы отвердителя и смолы. После к раствору

добавляют отвердитель и после тщательно перемешивания смесь нагнетают в грунт через иньектор, такой раствор готовят непосредственно перед применением. Время гелеобразования 1,5-4 часа. При силикатизации и смолизации ведется постоянный контроль качества используемых материалов, а также строго соблюдается их количество при смешивании, которое подбирается лабораторным путем. Контроль качества выполненных работ проверяется путем забивки в разных местах контрольных иньекторов, с помощью которых нагнетают воду для установления остаточного водопоглощения закрепленных грунтов

2.3. Искусственное замораживание грунтов

Данный метод также используют на строительстве станций закрытого способа, при проходке стволов шахт, экскалаторных тоннелей, перегонных тоннелей, разработке котлованов под сооружения метрополитена возводимых открытым способом.

С помощью искусственного замораживания грунтов можно создать достаточно прочное ограждение прямоугольного или кругового очертания из замороженного грунта, создающее препятствие для проникновения в соображаемую выработку водонасыщенных неустойчивых грунтов или грунтовой воды. Ограждение такого типа воспринимает давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

2.3.1. Замораживание грунтов рассольным способом

Для замораживания грунтов обычно используют так называемый холодильный агент (хладагент). Обычно в качестве хладагента применяют охлажденный водный раствор хлористого кальция (рассол), который обладает способностью оставаться жидким при отрицательных температурах. Такой рассол, охлажденный на замораживающей станции, по системе труб подают к замораживающим колонкам, опущенным в пробуренные скважины.

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов бурят скважины, заглубляя концы их на 2–5 м в водоупорный грунт (глины, плотные безводные сланцы, мергели). Расстояние между этими скважинами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25–1,5 м.

Иногда, если нет возможности заглубить контурные замораживающие скважины в водоупор, по всей площади сечения сооружаемой выработки замораживают грунтовый массив, для этого замораживающие скважины бурят и внутри контурных скважин.

Замораживающий трубы (колонки (рис. 2.3.1.1) с наглухо заваренным дном (нижним концом)) опускают в пробуренные скважины. Трубы меньшего диаметра, которые не доходят до дна на 40–50 см с открытым дном, называют питающими трубами, опускают в колонки.

В общую систему, расположенную на поверхности, состоящую из трубы-коллектора и трубы-распределителя, через специальные оголовки соединяют замораживающие колонки. Труба, по которой подается охлажденный рассол (раствор хлористого кальция) на замораживающей станции, называется труба-распределитель. Труба, которая отводит раствор хлористого кальция из колонок к той же станции, называется труба-коллектор.

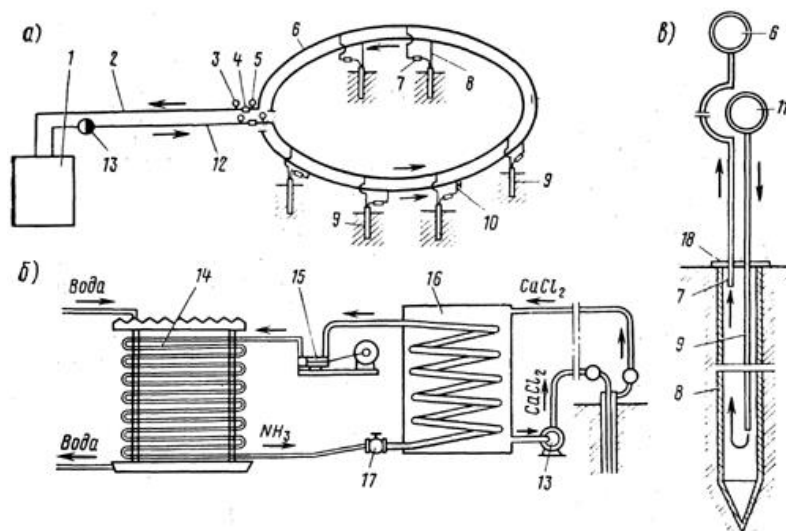


Рис. 2.3.1.1 – Установка для замораживания грунтов:

а – схема циркуляции раствора; б – схема замораживающей станции; в – конструкция замораживающей колонки; 1 – рассольный бак; 2 – обратный рассолопровод; 3 – термометр; 4 – водомер; 5 – манометр; 6 – коллекторное кольцо; 7 – отводящая труба; 8 – замораживающие колонки; 9 – питающая труба; 10 – кран; 11 – распределительный рассолопровод; 12 – прямой рассолопровод; 13 – насос; 14 – конденсатор; 15 – аммиачный компрессор; 16 – испаритель; 17 – регулирующий вентиль; 18 – головка замораживающей колонки

Насосно-компрессорные устройства и агрегаты, которые предназначены для обеспечения работы системы замораживания, монтируют на замораживающей станции. По питающим трубам замораживающих колонок холодный рассол расходится равномерно, а в распределитель он нагнетается насосами. Омывая внутренние стенки, рассол, достигнувший дна колонки, поднимается вверх по кольцевому пространству между замораживающей колонкой и питающей трубой. Давление холодного рассола поддерживается насосами на станции. Во время этого процесса рассол отнимает тепло у грунта, который окружает колонку, при этом происходит понижение температуры, в связи с чем грунт замораживается. Данный процесс называется теплообменом. После чего через оголовок рассол из колонки поступает в коллектор, затем поступая на замораживающую станцию он снова охлаждается.

На станции по замораживанию устанавливают несколько систем: механизмов и машин. Первая система (рассольная) служит для поддержания циркуляции рассола и включает в себя: замораживающие колонки, насос, коллектор, рассольный бак, распределитель и трубопроводы. Вторая система (аммиачная) служит для понижения температуры рассола при помощи аммиака и включает в себя: испаритель, конденсатор и компрессор, которые соединены с помощью трубопровода.

Процесс охлаждения рассола таков: засасываемые из испарителя пары жидкого аммиака компрессор сжимает до давления равного 0,8–1,2 МПа, в связи с этим нагреваются пары аммиака. В конденсатор по трубопроводу поступают сжатые пары аммиака. Конденсатор состоит из труб, которые постоянно омываются холодной водой, там пары аммиака охлаждаются и превращаются в жидкость. Затем в испаритель поступает жидкий аммиак. В баке, который заполнен рассолом (водный раствор хлористого кальция, что замерзает при температуре равной минус 34⁰С), находятся секции испарителя. При испарении жидкий аммиак значительно отнимает тепло от рассола, что для парообразования необходимо, при этом происходит охлаждение рассола до температуры минус 20–26⁰С. После чего рассол, который охлажден, с помощью специального насоса поступает в распределитель, затем из распределителя попадает в замораживающие колонки и, передавая определенное количество холода грунту, возвращается обратно по коллектору в испаритель чтобы повторно охладиться. После чего цикл снова повторяется.

Пошагово образуется массив замороженного грунта вокруг всех колонок, имеющий цилиндрическую форму. Объем замороженных цилиндров увеличивается по мере продолжения заморозки, также между собой они соединяются в сплошной кольцевой массив (рис. 2.3.1.2).

Для того чтобы образовался замороженный массив необходимо время, зависящее от температуры циркулирующего рассола, количество замораживающих колонок, гидрогеологических условий, а также проектной толщины замороженного массива. Примерные сроки при создании

замороженного контура с расстоянием между скважинами 1,25 м варьируется в интервале от 39 до 61 сут. при работе станции по замораживанию круглосуточно. Данный процесс можно называть активным замораживанием. Для поддержания массива в замороженном состоянии, при всем времени проходки замораживающая станция работает в режиме, который определяется по проекту. В одну или две смены, также этот период называется поддержанием замораживания.

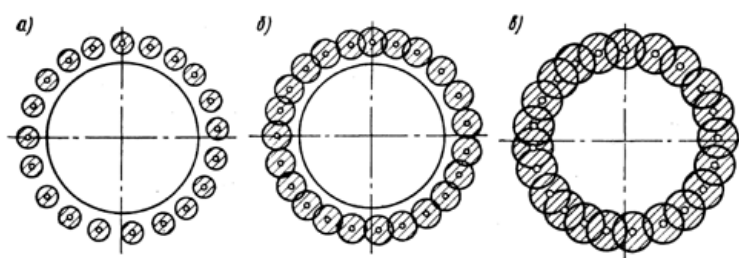


Рис. 2.3.1.2 – Последовательность образования ледогрунтового кольцевого массива вокруг ствола шахты:

а – начальный период; б – середина процесса; в – конец замораживания

Наблюдая поднятие уровня воды у специальной контрольной пробуренной гидрогеологической скважине, смотрят образование замкнутого ледогрунтового ограждения. Если начнется его утолщение, при закачивании образования ледогрунтового ограждения на одном водоносном горизонте, уровень воды в скважине увеличивается, в связи с давлением утолщающихся стен ограждения внутри замороженного контура.

Замораживание начинается с бурения скважин, а также установки в эти пробуренные скважины замораживающих колонок с питающими трубами. Наряду с этим строятся замораживающие станции, монтаж рассолопроводов и оборудования. Рассолопроводы рассчитывают таким способом, чтоб была возможность испытания при окончании бурения, а также возможна работа всей системы.

Существует ряд особенностей у производства строительных и горнопроходческих работ в зоне замораживания. При работах нужно тщательно контролировать состояние ледогрунтового ограждения, а также

режим работы станции по замораживанию, чтобы сохранялись размеры ледогрунтового ограждения и его температура.

Во время положительной температуры воздуха при отрытой работе, выемку грунта из котлована нужно проводить при защите от солнечных лучей, а также действия атмосферных осадков стенок ледогрунтового ограждения.

Обязательно соблюдение мер предосторожности, при разработке буровзрывным способом грунта. Не доводить деформацию ледогрунтового ограждения, а также повреждение замораживающих колонок.

Когда закончились проходческие работы и возведена постоянная обделка сооружений начинают оттаивать замороженные грунты. Оттаивание может проводиться искусственным путем, когда нагнетается в скважины нагретый рассол (или вода) или естественным путем.

2.3.2. Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота

Не так давно на практике метростроения при искусственном замораживании грунтов применяют новый хладагент – жидкий азот. Он представляет из себя бесцветную жидкость. Его температура, при которой происходит испарение очень низкая (в случае атмосферного давления равна минус 195,8⁰С).

На специальных заводах жидкий азот получается при сжигании атмосферного воздуха при низких температурах, после чего разделяется на кислород и жидкий азот. Они имеют разные температуры испарения. Транспортируется жидкий азот в танках (специальные емкости для азота).

Аммиак и фреон можно использовать только при замкнутых системах холодильной установки. Однако жидкий азот используется однократно, то есть газ, который испаряется, выпускаются в среду окружающую нас.

Существует преимущества при низкотемпературном способе замораживания при применении жидкого азота по сравнению с обычным замораживанием. Не требуются сети трубопроводов и замораживающие станции при замораживании с помощью жидкого азота. Жидкий азот,

доставленный в цистернах, сразу пускают в замораживающие колонки. Особенно важным при поступлении минерализованных и термальных вод, и при больших скоростях фильтрации грунтовых вод, – есть то, что увеличивается скорость замораживания.

Объем цистерн, установленных на автомобилях, в которых доставляют жидкий азот, составляет 1200, 3000 и 5000 л и более. Чтобы заморозить 1 м³ грунта, в котором содержится до 30% воды, нужно расходовать 1000 л жидкого азота. При этом скорость заморозки грунта будет равна 10–15 см/сут, что превышает скорость водопритока в замороженную зону. В следствии чего не будет происходить водонасыщение и интенсивное пучение грунта. У жидкого азота есть ряд преимуществ: нетоксичен, недорог и взрывопожаробезопасен.

Замораживающие колонки, при низкотемпературном замораживании, соединяются последовательно в единую систему. В питающую (внутреннюю) трубу первой замораживающей колонки поступает жидкий азот. Жидкий азот будет испаряться при кольцевом пространстве колонки. И поднимается к оголовку колонки при газообразном состоянии. После чего переходит по трубопроводу в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 2.3.2.1). Жидкий азот выходит в атмосферу из последней колонки системы при температуре равной примерно минус 40⁰С .

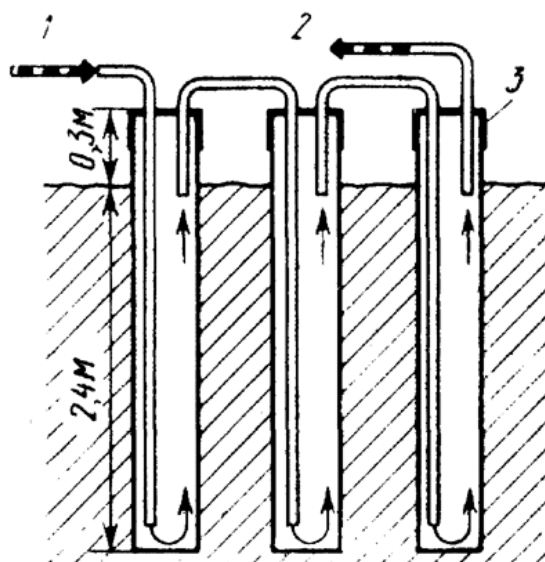


Рис. 2.3.2.1 – Схема низкотемпературного (азотного) замораживания:

1 – подводящая трубка; 2 – трубка для отвода испарившегося азота;

3 – стальной оголовок замораживающей колонки

Для ликвидации плывунов в горные выработки и прорывов воды эффективно применяется технология низкотемпературного замораживания. Еще эффективно будет использовать для выполнения срочных работ в водоносных грунтах.

С помощью искусственного замораживания, которое универсально, можно стабилизировать грунты и обеспечивать возможность ведения работ в водоносных породах.

У искусственного замораживания есть недостатки: если выполняются работы по замораживанию на маленькой глубине, происходит деформация поверхностных сооружений, под которыми они ведутся, пучение обводненных грунтов в следствии осадка при оттаивании и увеличения объема при замораживании. Стоимость данных работ будет высока, при этом процесс по замораживанию будет длительный, а работы по подготовке сложные.

Для осушения грунта в котловане, который огражден замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной, используют совмещенное водопонижения и применение замораживания.

Классификация способов закрепления грунтов приведена на (рис. 2.3.2.2), а на (рис. 2.3.2.3) показаны методы строительства ремонтного котлована.

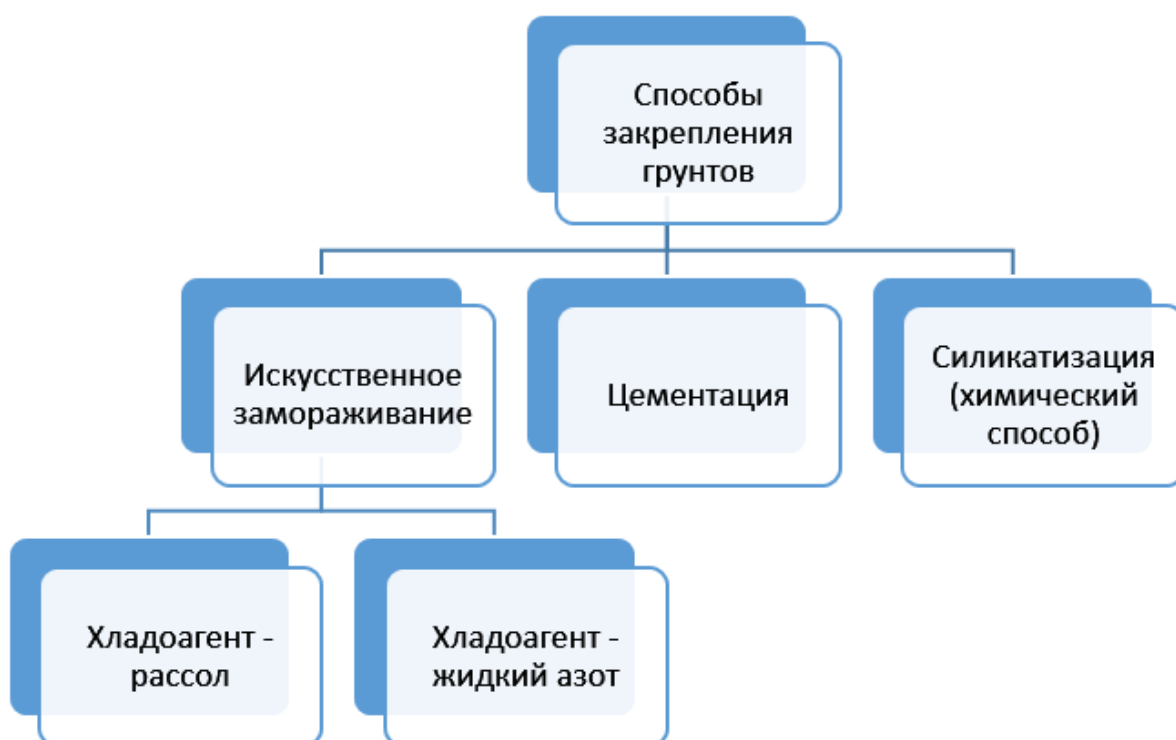


Рис. 2.3.2.2 – Классификация способов закрепления грунтов

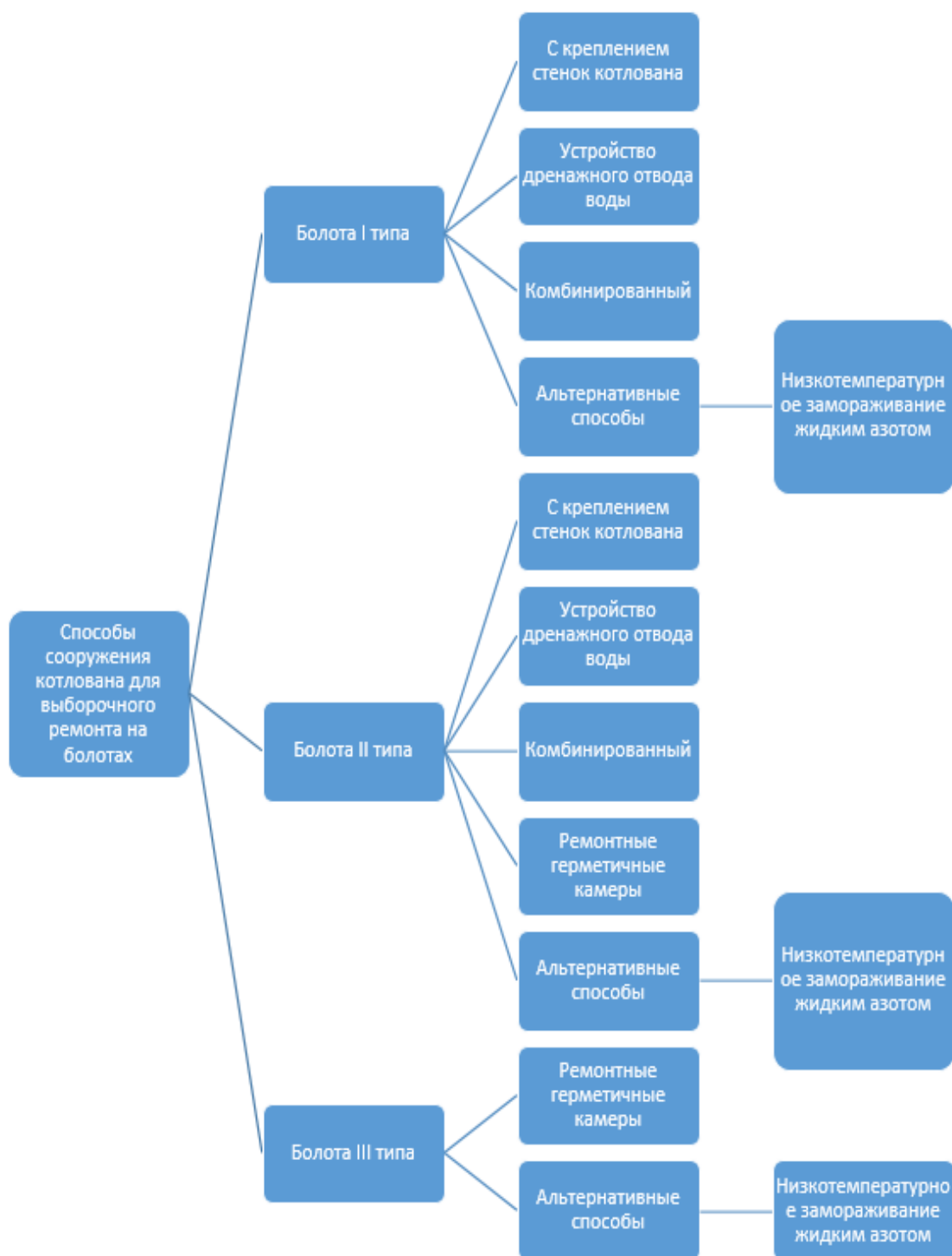


Рис. 2.3.2.3 – Методы строительства ремонтного котлована

ГЛАВА 3. ИСКУССТВЕННОЕ ЗАМОРАЖИВАНИЕ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РЕМОНТНЫХ КОТЛОВАНОВ

Из всех вышеприведенных методов, мне бы хотелось остановиться на методе искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота.

Во-первых, в данных условиях нет возможности применять способ цементации, из-за того что глинистые грунты, плавунки и мелкозернистые пески не будут поддаваться цементации.

Во-вторых, возможно применение способа силикатизации для увлажненных грунтов, только грунты, которые подвергались силикатизации нет возможности вернуть все в исходное состояние. Также опираясь на мнение экологии данные методы использовать не обязательно.

В данное время, стало обычно применять метод обрабатывания мест утечек и неустойчивых грунтов, в отличии от того, что раньше замораживался грунт с помощью жидкого азота было экзотической сферой использования газа с большим количеством неизведанных факторов.

Данный процесс имеет большой ряд достоинств:

- Производиться достаточно быстрый монтаж для установки замораживания с применением жидкого азота;
- малая часть капиталовложения, которые требуются для монтажа системы замораживания с применением рассола входят в объем капиталовложений, которые требуются для установки замораживания с применением жидкого азота;
- будет много меньше температура замерзшего грунта, чем если используется установка замораживания с применением рассола. Данное свойство увеличит устойчивость грунта;

– очень низкая температура жидкого азота (до минус 196⁰С) позволит производить заморозку за 4 дня, что много меньше, чем в процессе замораживания с применением рассола, при котором может уходить даже месяц;

– для окружающей среды данный процесс будет являться безвредным, в следствии того что не будут использованы опасные вещества, и не будет происходить загрязнение грунтовых вод;

– данный процесс будет выполняться автоматически;

– задание для формы замораживаемого грунта будет гибким;

– сочетается статические опоры и уплотнения;

– нетребовательное отношение к значению влажности грунта (5-100%);

– нет притока грунтовых вод и замерзший грунт будет являться на 100% водонепроницаемым;

– значение твердости замороженного грунта будет близко ко значению твердости бетона;

– явление затвердевания грунта будет временным. При отключении подачи жидкого азота, в течение нескольких недель наблюдается оттаивание замерзшего грунта;

Кроме того, экономичность расхода жидкого азота для замораживания 1 м³ грунта будет составлять приблизительно 600 кг.

3.1. Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована

Для создания прочного ограждения вокруг ремонтного котлована, состоящего из замороженного грунта, что препятствует проникновению в сооружаемую выработку грунтовых вод или водонасыщенного неустойчивого грунта, искусственно замораживают грунты. Такие ограждения должны выдерживать давление котлована грунта или окружающей выработки, кроме этого гидростатические напоры грунтовых вод.

Замораживание начинается с установления замораживающих колонок с питающими трубами. Одновременно будет проводиться работа по

установлению цистерн с жидким азотом, а также монтаж азотопровода и оборудования с расчётом, что к концу бурения скважин будет возможность проводить испытания и введение всей системы в работу.

Предварительно по контуру выработки, для того чтобы создать ледогрунтовое ограждение, нужно опустить замораживающие трубы (колонки) (рис. 3.1.1), у которых наглухо заварено дно (нижний конец), через всю толщину водоносных грунтов. Промежуток между труб будет определяться с помощью расчетного проекта, где радиус ледогрунтового цилиндра, который наморожен вокруг скважины, будет равен 1,25–1,5 м.

Замораживающие колонки, с такой же конструкцией как при рассольном, применяется при замораживании грунтов жидким азотом. Стальные трубы, у которых диаметр равен в интервале 60–72 мм, используются в качестве замораживающих труб. А для питающих – трубы, состоящие из специального материала (нержавеющая сталь) с диаметром равным от 15 до 38 мм.

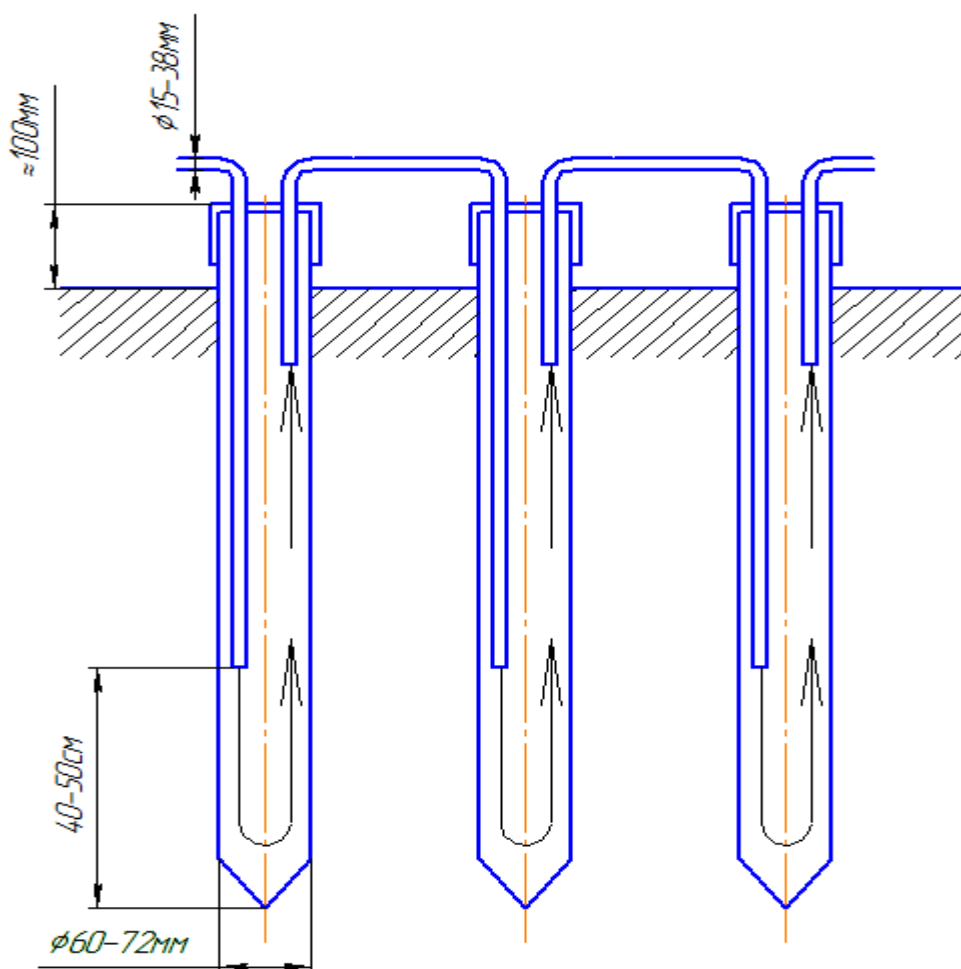


Рис. 3.1.1 – Замораживающие колонки

В колонки опускаются трубы более малого диаметра, у которых открыт нижний конец, такие трубы называют – питающими, при этом их не доводят до дна на 40 – 50 см. Замораживающие колонки соединены поочередно в единую систему. Через специальные оголовки колонки будут соединяться с питающими трубами, по ним будет подаваться жидкий азот. Под действием внутреннего давления цистерны жидкий азот будет нагнетаться в питающие трубы.

В питающую (внутреннюю) трубу первой замораживающей колонки поступает жидкий азот. Жидкий азот будет испаряться при кольцевом пространстве колонки. И поднимается к оголовку колонки при газообразном состоянии. После чего переходит по трубопроводу в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 3.1.2). Жидкий азот выходит в атмосферу из последней колонки системы при температуре равной примерно минус 40°

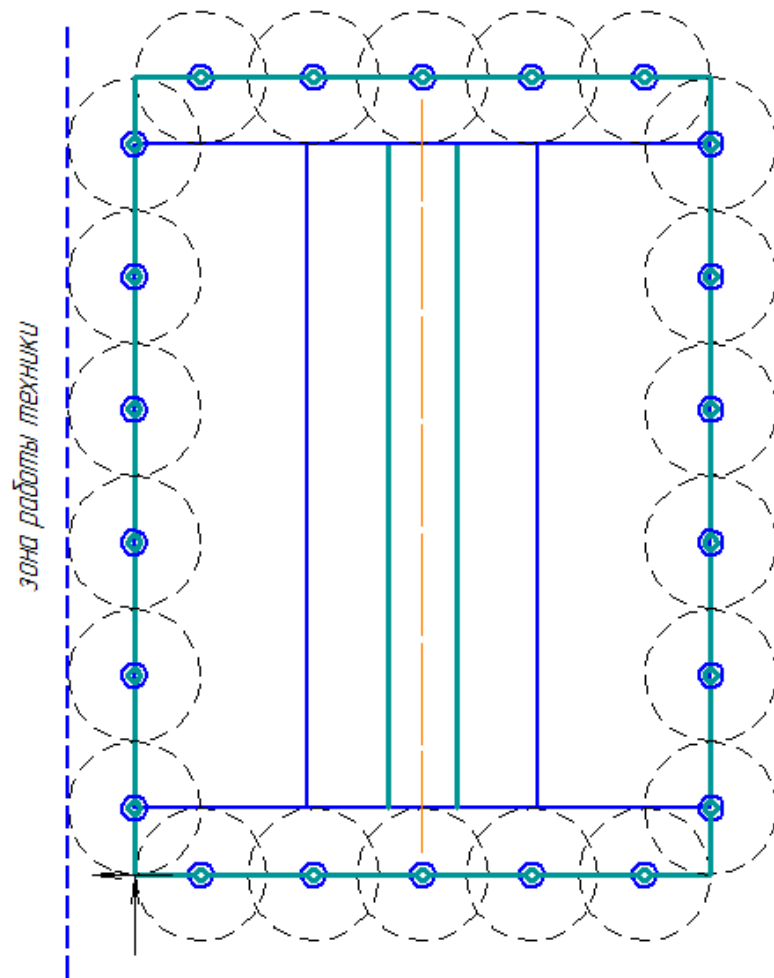


Рис. 3.1.2 – Схема соединения системы замораживающих колонок при вырезке катушки длиной 10 м и диаметром 1020 мм

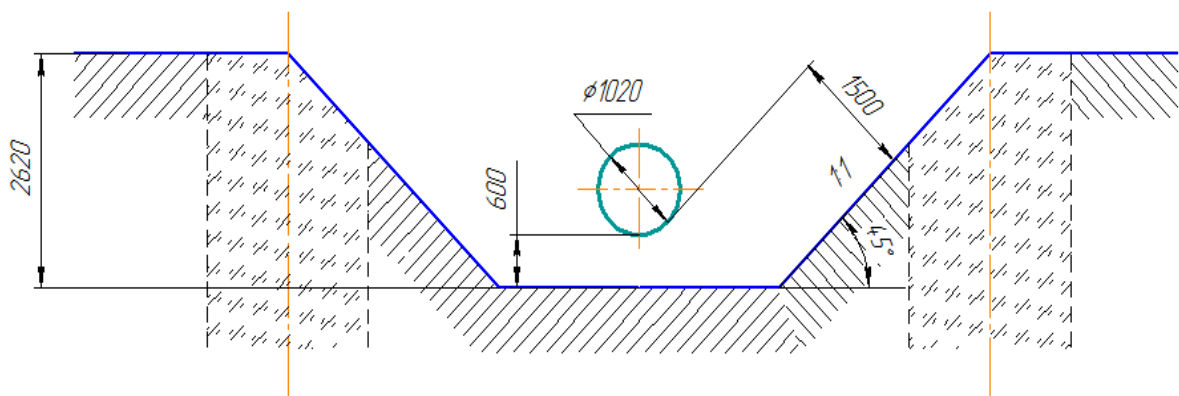


Рис. 3.1.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм

Во время положительной температуры воздуха при отрытой работе, выемку грунта из котлована нужно проводить при защите от солнечных лучей, а также действия атмосферных осадков стенкой ледогрунтового ограждения.

Одновременное водопонижения и использование замораживания даст возможность осушить грунт в котловане, который огражден замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Рассмотрим схему замораживания при ремонтах работах на трубопроводе диаметром 1020 мм. Есть возможность, когда водоупор будет находиться ниже дна котлована, и на уровне дна котлована или выше него.

3.2. Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше него

В случае замораживающие колонки будут опускаться до водоупорных грунтов, что при заморозке обеспечит защиту от проникновения воды, как снизу котлована, так и с боковых сторон.

В следствии того, что есть зависимость глубины ремонтного котлована от диаметра трубопровода, значит будет зависимость длины замораживающих колонок от диаметра трубопровода. Длины замораживающих колонок приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонки, до м
530	2,13	2,23
630	2,23	2,33
720	2,32	2,42
820	2,42	2,52
1020	2,62	2,72
1220	2,82	2,92

Поперечные разрезы ледогрунтового ограждения и котлована для двух случаев показаны на (рис. 3.2.1).

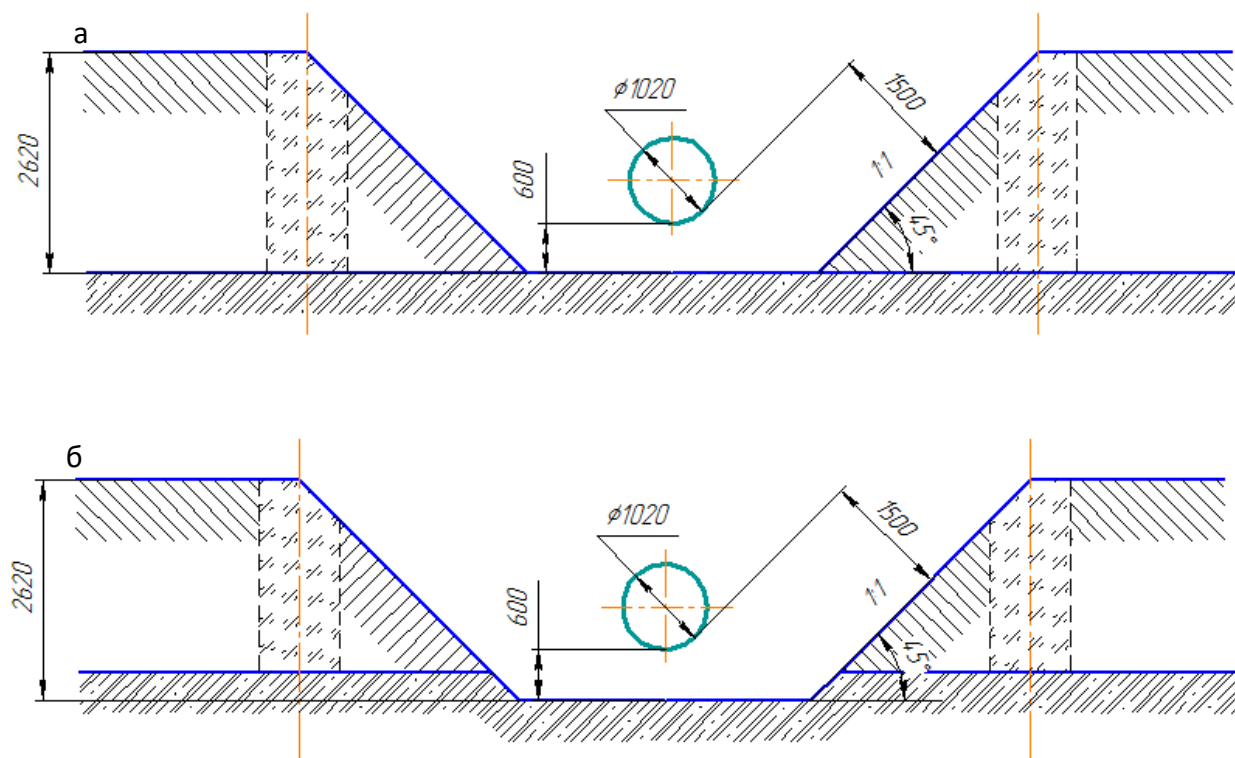


Рис. 3.2.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм, а – водоупор находится на уровне, б – выше уровня дна котлована

Число замораживающих колонок обусловлено длиной вырезаемого участка и шириной котлована, что имеет зависимость от диаметра трубопровода и типа грунта. Учитывая, что радиус замораживания для каждой колонки будет равен 0,5 м, будем рассчитывать число замораживающих колонок. Схемы расстановки замораживающих колонок в зависимости от длины котлована показана на (рис. 3.2.2, 3.2.3).

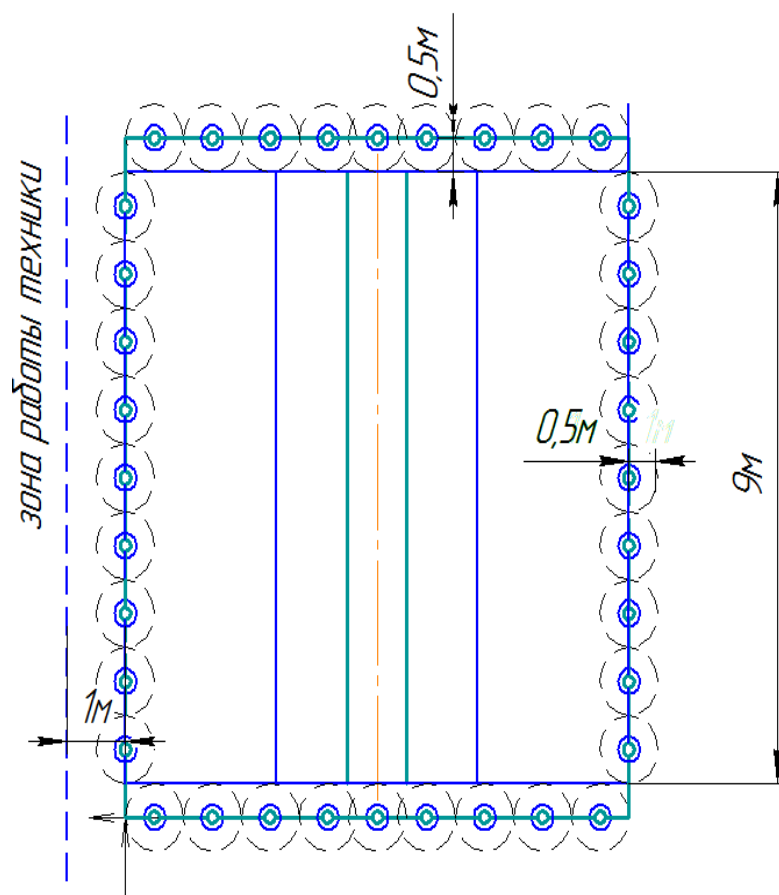


Рис. 3.2.2 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 10 м (четное число)

Зависимость числа замораживающих колонок от длины котлована показана в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Количество замораживающих колонок в зависимости от длины котлована

Длина котлована, м	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13
Количество замораживающих колонок	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13

Ширина котлована по полотну обусловлена типом болот и значением диаметра трубы. Углы откоса стенок котлована согласно РД 153–39.4Р–130–2002 изменяются в пределах от 38 до 76 градусов.

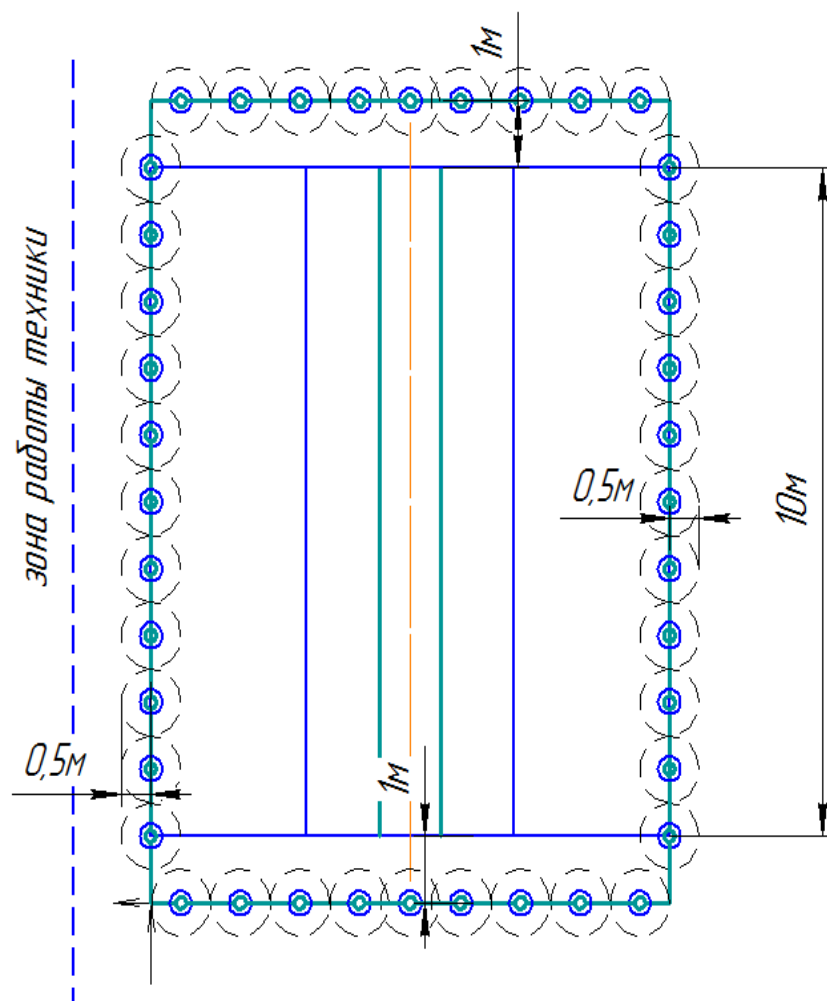


Рис. 3.2.3 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 9 м (нечетное число)

Зависимость ширины котлована от угла откоса стенок котлована и диаметра трубопровода показана в (таблице 3.2.3).

Таблица 3.2.3 – Ширина котлована по полотну в зависимости от диаметра трубопровода и угла откоса стенки котлована

Наружный диаметр D_n , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	8,99	7,79	7,11	6,74	6,41	5,70	4,60
630	9,34	8,09	7,38	6,99	6,64	5,91	4,75
720	9,66	8,36	7,62	7,22	6,85	6,09	4,88
820	10,02	8,66	7,88	7,47	7,09	6,29	5,03
1020	10,73	9,26	8,42	7,97	7,56	6,69	5,33
1220	11,44	9,86	8,96	8,47	8,03	7,10	5,63

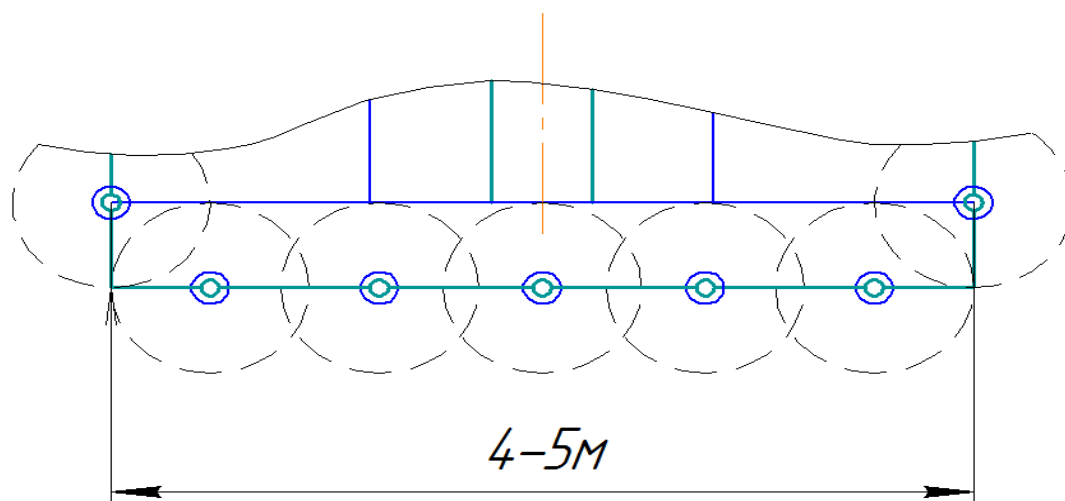


Рис. 3.2.4 – 5 замораживающих колонок используется при ширине котлована по полотну от 4 до 5 метров

Имеется возможность выражения ширины котлована по полотну в эквиваленте числа колонок (таблица 3.2.4), то есть 6 колонок используется при ширине котлована от 5 до 6 м., 5 колонок от 4 до 5 м, 4 колонки от 3 до 7 м и т.д. (рис. 3.2.4).

Таблица 3.2.4 – Ширина котлована по полотну в эквиваленте количества колонок

Наружный диаметр D_n , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	9	8	8	7	7	6	5
630	10	8	8	7	7	6	5
720	10	9	8	8	7	6	5
820	10	9	8	8	7	7	5
1020	11	10	9	8	8	7	6
1220	12	10	9	9	8	7	6

Исходя из этого, посчитывая, число колонок при различных длинах котлована и различных диаметрах трубопровода (таблица 3.2.5).

Объем ледогрунтового цилиндра, который образуется вокруг замораживающей колонки, если радиус ледогрунтового цилиндра равен 1м обусловлен глубиной замораживания и определен:

$$V = \pi R^2 h, \quad (3.2.1)$$

где R – радиус замораживания;

h – глубина замораживания (таблица 3.2.6).

Таблица 3.2.5 – Количество колонок в зависимости от диаметра трубопровода и длины котлована

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	18-28	18-30	18-30	18-30	20-32	20-34
6-7	22-32	22-34	22-34	22-34	24-36	24-36
8-9	26-36	26-38	26-38	26-38	28-40	28-40
10-11	30-40	30-42	30-42	30-42	32-44	32-44
12-13	34-44	34-46	34-46	34-46	36-48	36-48

Таблица 3.2.6 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания при радиусе ледогрунтового цилиндра 0,5 м

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, м ³
530	2,13	1,67
630	2,23	1,75
720	2,32	1,82
820	2,42	1,90
1020	2,62	2,06
1220	2,82	2,21

Таблица 3.2.7 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	30,10-	31,51-	32,78-	34,19-	41,13-	44,27-
	46,82	52,50	54,64	60,79	65,81	75,27
6-7	36,79-	38,51-	40,07-	41,79-	49,36-	53,13-
	53,51	59,52	61,92	64,59	74,04	79,69
8-9	43,47-	38,51-	47,35-	49,39-	57,59-	61,98-
	61,19	59,52	69,21	72,19	82,27	88,55
10-11	50,16-	52,52-	54,64-	56,99-	65,81-	70,84-
	66,88	73,52	76,49	79,79	90,46	97,40
12-13	56,85-	59,52-	61,92-	64,59-	74,04-	79,69-
	73,57	76,91	83,79	87,39	98,72	106,26

3.3. Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована

Иногда торфяной слой в толщину может быть до 8 м. При таких глубинах нет возможности использовать замораживающие колонны, у которых длина 8 и более метров. В таких случаях необходимо проводить

защиту от проникновения воды как снизу котлована, так и с боковых сторон. Если отсутствует водоупорный слой, то требуется заморозка как дна траншеи, так и боковых стенок.

Длины замораживающих труб обусловлены глубиной ремонтного котлована и превышают его. Длины замораживающих труб приведены в (таблице 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающих колонок, м
530	2,13	2,53
630	2,23	2,63
720	2,32	2,72
820	2,42	2,82
1020	2,62	3,02
1220	2,82	3,22

Необходимо замораживание дна котлована, углубленного до 30–40 мм, чтобы обеспечить защиту от проникновения грунтовых вод в ремонтный котлован через его дно. Поэтому замораживающие колонны опускают вглубь на 30–40 мм ниже, чем проектная глубина котлована. Что сопровождается полную защиту от проникновения грунтовых вод.

Поперечный разрез котлована представлен на (рис. 3.3.1). Здесь заморозка продлится около 3–4 дней, при этом радиус ледогрунтового цилиндра будет равен 1 м. Из-за того, что откосы траншеи являются полностью замороженными, то согласно РД 153-39.4Р-130-2002 угол откоса стенки траншеи возможно принимать равным 63^0 .

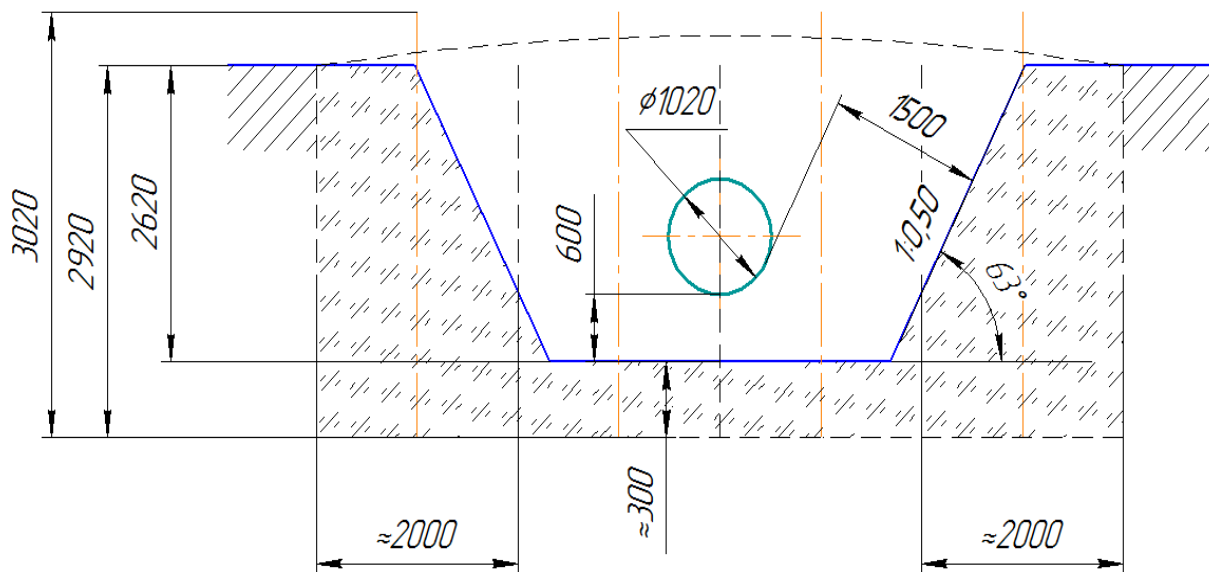


Рис. 3.3.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм. Водоупор находится ниже уровня дна котлована

При диаметре трубопровода, варьируемого от 530 до 1220 мм (таблица 3.2.3), и с шириной траншеи по полотну, варьируемой от 5,70 до 7,50 м, понадобится 4 ряда колонн. Если длительность замораживания продлится более чем 4 дня, то радиус ледогрунтового цилиндра вокруг колонны может достигать 1,5 м. При вышеупомянутых условиях, чтобы соорудить ремонтный котлован для труб с диаметром от 530 до 720 мм., требуется два ряда замораживающих колонок, если же взять трубы диаметром от 820 до 1420 мм., нужно четыре ряда.

Схема расстановки замораживающих колонок и их количество будут зависеть только от диаметра трубопровода и длины ремонтного котлована (рис. 3.3.2, 3.3.3).

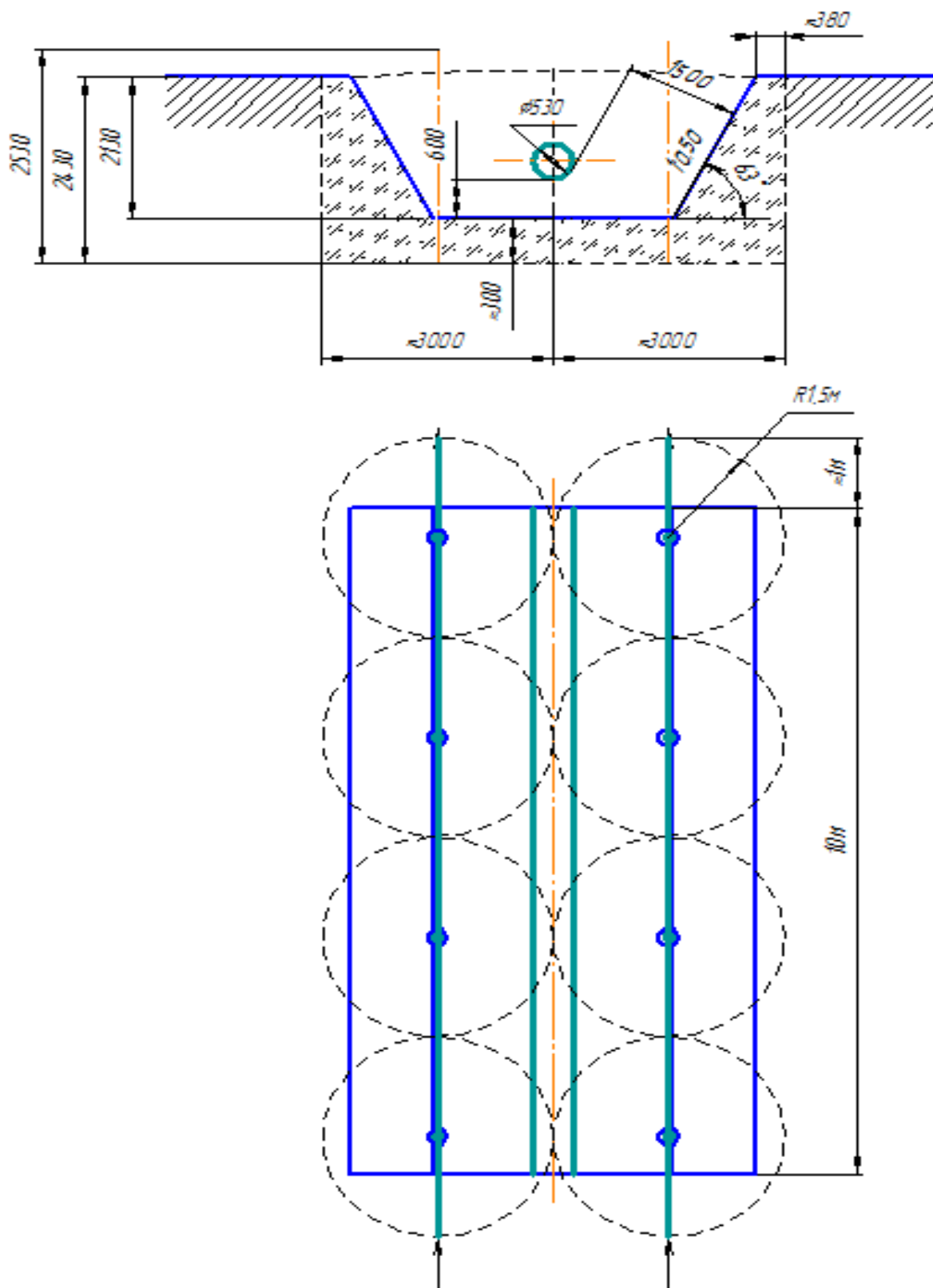


Рис. 3.3.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 530 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1,5 м

Количество замораживающих колонок для различных длин котлована и радиуса ледогрунтового цилиндра приведено в (таблице 3.3.2).

Таблица 3.3.2 – Количество замораживающих колонок

Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра	Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра
	1 м		1,5 м
4	3	4	2
5		5	
6	4	6	3
7		7	
8	5	8	4
9		9	
10	6	10	5
11		11	
12	7	12	5
13		13	

Общее число замораживающих колонн, которые потребуются для труб разного диаметра и для замораживания котлована разной длины показано в (таблице 3.3.3). Жирным курсивом выделены колонны с радиусом ледогрунтового цилиндра 1,5 м.

Таблица 3.3.3 – Общее количество замораживающих колонок

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	4	4	4	12	12	12
5	4	4	4	12	12	12
6	6	6	6	16	16	16
7	6	6	6	16	16	16
8	6	6	6	20	20	20
9	8	8	8	20	20	20
10	8	8	8	24	24	24
11	8	8	8	24	24	24
12	10	10	10	28	28	28
13	10	10	10	28	28	28

Объем ледогрунтового цилиндра, который образуется вокруг замораживающей колонки обусловлен глубиной замораживания и будет рассчитываться по формуле (3.2.1), данные есть в (таблице 3.3.4).

Таблица 3.3.4 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки
530	2,13	1,5	15,05
630	2,23	1,5	15,75
720	2,32	1,5	16,39
820	2,42	1	7,60
1020	2,62	1	8,23
1220	2,82	1	8,85

Общий объем замороженного грунта показан в (таблице 3.3.5).

Таблица 3.3.5 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонт. котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
5	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
6	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
7	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
8	90,29*	94,53*	98,34*	151,98	164,54**	177,10**
9	120,39*	126,04*	131,13**	151,98	164,54**	177,10**
10	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
11	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
12	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93
13	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93

* - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована;

** - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована в случае меньших углов откоса стенок ремонтного котлована;

Если проводить полное замораживание грунта будущего ремонтного котлована будет происходить закрепление стенок, из-за чего увеличивается угол откоса стенок котлована до 63^0 . Что приведет к большому уменьшению ширины котлована по полотну, в следствии чего уменьшится число замораживающих колонок, а значит, и будет уменьшение объема замораживаемого грунта. Данный эффект сильно виден для таких труб, у которых диаметр меньше. Будет повышаться радиус ледогрунтового цилиндра

до 1,5 м., из-за того, что в данном случае возможно использование длительного замораживания (до 6 дней).

3.4. Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок

Для того чтобы уменьшить трудоемкость работы по замораживанию грунта, предлагается заморозить грунт с наклоном при установлении колонок. Что даст поможет уменьшить число замораживающих колонок, а значит, будет уменьшение трудоемкости установки колонок и объема замораживаемого грунта. Предлагается рассмотреть метод для вырезки катушки трубопровода с диаметром 1020 мм. Поперечный разрез котлована и схема расположения замораживающих колонок показаны ниже (рис. 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3).

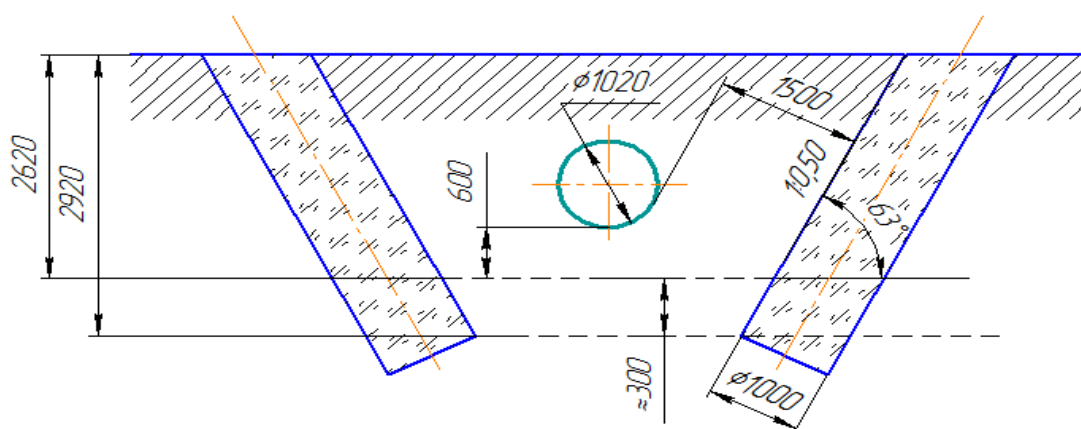


Рис. 3.4.1 – Поперечный контур будущего котлована и разрез ледогрунтового цилиндра при наклонном расположении замораживающей колонны

Здесь угол откоса стенок котлована принимаем равным 63° , из-за того, что замораживается весь поперечный контур траншеи. Обеспечение постоянной толщины боковой ледогрунтовой стенки равной 500 мм, одновременно с вводом замораживающих колонн в грунт под углом 63° . Колонны необходимо установить при удалении 560 мм от бровки во внутреннюю сторону траншеи.

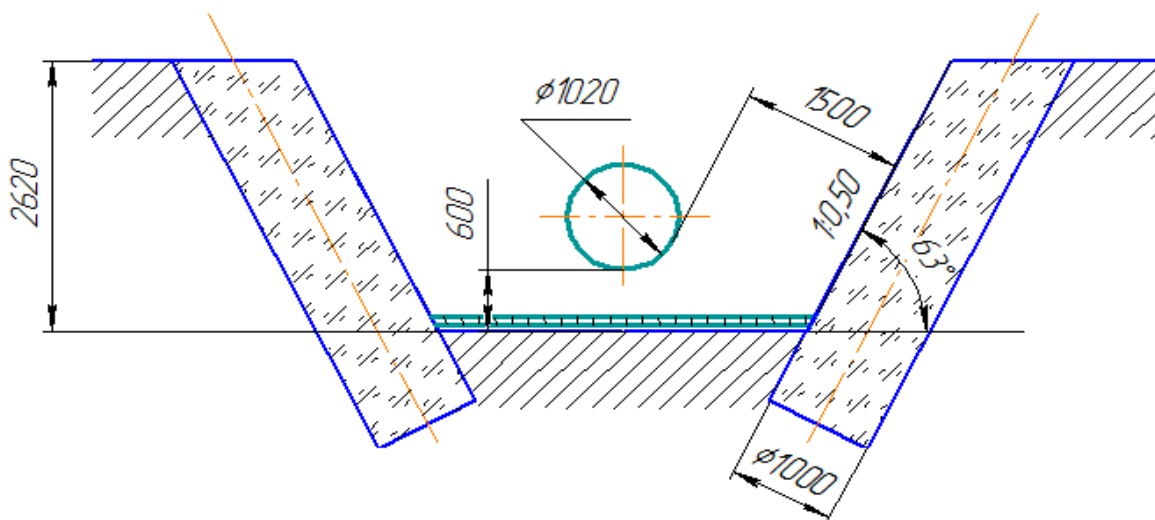


Рис. 3.4.2 – Поперечный разрез котлована

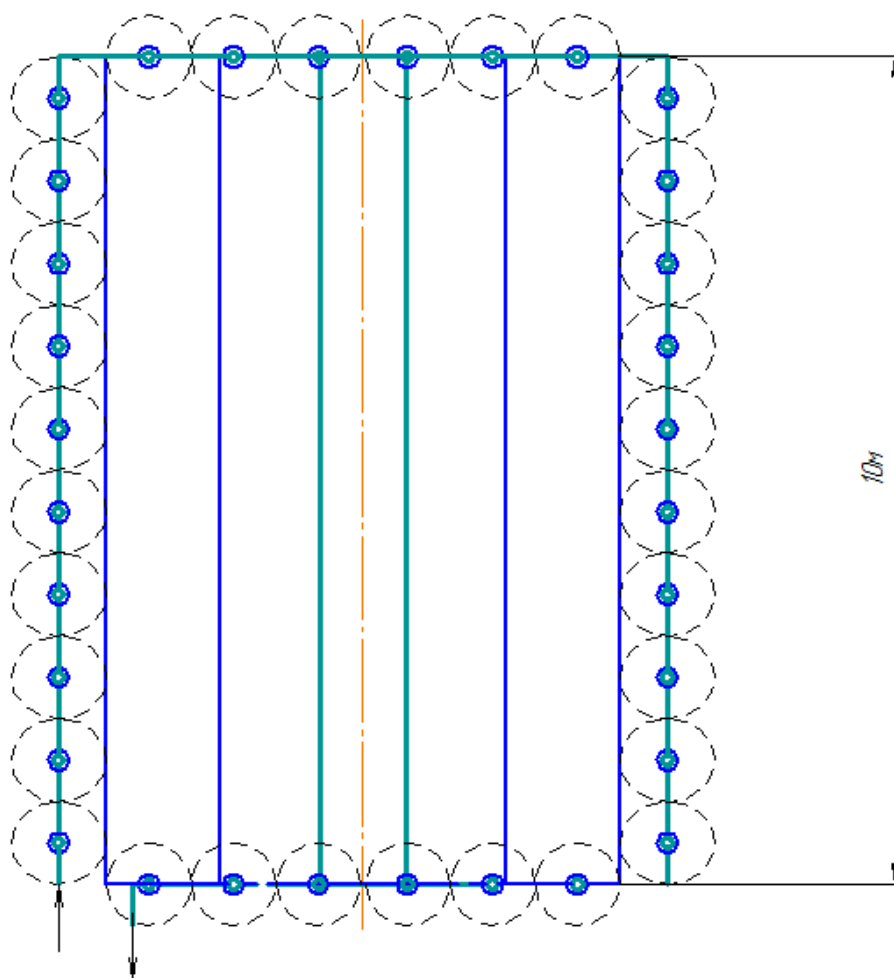


Рис. 3.4.3 – Схема расстановки замораживающих колонок

Число колонн, которые установлены по длине и ширине котлована будет похожим на первый описанный случай (таблицы 3.4.2, 3.4.4, 3.4.5). Однако, длины могут быть больше, из-за того, что колонны установлены под углом 63° (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Длины замораживающих труб при установке под углом 63°

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонны при вертикальной установке, м	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м
530	2,13	2,53	2,84
630	2,23	2,63	2,95
720	2,32	2,72	3,05
820	2,42	2,82	3,17
1020	2,62	3,02	3,39
1220	2,82	3,22	3,61

Объем ледогрунтового цилиндра, который образуется вокруг замораживающей колонки обусловлен глубиной замораживания и возможно рассчитывать по формуле (3.2.1), данные в (таблице 3.3.4)

Таблица 3.4.2 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки при наклонной установке

Наружный диаметр D_n , мм	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, m^3
530	2,84	0,5	2,23
630	2,95	0,5	2,32
720	3,05	0,5	2,39
820	3,17	0,5	2,49
1020	3,39	0,5	2,66
1220	3,61	0,5	2,83

Общий объем замороженного грунта показан в (таблице 3. 4.3).

Таблица 3.4.3 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D _н , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	31,21	32,42	33,52	39,82	42,58	45,34
5	35,67	37,05	38,31	44,79	47,90	51,01
6	40,13	41,68	43,10	49,77	53,22	56,68
7	44,59	46,32	47,89	54,75	58,55	62,34
8	49,05	50,95	52,67	59,72	63,87	68,01
9	53,51	55,58	57,46	64,70	69,19	73,68
10	57,96	60,21	62,25	69,68	74,51	79,35
11	62,42	64,84	67,04	74,65	79,83	85,02
12	66,88	69,47	71,83	79,63	85,16	90,68
13	71,34	74,10	76,62	84,61	90,48	96,35

Если установка замораживающих колон происходит под наклоном, то возможно полное замораживание дна и стенок будущего ремонтного котлована. Из-за чего есть увеличение угла откоса стенок котлована до 63°. Если установка колонок является наклонной, то радиус ледогрунтового цилиндра для любых диаметров ремонтного трубопровода составит 0,5 м. Таким образом, при вертикальной установке колонок замораживание грунта проводится медленнее. Для уменьшения числа колонок, можно исключить их из центра котлована, что даст уменьшение объема замораживаемого грунта.

ГЛАВА 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия

Проведем расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия и определим тип, вес пригрузов и расстояние между ними при их установке на трубопровод. Детально разберем расчет против всплытия трубопровода с наружным диаметром 1020 мм на болоте III типа.

Данные для расчета представлены ниже:

продукт перекачки – нефть;

рабочее давление – 6,3 МПа;

марка стали – 17Г1С;

временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр} = 510$ МПа;

предел текучести $R^H_2 = \sigma_T = 363$ МПа;

коэффициент надежности по материалу $K_1 = 1,4$;

категория участка – В;

длина участка балластировки – 500 м;

температурный перепад $\Delta t = \pm 45^\circ\text{C}$;

плотность воды с учетом растворенных в ней солей $\gamma_B = 1075$ кг/м³;

футеровка сплошная, схема изоляции трубопровода 2+2, тип изоляционной ленты и обертки – Альтене (Ал).

4.1.1. Расчет толщины стенки

Предварительно (в первом приближении) расчетная толщина стенки δ трубопровода согласно п.8.22* [5].

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (4.1.1.1)$$

где δ – расчетная толщина стенки трубопровода, м;

P – внутреннее рабочее (нормативное) давление в трубопроводе; значение которого устанавливается проектом (это наибольшее избыточное давление, как правило, на выходе из НПС или КС, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода), Па;

D_H – наружный диаметр трубопровода, м;

n_p – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, принимаемый по табл. 13 [5]:

– 1,10 – для газопроводов;

– 1,15 – для нефте- и продуктопроводов (НП и НПП) $D_y=700-1200$ мм с промежуточными нефте- (для НП) и насосными (для НПП) перекачивающими станциями (НПС) без подключения емкостей (резервуаров) (т.е. осуществляющие перекачку по схеме «из насоса в насос»);

– 1,10 – для НП $D_y=700-1200$ мм без промежуточных НПС (одна головная НПС, собирающая нефть с промыслов) или с промежуточными НПС, работающих постоянно только с подключенной ёмкостью, а также для НП и НПП D_y менее 700 мм;

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} ; \quad (4.1.1.2)$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} , \quad (4.1.1.3)$$

– расчетные (допустимые) сопротивления основного металла труб и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию) и изгибу соответственно по временному сопротивлению на разрыв $\sigma_{вp}$ и по пределу текучести σ_T , Па;

$$R_1^H = \sigma_{вp}, R_2^H = \sigma_T = \sigma_{0,2} ;$$

– нормативные сопротивления металла труб и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемые равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления образца из данной марки стали на разрыв и предела текучести (напряжение, которое соответствует остаточному относительному удлинению образца после

разгрузки, равному 0,2%) по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов изготовителей на трубную сталь, Па.

Примечание. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надежности по нагрузке n , учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 4.1.1.1 [5].

Таблица 4.1.1.1 – Коэффициент условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	В	I и II	III и IV
m	0,6	0,75	0,9

k_1 и k_2 – коэффициенты надежности по материалу:

k_1 учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений (приведен в исходных данных в соответствии с ТУ на трубы);

k_2 учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики:

– для бесшовных труб из малоуглеродистой стали ($D_H \leq 426\text{мм}$) $k_2=1,11$;

– для прямо и спиралешовных труб:

а) из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H = \sigma_T / \sigma_{BP} = 0,71 \leq 0,8 \quad k_2=1,15;$$

б) из высокопрочной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H > 0,8 \quad k_2=1,2;$$

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение, принимается по таблице 4.1.1.2. [5].

Таблица 4.1.1.2 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода D_y , мм	Газопроводы			НП и НПП
	$P \leq 5,4$ МПа	$5,4 < P \leq 7,4$ МПа	$7,4 < P \leq 9,8$ МПа	
500 и менее	1,0	1,0	1,0	1,0
600-1000	1,0	1,0	1,05	1,0
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 16,5 \text{ мм};$$

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{510 \cdot 0,6}{1,4 \cdot 1} = 218,57 \text{ МПа};$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{363 \cdot 0,6}{1,15 \cdot 1} = 189,39 \text{ МПа}.$$

Определив в первом приближении по формуле (3.2.1) расчетную толщину стенки δ , необходимо найти сумму продольных (осевых) напряжений в трубопроводе $\sigma_{ПР.N}$ от расчетных нагрузок и воздействий. Например, для прямолинейных участков подземных трубопроводов полностью заземленных грунтом (т.е. при отсутствии продольных и поперечных перемещений последнего в траншее, просадок и пучения грунта) от воздействия расчетного температурного перепада Δt и внутреннего давления P :

$$\sigma_{ПР.N} = \sigma_{ПР.P} + \sigma_{ПР.t}, \quad (4.1.1.4)$$

где $\sigma_{ПР.P}$, $\sigma_{ПР.t}$ – расчетные продольные напряжения в прямолинейном или упруго-изогнутом полностью заземленном подземном трубопроводе соответственно от внутреннего давления P (при наличии заглушек, задвижек или изгибе труб) и расчетного температурного перепада Δt (термическое напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности $n_t=1,0$):

$$\sigma_{ПР.t} = \sigma_{ПР.t}^H = -\alpha_t E \Delta t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 45 = -111,24 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.5)$$

$$\sigma_{ПР.P} = n_p \sigma_{ПР.P}^H = n_p \xi \sigma_{КЦ}^H = \xi \sigma_{КЦ} = 0,5 \cdot 216,69 = 112,91 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.6)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_P \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_P \left(\frac{PD_{\text{ВН}}}{2\delta_H} \right) = n_P \left(\frac{PD_H}{2\delta_H} - P \right) = 1,15 \left(\frac{6,3 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,0165} - 6,3 \right) = 216,69 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.7)$$

– кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода, Па;

$\sigma_{\text{ПР.Р}}^H, \sigma_{\text{КЦ}}^H$ – нормативные продольные (от Р) и кольцевые напряжения соответственно, Па;

α_t – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости металла трубы равный для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$\Delta t = (t_3 - t_{\text{ф.р.с.}})$ – расчетный температурный перепад между температурой стенок трубы в процессе эксплуатации t_3 (определяется в технологической части проекта и принимается равной температуре продукта на выходе из КС или НПС) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода $t_{\text{ф.р.с.}}$ (свариваются захлесты, навешиваются балластирующие грузы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система), $^\circ\text{C}$;

ξ – коэффициент, принимающий следующие значения:

$\xi = 0,5$ – для «свободного» подземного трубопровода (на подводных переходах, в поймах рек, на болотах, слабонесущих грунтах, у мест выхода на поверхность на поворотах, где не обеспечивается полное заземление грунтом), а также для надземных трубопроводов в виде балочных, шпренгельных и висячих систем, в которых предусмотрена компенсация продольных (температурных) деформаций, а также для арочных систем;

$$D_{\text{ВН}} = D_H - 2\delta_H, \quad (4.1.1.8)$$

где $D_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ_H – номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины δ в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов – изготовителей, м.

Приняв по вышеизложенному правилу, вычисляем сумму:

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p P (D_H - 2\delta_{H1})}{2\delta_{H1}} = -46,23 \text{ МПа}, \quad (4.1.1.9)_{62}$$

при положительном температурном перепаде $\Delta t \geq 0$ (при замыкании трубопровода в холодное время года).

Если при этом полученная сумма (4.1.1.9) $\sigma_{\text{пр.н}} \geq 0$ (растягивающие напряжения, т.е. когда продольные напряжения от внутреннего давления гасят термические), окончательно принимаем в качестве номинальной ранее найденную толщину стенки $\delta_H = \delta_{H1}$

В противном случае, когда $\sigma_{\text{пр.н}} < 0$ (сжимающие напряжения, т.е. термические напряжения по модулю больше продольных напряжений от внутреннего давления) величина δ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(\psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (4.1.1.10)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

– при $\sigma_{\text{пр.н}} \geq 0$ (осевые растягивающие напряжения) $\psi_1 = 1$;

– при $\sigma_{\text{пр.н}} < 0$ (осевые сжимающие напряжения) коэффициент ψ_1 ($0 < \psi_1 < 1$) вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(0,88 \cdot 218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 0,01857 \text{ м} = 18,57 \text{ мм}, \\ \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75(|\sigma_{\text{пр.н}}| / R_1)^2} - 0,5|\sigma_{\text{пр.н}}| / R_1 = \\ &= \sqrt{1 - 0,75(46,23 / 218,57)^2} - 0,5 \cdot 46,23 / 218,57 = 0,88. \end{aligned} \quad (4.1.1.11)$$

Расчетная толщина стенки трубопровода, определенная по формуле (4.1.1.11), также, как и в первом случае, округляется в большую сторону до ближайшей номинальной по сортаменту труб и обозначается $\delta_H = 19$.

Согласно п. 8.22* [5]. толщину стенки труб, определенную по формулам (4.1.1.1) и (4.1.1.10), следует принимать не менее $1/140D_H$, но не менее 3 мм для труб $D_y \leq 200$ мм и не менее 4 мм для труб $D_y > 200$ мм.

При этом принятая толщина стенки δ_H должна удовлетворять условию:

$$\delta_H \geq \delta_{\text{мин}}, \quad (4.1.1.12)$$

где $\delta_{\text{мин}}$ – минимальная толщина стенки, которая согласно п. 13.16 [5]₆₃ находится из условия:

$$P_{\text{и}} = \frac{2\delta_{\text{мин}}R}{D_{\text{вн}}} \geq P, \quad (4.1.1.13)$$

откуда следует, что

$$\delta_{\text{и}} \geq \frac{D(D_H - 2\delta_H)}{2 \cdot 0,95R_2^H}, \quad (4.1.1.14)$$

где $P_{\text{и}}$ – заводское гидростатическое испытательное давление, Па;

$$\delta_{\text{мин}} = \frac{6,3(1020 - 2 \cdot 19)}{2 \cdot 344,85} = 8,97 \text{ мм},$$

$$R = 0,95R_2^H = 0,95\sigma_T = 0,95 \cdot 363 = 344,85 \text{ МПа};$$

– расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H (предела текучести стали согласно п. 8.2. [5]), Па.

4.1.2. Расчет геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы δ_H , необходимо подсчитать геометрические параметры трубы:

$R_{\text{ср}}$ – радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки, м:

$$R_{\text{ср}} = \frac{(D_H - \delta_H)}{2} = \frac{(1020 - 19)}{2} = 500,5 \text{ мм} = 0,5005 \text{ м}; \quad (4.1.2.1)$$

$$\delta_H / R_{\text{ср}} = 19 / 500,5 = 0,037962;$$

– отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности;

F_{δ} – площадь поперечного сечения стенки трубы, м^2 :

$$F_{\delta} = \frac{\pi}{4}(D_H^2 - D_{\text{вн}}^2) = 2\pi R_{\text{ср}} \delta_H = 2\pi \cdot 0,5005 \cdot 0,019 = 0,05972 \text{ м}^2; \quad (4.1.2.2)$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе, м^4 :

$$J = J_{xx} = J_{yy} = \frac{\pi}{64}(D_H^4 - D_{BH}^4) = \frac{\pi}{64}(1,02^4 - 0,982^4) = 0,00748 \approx \quad (4.1.2.3)$$

$$\approx \pi R_{CP}^3 \delta_H = 0,0074826$$

$$E \cdot J = 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0075 = 1541413484 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 = 15,41413 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 \quad (4.1.2.4)$$

(E•J) – жесткость трубы на изгиб, Н•м².

64

4.1.3 Расчет параметров балластировки

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение на дне обводненной траншеи при выпуклом (вогнутом) рельефе местности при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из этого положения.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, согласно п. 8.30* [5] следует проверять (в зависимости от условий строительства на данном участке) по условию:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{K_{\text{н.в}}} Q_{\text{пас}}, \quad (4.1.3.1)$$

где $Q_{\text{акт}}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх (включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом на выпуклом либо вогнутом рельефе), Н/м;

$Q_{\text{пас}}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес трубопровода), Н/м;

$K_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода против всплытия на обводненных участках трассы, принимаемый равным:

– 1,05 для участков перехода через болота I, II и III типов по [6], водоемы, водохранилища, пруды, озера при отсутствии течения, пойменные участки рек за границами производства подводно-технических работ (ПТР), обводненные и периодически затопляемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности; В общем случае при протаскивании трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, по дну обводненной траншеи при равномерном

расположении балластирующих устройств по длине трубопровода, включая участки, уложенные свободным изгибом, выражение (4.1.3.1) после раскрытия величин $Q_{\text{АКТ}}$ и $Q_{\text{ПАС}}$ и перегруппировки членов принимает вид:

$$B = q_{\text{БАЛЛ.В}}^H = \frac{1}{n_B} [k_{\text{Н.В}} \cdot (q_B + q_{\text{ИЗГ}} + P_y) + P_x / f_{\text{Т.В}} - q_{\text{ТР}} - q_{\text{ДОП}}], \quad (4.1.3.2)$$

$B = q_{\text{БАЛЛ.В}}^H$ - нормативный вес балластирующих конструкций (пригрузов, без учета коэффициента надежности по нагрузке) в воде, приходящийся на 1 м трубы, Н/м;

n_B – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

- 0,9 – для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода;
- 1,0 – для чугунных грузов;

$q_B = A$ – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{\text{Н.И}}^2 \gamma_B g = \frac{\pi}{4} 1,0858^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 9756,65 \text{ Н/м}, \quad (4.1.3.3)$$

$D_{\text{Н.И}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м, равный:

$$D_{\text{Н.Ф}} = D_{\text{Н}} + 2(\delta_{\text{ИЗ}} + \delta_{\text{Ф}}) = 1,02 + 2(0,0029 + 0,03) = 1,0858 \text{ м}; \quad (4.1.3.4)$$

наружному диаметру офутерованного трубопровода в случае сплошной футеровки, необходимой для защиты изоляционного покрытия трубопровода (дюкера) при его укладке способом протаскивания по дну траншеи, разрабатываемой в русловой части подводного перехода (ПП) или на болотах I, II и III типов;

$\gamma_B = 1075 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, $g=9,80665 \text{ м/с}^2$.

Примечание. При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-

пластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

$\delta_{из}$, $\delta_{ф}$ – толщина слоя соответственно изоляции и футеровки, м:

$$\delta_{из} = k_{из}(\delta_{и.л} + \delta_{об}) = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} = 0,0029 \text{ м}, \quad (4.1.3.5)$$

$\delta_{и.л}$, $\delta_{об}$ – толщина изоляционного покрытия (мастичной изоляции или изоляционной ленты) и оберточного слоя (обертки) соответственно, приведенные для различных материалов в таблице 4.1.3.1;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста:

– 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;

– 2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

Примечания:

1. Плотность мастичной изоляции может быть принята равной 1050 кг/м³.
2. Конструкция защитных покрытий применяется по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

3. Толщина футеровки $\delta_{ф}$ принимается равной:

– 20 мм – для трубопроводов $D_{н} \leq 426$ мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;

– 30 мм – для трубопроводов $D_{н} > 426$ мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речно-проволочными коврами (матами).

И в том и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м.

Футеровка может быть сплошной, при которой вся поверхность труб по окружности закрывается рейками (см. рис. 4.1.3.1 и 4.1.3.2), и не сплошной, когда рейки по поверхности труб укладываются с промежутками, равными ширине реек. В зависимости от способа укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку проводят по всей длине или на отдельных его участках. Так при укладке подводного трубопровода (дюкера)

протаскиванием по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного погружения футеровку осуществляют на отдельных участках (в местах крепления тросов), где возможно повреждение изоляции;

Таблица 4.1.3.1 – Изоляционные материалы

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина $\delta_{и.п.}, \delta_{об.}$ мм	Масса 1 м ² , кг/м ²	Плотность материала изоляционного покрытия (обертки) $\gamma_{и.п.}, \gamma_{об.}$, кг/м ³
Отечественные изоляционные материалы			
Летняя ПИЛ, ТУ 19-103-78	0,3	-	-
Зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166-82	0,35	-	-
Зимняя ПВХ-Л, ТУ 102-320-86	0,3	-	-
Отечественные обертки, в т.ч.:			
Пленка оберточная ПЭКом, ТУ 102-284-81	0,6±0,05	0,53	880
Пленка оберточная ПДБ, ТУ 21-27-49-76	0,55±0,05	0,58	1050
Пленка полимерная ПВХ, ТУ 102-123-78	0,5±0,1	0,634	1268
Оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123-78	0,6±0,1	0,705	1175
Импортные изоляционные ленты			
Поликен 980-25 (США)	0,635	0,664	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	0,664	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,735	1157
Нитто-53-635 (Япония)	0,635	0,692	1090
Фуракава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	0,648	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	0,664	1046
Пластизол (Югославия)	0,640	0,655	1040
Импортные обертки			
Поликен 955-25 (США)	0,635	0,653	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	0,640	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,636	0,680	1072
Нитто-56РА-4 (Япония)	0,635	0,670	1055
Фуракава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	0,633	989
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	0,653	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	0,655	1031

Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции и футеровки (при укладке протаскиванием, а при укладке с поверхности воды $q_{\phi}=0$) при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в}=0,95$:

$$q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{\phi} = 4367,48 + 90,64 = 4458,12 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.6)$$

где q_M – нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_M = n_{с.в} \gamma_M g F_{\delta} = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,059720 = 4367,48 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.7)$$



Рис. 4.1.3.1 – Футеровка трубопровода деревянными рейками

$n_{с.в}=0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса при расчете на устойчивость положения трубопровода против всплытия, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции; γ_M – плотность металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_M=7850$ кг/м³);

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов, определяемая в зависимости от схемы изоляционного покрытия («1+1» или «2+2»), Н/м:

$$\begin{aligned}
 q_{из} &= q_{и.п.} + q_{об} = n_{с.в} \cdot q_{из}'' \cdot (q_{и.п.}'' + q_{об}'') = \\
 &= n_{с.в} \cdot k_{из} \cdot g \cdot \pi \cdot (D_H + \delta_{из}) \cdot (\gamma_{и.п.} \delta_{и.п.} + \gamma_{об} \delta_{об}) = \\
 &= 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot 3,14 \cdot (1,02 + 0,002921) \cdot \\
 &\cdot (1046 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} + 1028 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3}) = 90,64 \text{ Н / м};
 \end{aligned}
 \tag{4.1.3.8}$$

$\gamma_{и.п.}$, $\gamma_{об}$ – плотность изоляционных и оберточных материалов соответственно, кг/м³.

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего болта III типа, вертикальная и горизонтальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи не учитывается так как течение на болтах III типа отсутствует.

$$\begin{aligned}
 B &= q_{бал.в}^H = [k_{н.в} (q_B + q_{изг} + P_y) + P_x / f_{т.в} - q_{тр} - q_{доп}] / n_B = \\
 &= [1,05(9756,65 + 0 + 0) + 0 - 4367,48 - 0] / 0,9 = 6429,29 \text{ Н / м}
 \end{aligned}
 \tag{4.1.3.9}$$

Т.к. $B > 0$, трубопровод необходимо пригружать, т.е. балластировать.

На пойменных, обводненных и периодически затопляемых участках, на болотах всех типов – одиночные грузы, групповая балластировка или закрепление трубопровода анкерными устройствами.

Таблица 4.1.3.2 – Применяем балластировку одиночными железобетонными грузами

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм							Объем бетона, куб. м	Масса утяжелителя, кг
		L	H	B	R	b	e	f		
1020	1-УБКМ-1020-9	900	1370	1840	1100	300	400	295	1,49	3580

Для балластировки нефтепровода с $D_H=1020$ мм подходят железобетонные утяжелители марки УБК 1020-24-2.

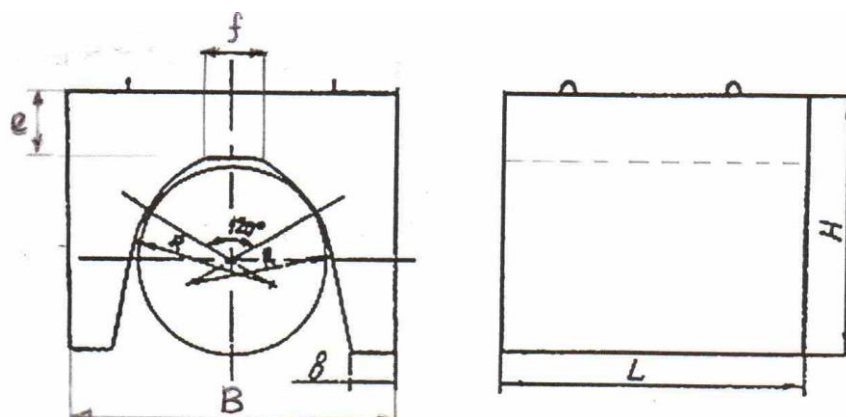


Рис. 4.1.3.2 – Железобетонный утяжелитель типа УБК 1020-9А

Расстояние между одиночными пригрузами:

$$l_2 = \frac{Q_{\Gamma} \cdot g - \gamma_{\epsilon} \cdot g \cdot V_{\Gamma}}{q_{бал.г}^H} = \frac{3580 \cdot 9,80665 - 1075 \cdot 9,80665 \cdot 1,49}{6429,29} = 3,02 \text{ м.} \quad (4.1.3.10)$$

Расстояние между одиночными пригрузами 3,02 больше ширины одного пригруза 0,9 м., что соответствует условию того, что пригрузы смогут поместиться рядом друг с другом.

Число пригрузов необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L:

$$N = \frac{L}{l_2} = \frac{500}{3,02} = 165,70 \approx 166; \quad (4.1.3.11)$$

Данные по балластировке трубопроводов другого диаметра приведены в следующих таблицах 4.1.3.3–4.1.3.10.

ГЛАВА 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Статистические данные показывают, что продолжительность аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах, проложенных в сложных условиях трассы, в частности, в болотистых и переувлажненных грунтах, в среднем в 2–3 раза больше, а экономический ущерб в 3–4 раза выше, чем на трубопроводах того же диаметра, проложенных в устойчивых грунтах. Это объясняется тем, что аварии на магистральных нефтепроводах, проложенных в болотистых и переувлажненных грунтах, осложняются рядом специфических факторов, в том числе сложностью вскрытия поврежденного участка нефтепровода и последующим устройством ремонтного котлована.

Для вскрытия таких участков требуются специальные технологии и технические средства. Поэтому при ремонте нефтепровода и сооружения котлована в условиях болот на первичные места выходят следующие показатели:

- продолжительность монтажа установки и скорость ремонта;
- водонепроницаемость (для более качественного ремонта нефтепровода);
- экономические показатели (стоимость работ, количество рабочих).

Целью данного раздела является сравнение применения двух новых методов замораживания грунта в условиях болот с использованием различных хладагентов. Технология замораживания грунта при ремонте трубопровода в условиях болот является новой, поэтому ниже в разделе мы рассмотрим целесообразность ее использования и экономические показатели.

5.1. Мобильная станция АКДС – 70М для производства жидкого технического азота

Станция мобильная кислородоазотодобывающая контейнерная МКДС – 100К и АКДС – 70М может выполнять следующие виды работ (используемый продукт – атмосферный воздух):

- производство жидкого технического кислорода второго сорта (или жидкого медицинского кислорода);
- производство газообразного технического кислорода второго сорта (или газообразного медицинского кислорода);
- производство жидкого технического азота первого сорта;
- производство газообразного технического азота первого сорта.

Установки четырехрежимные: каждый из режимов работы обеспечивает получение только одного из продуктов в газообразном или жидком виде.

Спектр применения кислородных станций очень широк, к нему относятся задачи получения автогенного кислорода (за исключением автоматической резки металлов), также кислородные станции находят применение в силикатной, целлюлозно-бумажной, пищевой и фармацевтической промышленности, рыбозаводстве, переработке сточных вод и питании озонаторных установок, сжигании твердых отходов.

Производство кислорода и производство азота являются основными назначениями станции.

Станция может использоваться для обеспечения технологических процессов на промышленных предприятиях (теплоэнергетика, машиностроение и др.); обслуживания сельскохозяйственных регионов; на стройках, нефте- и газопромыслах; для аэродромного обеспечения летательных аппаратов; в медицине, в биологии, и т.п.

Оборудование мобильных кислородоазотодобывающих станций смонтировано в готовом для эксплуатации виде в 2-х комфортабельных фургонах, имеющих отопление, кондиционирование, естественное и

искусственное освещение, замкнутый цикл водообеспечения для охлаждения компрессоров.

Кроме того, в комплект может входить наполнительная рампа, что позволяет на месте осуществлять заправку одновременно нескольких баллонов кислородом под давлением 150 атм.

Конструктивно станция состоит из компрессорного и технологического отделений, связанных между собой соединительными коммуникациями. Оборудование каждого отделения, размещенного в цельнометаллических фургонах-контейнерах, оснащенных естественным и искусственным освещением, электрическим отоплением и вытяжной вентиляцией. Компрессорное отделение предназначено для получения, сжатого до 19,6 Мпа (200 кгс/см^2) воздуха; технологическое – для последующих осушки, очистки, сжижения и разделения воздуха на азот и кислород. Принцип работы базируется на свойствах адсорбирующих материалов селективного поглощения молекул азота и примесных газов, содержащихся в атмосферном воздухе, пропуская при этом молекулы кислорода. Все используемые в кислородных станциях адсорбенты проходят сертификацию и освидетельствование на территории России, что гарантирует надёжность работы систем и высокое качество получаемого продукта. Станции производят кислород из атмосферного воздуха на базе метода короткоциклового безнагревной адсорбции (КЦА или КБА метод), позволяют получать газообразный кислород чистотой до 95 %.

Атмосферный воздух через воздушные фильтры засасывается двумя пятиступенчатыми поршневыми компрессорами, сжимается, охлаждается водой оборотной системы охлаждения, очищается от капельных влаги и масла и по соединительному трубопроводу поступает из компрессорного отделения в технологическое.

После предварительного охлаждения в сжижителе блока разделения и отделения капельной влаги воздух высокого давления направляется в блок

комплексной очистки, где из него методом адсорбции на цеолите удаляются пары воды, диоксид углерода, углеводороды и другие примеси.

Осушенный и очищенный воздух поступает в блок разделения, причем часть его предварительно расширяется в детандере. В блоке разделения происходит сжижение части воздуха и разделение его в разрезной колонне двукратной ректификации на жидкий кислород или азот и отбросной газ.⁸⁴ Жидкий продукт после переохлаждения отправляется в емкость блока разделения и периодически сливается в криогенный резервуар для хранения сжиженных газов.

Для получения газообразного продукта жидкий кислород или азот засасывается насосом сжиженных газов, газифицируется в теплообменнике и ожижителе блока разделения за счет тепла воздуха высокого давления и подается на наполнительную рампу.

Отбросной газ последовательно проходит теплообменные аппараты, отдавая свой холод поступающему на разделение воздуху, после чего выбрасывается в атмосферу. Часть отбросного потока используется для регенерации блока очистки.

Станции типа МКДС могут питаться от сети переменного 3-х фазного тока 220/380 В, 50 Гц, так и от передвижной дизельной электростанции, которая может входить в комплект поставки по требованию заказчика. Станции МКДС размещаются на открытом воздухе, на площадке с легким бетонным покрытием или плотным грунтом.

Станции обеспечены надежной системой контроля и управления, имеющей всю необходимую предохранительную арматуру, систему блокировок и аварийных остановок, что делает работу станции безопасной. Допускается кратковременная (в течение 8 часов) остановка станции без предварительного отогрева перед ее повторным пуском; Станция может эксплуатироваться при температуре окружающей среды от минус 45 до плюс 40⁰С.

Мобильные кислородные станции отличаются высокими технико-экономическими характеристиками – они сочетают в себе исключительную надежность и невысокую стоимость получаемого кислорода, около 2–3 руб/м³.

Самыми характерными достоинствами данной станции являются:

- размещение оборудования в комфортабельных фургонах-контейнерах;
- возможность перебазирования любым видом транспорта;
- малая длительность монтажно-демонтажных работ;
- автономная система охлаждения компрессоров;
- возможность работы с передвижной электростанцией обеспечивают работоспособность станции в полевых условиях и позволяют ее использовать в малоосвоенных и труднодоступных регионах;
- себестоимость по электроэнергии на 1 баллон = (стоимость 1 кВт х 200 кВт)/16 баллонов = 20 руб.

Технические характеристики автомобильной кислородной станции АКДС-70М указаны в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Технические характеристики автомобильной кислородной станции АКДС – 70М

Количество перерабатываемого воздуха (м ³ /ч)	480
Производительность	
- по жидкому кислороду (кг/ч)	70
- по газообразному кислороду (м ³ /ч)	70
- по жидкому азоту (кг/ч)	70
- по газообразному азоту (м ³ /ч)	100
Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %:	
– кислорода	99,2
– азота	1
Давление газообразных продуктов, МПа (атм)	до 400
Потребляемая мощность (кВт)	до 200
Режим запуска/работы АКДС – 70М	
продолжительность пускового периода	не более 5 ч
Отогрев блока разделения	не более 6 ч
Продолжительность рабочей кампании	20 суток
Технический ресурс АКДС – 70М	
До первого капитального ремонта	12000 ч
межремонтный ресурс	9600 ч
срок службы до списания	31000 ч
Габаритные размеры, м	
– компрессорное отделение	9,77 x 2,795 x 3,64
– технологическое отделение	9,77 x 2,795 x 3,63

Масса, т:	
– компрессорное отделение	19,5
– технологическое отделение	18,6

5.2. Расчет производительности при замораживании грунта котлована

Из расчета, что на замораживание 1 м³ грунта требуется 600 кг жидкого азота покажем, требуемое количество жидкого азота исходя из объема замороженного грунта с учетом толщины стенки.

Таблица 5.2.1 – Объем замороженного грунта, м³

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D _н , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	7,92	7,92	8	8	8,08	8,16
5	12,4	12,4	12,5	12,5	12,6	12,8
6	17,76	17,88	18	18	18,24	18,36
7	24,22	24,36	24,5	24,5	24,78	25,06
8	31,68	31,84	32	32	32,32	32,64
9	39,96	40,14	40,32	40,5	41,04	41,4
10	49,4	49,6	49,8	50,2	50,6	51
11	59,84	60,06	60,28	60,72	61,16	61,82
12	71,28	71,52	71,76	72,24	72,72	73,44
13	83,46	83,98	84,24	84,76	85,54	86,32

Таблица 5.2.2 – Требуемое количество жидкого азота, т

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D _н , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	4,75	4,75	4,80	4,80	4,85	4,90
5	7,44	7,44	7,50	7,50	7,56	7,68
6	10,66	10,73	10,80	10,80	10,94	11,02
7	14,53	14,62	14,70	14,70	14,87	15,04
8	19,01	19,10	19,20	19,20	19,39	19,58
9	23,98	24,08	24,19	24,30	24,62	24,84
10	29,64	29,76	29,88	30,12	30,36	30,60
11	35,90	36,04	36,17	36,43	36,70	37,09
12	42,77	42,91	43,06	43,34	43,63	44,06
13	50,08	50,39	50,54	50,86	51,32	51,79

Производительность одной станции 70 кг/ч, следовательно, суточная производительность составит 70*24=1680 кг/сут, двух станций – 3360 кг/сут, трех станций – 5040 кг/сут. Количество времени, требуемое для полного

замораживания грунта при работе двух и трех станций представлены ниже
таблицы 5.2.3, 5.2.4.

Таблица 5.2.3 – Количество времени необходимое для полного замораживания грунта, при работе двух станций, сут

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	1,41	1,41	1,43	1,43	1,44	1,46
5	2,21	2,21	2,23	2,23	2,25	2,29
6	3,17	3,19	3,21	3,21	3,26	3,28
7	4,33	4,35	4,38	4,38	4,43	4,48
8	5,66	5,69	5,71	5,71	5,77	5,83
9	7,14	7,17	7,20	7,23	7,33	7,39
10	8,82	8,86	8,89	8,96	9,04	9,11
11	10,69	10,73	10,76	10,84	10,92	11,04
12	12,73	12,77	12,81	12,90	12,99	13,11
13	14,90	15,00	15,04	15,14	15,28	15,41

Таблица 5.2.4 – Количество времени необходимое для полного замораживания грунта, при работе трех станций, сут

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	0,94	0,94	0,95	0,95	0,96	0,97
5	1,48	1,48	1,49	1,49	1,50	1,52
6	2,11	2,13	2,14	2,14	2,17	2,19
7	2,88	2,90	2,92	2,92	2,95	2,98
8	3,77	3,79	3,81	3,81	3,85	3,89
9	4,76	4,78	4,80	4,82	4,89	4,93
10	5,88	5,90	5,93	5,98	6,02	6,07
11	7,12	7,15	7,18	7,23	7,28	7,36
12	8,49	8,51	8,54	8,60	8,66	8,74
13	9,94	10,00	10,03	10,09	10,18	10,28

Исходя из этих данных, можно заранее определить начало процесса заморозки перед проведением ремонтно-восстановительных работ. Количество станций зависит от срочности заморозки грунта, при высокой срочности проведения работ (аварийно-восстановительные работы) количество станций может быть увеличено. Для проведения плановых ремонтных работ вполне достаточно двух станций.

5.3. Расчет затрат при замораживании грунта котлована

Проведем расчет затрат на подготовительный этап ремонта трубопровода диаметром 1020 мм, длиной котлована 12 м. Из таблиц 5.2.1–5.2.3 получаем следующие данные:

1. Расчет затрат на производство азота

Таблица 5.3.1 – Материальные затраты

Производительность двух станций, кг/сут	3360
Требуемое количество жидкого азота, т.м	43,63
Количество времени необходимое для полного замораживания грунта, при работе двух станций, сут.	12,99
Стоимость производства двумя станциями 1 кг азота, руб.	5
Итого – стоимость производства требуемого количества азота, руб.	218150

2. Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

– премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;

– начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.;

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

– суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 5.3.2.

Таблица 5.3.2 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка	Районный коэфф-т	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист АКДС – 70М	2	320	85	1,3	70720
Машинист буровой машины	2	80	86	1,3	17888
Стропальщик	1	80	81	1,3	8424
Машинист самосвала	1	160	85	1,3	17680
Машинист экскаваторщик	2	80	94	1,3	19552
Линейный трубопроводчик	2	160	112	1,3	46592
ИТОГО	10				180856

3. Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая линейную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (5.3.1)$$

где К – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.3.3.

Таблица 5.3.3 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма ежемесячной амортизации, руб.
			одного объекта	всего	
Мобильная станция АКДС – 70М	120	2	5600	11,320	93333
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	2	8,500	17,000	94444
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	2	4,350	8,700	48333
Бульдозер «Т – 170»	120	1	2,700	2,700	22500
ИТОГО		9			258610

4. Прочие затраты

В состав прочих затрат включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);
- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.

Так как работы проводятся в условиях приравненным к крайнему северу, например, Александровский район, и при условии, что работники отработали в этих условиях не менее 3х лет, то появляется необходимость доплачивать рабочим северную надбавку, которая в этих условиях равна коэффициенту 1,3.

Расчет прочих затрат можно свести в таблицу 5.3.4.

Таблица 5.3.4 – Прочие затраты

Наименование документа	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от зарплаты.	Машинист АКДС – 70М	21216
	Машинист буровой машины	5366,4
	Стропальщик	2527,2
	Машинист самосвала	5304
	Машинист экскаваторщик	5865,6
	Линейный трубопроводчик	13977,6
	ИТОГО	54256,8

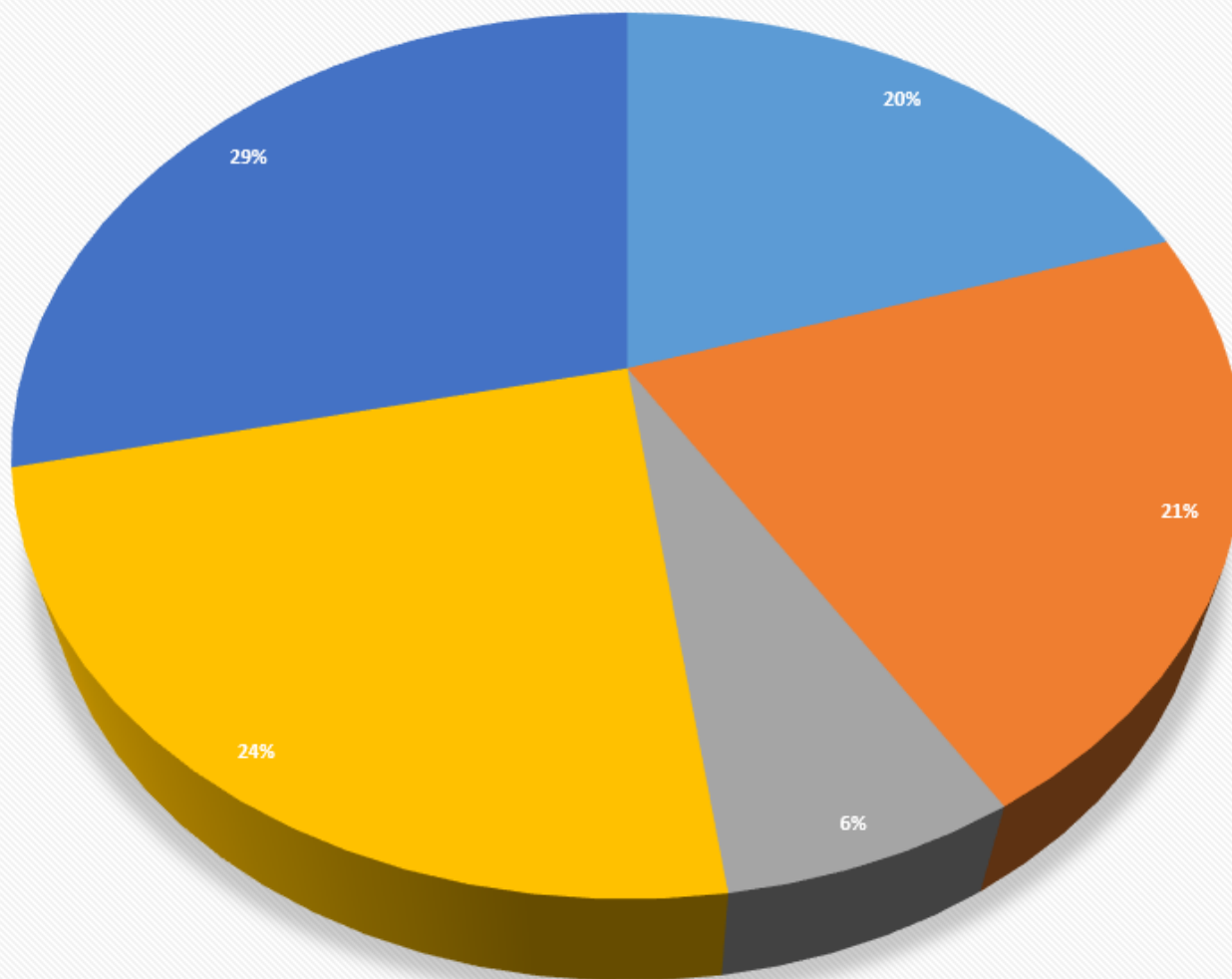
5. Затраты на проведение работ по искусственному замораживаю трубопровода при подземном ремонте в условиях болот

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия, результаты в таблице 5.3.5. Отчисления на социальные нужды – 30,5% от ФОТ (22% ПФР + 2,9% ФСС + 5,1% ФОМС + 0,5%.

Таблица 5.3.5 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Материальные затраты	218150,0
2. Затраты на оплату труда (включая северную надбавку)	235112,8
3. Отчисления на социальные нужды	71709,4
4. Амортизационные отчисления	258610,0
Итого основные расходы	783582,2
Накладные расходы (40% от основных)	313432,9
Всего затраты на работы по замораживанию грунта	1097015,1

Структура затрат



- Материальные затраты
- Затраты на оплату труда (включая северную надбавку)
- Отчисления на социальные нужды
- Амортизационные отчисления
- Накладные расходы (40% от основных)

5.4. Экономическая эффективность замораживания грунта с использованием в качестве хладагента азота.

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что при инвестиции равной в 1097015,1 руб. ремонтируемый участок трубопровода в сложных геологических условиях болот можно подготовить к полноценному ремонту в течение 13 суток, задействовав при этом небольшое количество спецтехники и рабочего персонала. В дальнейшем данная работа приведет к водонепроницаемости котлована и позволит провести профессиональный ремонт или замену необходимого участка трубопровода. Действие замораживания грунта без поддержки нового охладителя около 14–21 суток. Для сравнения стоимость аналогичных работ, но при условии использования в качестве хладагента рассола составляет 2358582,4 руб., что на 53,5% дороже.

$$\text{Эффект} = \frac{100}{2358582,4} \cdot 1097015,1 = 46,5\%$$

Основные причины экономической эффективности замораживания с использованием в качестве хладагента азота является:

- время замораживания (рассольный метод – 1–2 см/сут, газовый – 10–15 см/сут);
- следовательно, требуется меньшие затраты на оплату труда;
- более низкие материальные затраты из-за низкой стоимости производства азота.

ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При проведении работ на линейной части нефтепровода необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности, а также социальной ответственности.

Социальная ответственность – ответственность за данные людям обещания, и непосредственно перед самими людьми. Ответственность организации, учитывающая все интересы и занятия коллектива и работников. Предприятие самостоятельно принимает решение по дополнительным мерам по улучшению условий жизни и работы своих подчиненных и их родственников [17].

Нефтепровод, проложенный на сложных геологических участках в условиях болот имеет повышенную степень опасности для окружающей среды. Во многом этот фактор повышает степень возникновения аварий на нефтепроводе. А так как нефтепровод проложен в подземном исполнении, то аварии на нем приводят к экологическим последствиям.

6.1. Производственная безопасность

Для анализа опасных и вредных факторов при выполнении работ по ремонту нефтепровода на участках контакта с болотами составим наглядную таблицу. С ее помощью появится целостное представление обо всех выявленных факторах (опасных и вредных) на рабочем месте. Опасные и вредные факторы при ремонте нефтепровода в условиях болот, а также их систематизации в нормативной документации представлена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ при проведении ремонта подземных трубопроводов

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
<p>Земляные работы;</p> <p>Разработка ремонтного котлована;</p> <p>Работы с жидким азотом;</p> <p>Подъем, укладка нефтепровода;</p> <p>Сварочно-монтажные работы;</p> <p>Испытание нефтепровода.</p>	<p>1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>2.Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>3.Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>4.Повышение загазованности рабочей зоны;</p> <p>5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (вт.ч. грузоподъемные);</p> <p>2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</p> <p>3. Пожарная и взрывная безопасность;</p> <p>4.Электробезопасность;</p> <p>5. Статическое электричество.</p>	<p>ГОСТ 12.1.004–91 [18]</p> <p>ГОСТ 12.1.003–83 [20]</p> <p>СНиП 3.02.01–87 [21]</p> <p>ГОСТ 12.1.003 - 2014 ССБТ [36]</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[30]</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 [35]</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 [34]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96 [27]</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[27]</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [28]</p> <p>ГОСТ 12.1.008-76 [29]</p>

6.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С [27].

Работающие на открытой территории в летний период года должны быть обеспечены специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [32].

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [28] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 6.1.1.1).

Таблица 6.1.1.1 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе [28]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Превышение уровней шума и вибрации

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [5] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах сокравными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90. Методы виброзащиты в основном организационные – использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) для защиты рук, ног, тела работника и установление внутрисменного режима труда. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами;
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного использования, вкладыши «Беруши»), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА [6]. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих на путях распространения вибрации от источника возбуждения;

- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [21]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [21].

4. Повышенная загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 6.3) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 6.1.1.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [6]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV

Серы диоксид SO ²	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Биологическими опасностями называются опасности, исходящие от живых объектов. К применению индивидуальных средств защиты относят использование специальной защитной одежды, обуви, перчаток, головных уборов [29].

К техническим мерам защиты работающих относятся: оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции (уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств), ограждающие устройства, сигнализации, знаки безопасности.

В змееопасных районах предпочтительней передвигаться в сапогах, ботинках с высокими рантами. Брюки не должны плотно облегать ноги.

6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – это факторы, которые могут привести к различным травмам работника.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием

давления рабочей среды (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, возникающих во время его эксплуатации, и прогнозируемых отклонений от них. При этом должны учитываться следующие факторы:

- внутреннее/внешнее давление;
- температура окружающей среды и температура рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

При расчете на прочность необходимо учитывать все нагрузки и факторы, которые могут иметь место и вероятность их одновременного возникновения.

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно - не реже одного раза в смену;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно – не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной в установленном порядке техническим руководителем (главным инженером) организации [30].

В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией, в частности:

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
- если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при заземлении и повышенной вибрации трубопровода;
- при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу [30].

3. Пожарная и взрывная безопасность

Образование взрывоопасной среды обусловлено высокой концентрацией паров нефти в воздухе.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³ [8].

С целью обеспечения взрывной и пожарной безопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР [27].

Основными причинами возникновения пожаров на территории разлива нефти являются:

- нарушение правил пожарной безопасности (курение в неустановленных местах, неаккуратное обращение с электроприборами и огнем);
- повреждения проводки или электрических устройств;
- попадание молнии.

Работники объектов магистральных трубопроводов обязаны:

- знать и выполнять установленные на объекте правила пожарной безопасности, не допускать действий, которые могут привести к пожару или загоранию;
- пользоваться только исправными инструментами, приборами, оборудованием, соблюдать инструкции по их эксплуатации и указания руководителей и лиц, ответственных за обеспечение пожарной безопасности при проведении работ на объектах с наличием взрывопожароопасных и пожароопасных технологических сред;
- производить своевременную уборку рабочих мест от горючих веществ и материалов и отключать электроприемники по окончании работы;
- уметь применять имеющиеся на рабочем месте средства пожаротушения;
- немедленно вызывать пожарную охрану в случае возникновения пожара, одновременно приступив к эвакуации людей, при отсутствии

- угрозы жизни и здоровью – к ликвидации пожара имеющимися в наличии средствами пожаротушения;
- сообщать лицу, ответственному за обеспечение пожарной безопасности объекта, и должностному лицу пожарной охраны объекта обо всех замеченных на участке своей работы или в других местах объекта нарушениях мер пожарной безопасности, а также о неисправности или об использовании не по назначению пожарного оборудования или средств связи с пожарной охраной [20].

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- Ящики с песком;
- Кошма 1x1 м², асбестовое полотно;
- Огнетушители;
- Водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха. Этими средствами полностью покрывают очаг пожара. Эти средства эффективны при пожаре, возникающем на гладкой поверхности (по полу помещения) и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

Песком тушат или собирают небольшие количества пролившихся ЛВЖ, ГЖ или твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Огнетушители - переносное или передвижное устройство, предназначенное для тушения очага пожара оператором за счет выпуска огнетушащего вещества, с ручным способом доставки к очагу пожара, приведения в действие и управления струей огнетушащего вещества.

По содержанию огнетушащего вещества и функциональному назначению огнетушители делятся на углекислотные, воздушно – пенные, порошковые и аэрозольные огнетушители.

4. Электробезопасность

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [2]:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [9].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки [9].

5. Статическое электричество

Нефть и нефтепродукты являются хорошими диэлектриками и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени.

Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества.

Образование статического электричества может произойти от ряда самых разнообразных причин:

- при перекачке нефтепродуктов в результате трения о трубы;
- в результате ударов жидкой струи при заполнении емкостей или резервуаров;
- в результате трения брызг и нефти с окружающим воздухом.

Если изолированные металлические емкости или трубопроводы примут высокие потенциалы относительно земли, то между ними и

заземленными предметами возникнет искровой разряд, который может вызвать загорание или взрыв нефтепродуктов и нефти.

Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда и обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть заземлены, а также должен осуществляться постоянный электрический контакт тела человека с заземлителем.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124 [12].

6.2. Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при ремонте магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Влияние МН на экологию приведены в таблице 6.2.1

Таблица 6.2.1 – Влияние МН на экологию[23].

Объект	Влияние на геосферу	Способы борьбы
Атмосфера	Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В	Снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.

	таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.	
Литосфера	Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют воднофизические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами.	Внесение минеральных удобрений, известкование почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.
Гидросфера	Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию,	Применение нефтесборщиков, сорбентов, боновых заграждений.

	<p>образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.</p>	
Биосфера	<p>Любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А так же нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз. Происходит нарушение функции фотосинтеза и дыхания. Обволакивая корни растений, тяжелые нефти и нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к гибели растения. Эти вещества малодоступны микроорганизмам, процесс их деструкции идет очень медленно, иногда десятки лет. Наблюдается недоразвитие растений вплоть до отсутствия генеративных органов. Под влиянием углеводов отмечается гибель неустойчивых видов растений. Вследствие этого происходит обеднение видового состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технических объектов, изменение нормального развития водных организмов. Отмечается олуговение, формирование болотной растительности, появление галофитных ассоциаций. Изменяется химический состав растений, в них происходит накопление органических (включая ПАУ) и неорганических загрязняющих веществ. Растения в результате погибают. Происходят изменения в структуре биоценозов: в</p>	<p>Технология биоремедиации в основе которой лежит использование специальных микроорганизмов на основе окисления углеводорода или биохимических препаратов.</p>

	<p>почвах изменяется состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав и численность ихтиофауны вплоть до полного замора рыб, в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих.</p>	
--	---	--

Экологический мониторинг проводится с целью обеспечения экологической безопасности объекта и для уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды при ремонте и эксплуатации проектируемого объекта.

В процессе экологического мониторинга осуществляется отслеживание экологической обстановки в зоне влияния рассматриваемого объекта и сопоставление фоновой и фактической ситуации.

Финансирование деятельности по осуществлению экологического мониторинга в период эксплуатации выполняется за счет эксплуатационных затрат, при ремонте – за счет накладных расходов.

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствуют источники загрязнения атмосферы, сбросов и загрязнений земельных ресурсов. В связи с отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

Тем не менее, проектом рекомендуется проведение локального экологического мониторинга при эксплуатации рассматриваемого участка МН.

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль.

Порядок проведения производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) определяется планам-графиками, которые составляются при разработке томов ПДВ, ПДС, лимитов на размещение отходов и разрешительной документации, где указаны условия лицензионной деятельности.

Мониторинг поверхностных вод включает контроль качества водыв двух створах, расположенных в 500 м выше и в 500 м ниже по течению от створа подводного перехода. Контролируемое вещество – нефтепродукты. Периодичность контроля – один раз в год.

При обоснованном требовании государственных природоохранных служб осуществляется контроль за содержанием нефтепродуктов в грунтовой воде и донных отложениях в местах МН. При обнаружении увеличения содержания нефтепродуктов в поверхностных водах при проведении ПЭАК воды в реке Заказчик обязан будет провести мониторинг подземных вод, включающий в себя ведение наблюдений за состоянием подземных вод.

При проектировании основными мероприятиями по защите подземных вод в период эксплуатации нефтепродуктопровода являются: исключение сброса стоков вод в подземные воды и усиленная изоляция труб.

Мониторинг земель выполняется независимо от форм собственности на землю и характера использования земельных ресурсов. При эксплуатации МН осуществляется локальный мониторинг земель. Периодичность наблюдения – один раз в год, постоянно, в течение всего периода эксплуатации нефтепродуктопровода.

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

- за процессами, связанными с развитием водной и ветровой эрозии;
- за заболачиванием;
- за загрязнением земель нефтью;
- за процессами, вызванными образованием оврагов.

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками.

В случае обнаружения высокого уровня загрязнения почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации.

Мониторинг земель включает контроль над соблюдением за целевым использованием земель в охранной зоне МН.

Для своевременного обнаружения утечек производится измерение количества нефти в начале и в конце контролируемого участка трубопровода, разрабатываются и внедряются системы по обнаружению утечек: параметрическая и по волне давления, которые позволяют отследить и обнаружить утечку нефти на участке МН.

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала ремонта, во время его, и после завершения ремонтных работ. Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды.

Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локальными силами:

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов;

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными.

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии и т.д.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией на нефтепроводе является нарушение его целостности, возникновение утечек в больших объемах. Вышедшая наружу нефть с нефтепровода наносит непоправимый ущерб экологии района, и создает дополнительную опасность возникновения другой чрезвычайной ситуации, например, пожара.

При возникновении аварии на нефтепроводе работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии. В перечень мероприятий входит:

- анализ аварии и ее опасности;
- обеспечить пожарную безопасность на месте работ;
- если необходимо, то провести эвакуацию населения вблизи аварии;
- провести мероприятия по устранению аварии (замена катушки);
- рекультивация земель в районе аварии.

Аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

- сооружение земляного амбара и сбор в него нефти;
- подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;

- вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
- освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
- вырезка дефектного участка нефтепровода;
 - герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода;
 - монтаж и сварка катушки;
 - заварка контрольных отверстий и отверстий для отвода нефти;
 - контроль качества сварных швов;
 - пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
 - изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
 - засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовому кодексу РФ [32] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте;
- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;

- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;
- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;
- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;
- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [32].

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном Трудовым Кодексом РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение

календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные

графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [33]:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место [9].

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии

данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [33].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этой выпускной квалификационной работе я показал возможность применения метода замораживания грунта для обеспечения устойчивости грунта и защиты от проникновения воды при строительстве ремонтного котлована для проведения ремонтных работ магистрального нефтепровода в условиях болот и обводненной местности.

Также я ознакомился с нормативно-технической документацией по эксплуатации нефтепроводов, сооружению и строительству.

Мною был проведен анализ методов повышения устойчивости грунта при ремонтных работах. Основным был выбран метод повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Есть три основных способа: химическое закрепление грунтов (силикатизация), искусственное замораживание грунтов, также укрепление грунтов способом цементации. Из трех вышесказанных методов я выделил и показал эффективность метода искусственного низкотемпературного замораживания грунта с применением жидкого азота.

Такой метод еще не применяется в ремонтно-восстановительных работах нефтепровода, но он может стать новым способом в нефтяной промышленности. Кроме того, метод при сочетании с отводом воды может быть эффективной альтернативой применению шпунтов и РГК. Также его можно применять при строительстве временных амбаров на болотах, которые бывают достаточно трудны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
2. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
3. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонтах магистральных нефтепроводов.
4. РД 153-39.4Р-130-2002*. Регламент по вырезке и врезке «катушек».
5. СНиП 2.05.06-85* (2000). Магистральные трубопроводы.
6. СНиП III-42-80* (2000). Магистральные трубопроводы.
7. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.
8. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под. ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 446 с.
9. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А., Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4.
10. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. – 271 с.
11. Дорман Я.А. Искусственное замораживание грунтов при строительстве метрополитенов. М.: Транспорт, 1971. – 272 с.
12. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф.. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск. – Изд. ТПУ, 2002. – 35 с.

13. Логинов Н.Е., Хорошев П.И.. Торфяные ресурсы Западно-Сибирской равнины. – Л.:Геолторфразведка, 1972. –197 с.
14. Трупак Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954.
15. Трупак Н. Г., Замораживание грунтов в строительстве, М. 1970.
16. Twirpx.com – интернет-ресурс.
17. Н.В. Крепша. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
18. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность».
- 19.ГОСТ 12.0.003.-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
20. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
21. СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 22.Российская Федерация. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ.З.А.
- 23.Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
24. Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 01.12.2007) «О техническом регулировании» // Российская газета. № 24. 2007.
25. РД 39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок».
- 26.ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- 27.Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 от 08.04.2003 г.
- 28.ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.

- 29.ГОСТ 12.1.008-76. Биологическая безопасность. Общие требования. – Введ. 1977.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 2 с. ГОСТ 12.2.003-91.
- 30.Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.2.003-74; Введ. 1992.01.01. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 11 с.
- 31.ГОСТ 12.4.124. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 1984.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 8 с.
- 32.Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 3 июля 2016 года).
- 33.Лисин Ю. В., Сощенко А. Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013 г., с. 40-45, 160-180.