

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

/А.Н. Сокольников
«13» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с
трубопроводов при проведении ремонтных работ

Руководитель *Верещагин* 18.06.21 доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник *Зайцев* 16.06.21 В. О. Зайцев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов при проведении ремонтных работ»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов при проведении ремонтных работ» содержит 81 страницу текстового документа, 34 использованных источников.

ТРУБОПРОВОД, РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ, ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ, ОЧИСТКА, СНЯТИЕ ИЗОЛЯЦИИ, ОЧИСТНАЯ МАШИНА, РЕМОНТ, НАГРЕВ ИЗОЛЯЦИИ.

Объектом исследования являются современные методы снятия изоляции и очистка поверхности трубопровода при проведении ремонтных работ, для повышения уровня эффективности производства ремонтных работ.

Целью работы является исследования современных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов и подбор оборудования для повышения эффективности проведения ремонтных работ.

Задачи работы:

- изучить методы ремонта линейной части трубопровода;
- рассмотреть методы и оборудование для снятия заводской изоляции с трубопроводов;
- определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Ремонт линейной части трубопровода.....	7
1.1 Текущий ремонт магистрального трубопровода	7
1.2 Капитальный ремонт магистрального трубопровода.....	9
2 Методы ремонта линейной части трубопровода	12
2.1 Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу	12
2.2 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи	13
2.3 Ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы).....	14
2.4 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее....	15
2.5 Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу	16
3 Очистка трубопровода от изоляционного покрытия.....	19
3.1 Срезание изоляции с помощью резцов, цепей, щеток или тросов.....	20
3.1.1 Очистная машина предварительной очистки	20
3.1.2 Машина финишной очистки ОМ-Ф	22
3.2 Очистка изоляции в результате воздействия воды под высоким давлением	24
3.3 Очистка путем динамического воздействия на изоляцию	26
3.4 Очистка трубопровода ручным методом (Очистка трубопровода при локальном ремонте)	28
3.5 Эффективные методы снятия заводской изоляции	29
3.5.1 Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода.....	29
3.5.2 Установка «УИН-60/50СП»	32
4 Расчетная часть.....	36
4.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода	36
4.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	41

5 Безопасность жизнедеятельности.....	49
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	49
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	52
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	53
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	56
5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	58
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	60
5.7 Экологичность проекта	62
6 Экономическая часть	64
6.1 Затраты на приобретение оборудования	64
6.2 Стоимость модернизированной очистной машины для снятия изоляционного покрытия с трубопровода	65
6.3 Затраты на приобретение техники с учетом проведения работ modернизированной очистной машиной	67
6.4 Затраты на проведение очистки наружной поверхности трубопровода	68
6.5 Расчет затрат на оплату труда при проведении работ по снятию изоляционного покрытия.....	72
6.6 Сравнительный анализ затрат на проведение работ разными очистными машинами.....	74
Заключение	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Целью работы является исследования современных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов и подбор оборудования для повышения эффективности проведения ремонтных работ.

Задачи работы:

- изучить методы ремонта линейной части трубопровода;
- рассмотреть методы и оборудование для снятия заводской изоляции с трубопроводов;
- определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

Методы и средства решения задач:

- с помощью интернет-ресурсов и технической литературы изучить способы решения проблемы, возможные к применению в заданных условиях;
- рассмотреть характеристики и особенности используемого оборудования.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Ремонт линейной части трубопровода

В настоящее время, сеть магистральных трубопроводов (более 150 тыс. км газопроводов и 50 тыс. км нефтепроводов) обусловлена огромной протяженностью, крупными диаметрами, большим эксплуатационным давлением и значительным сроком службы. С точки зрения эксплуатационной надежности и промышленной безопасности к трубопроводным магистралям предъявляют высокие требования, в связи с тем, что пути сообщения пересекают железные и шоссейные дороги, проходят в плотно населенных районах, а также через реки, каналы и т.п.

Важной проблемой, влияющей на эксплуатационную надежность трубопровода, является процесс старения магистральных трубопроводов. На процесс старения трубопровода могут влиять различные факторы: уровень разработки проектной работы, процесс внешней и внутренней коррозии металла труб, несоблюдение норм и правил технической эксплуатации, возрастной фактор и прочее. Как следствие, воздействие указанных факторов приводят к возникновению аварийных ситуаций, которые влекут за собой значительные финансовые затраты.

Именно поэтому стоит уделять особое внимание ремонту трубопроводов. В свою очередь ремонт трубопроводов подразделяется на текущий, капитальный и аварийный.

1.1 Текущий ремонт магистрального трубопровода

Текущий ремонт магистрального трубопровода представляет собой замену и (или) восстановление отдельных частей его оборудования; выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода [1].

Текущий ремонт подразделяют на:

- профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту относятся следующие работы:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании;
- ликвидацию мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистку водоотводных канав, вырубку кустарников;
- очистку внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверку состояния и ремонт изоляции трубопроводов шурфованием;
- ревизию и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверку фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовку линейных объектов трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- периодическую окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций.

В основном, мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту трубопроводов, проводят без остановки перекачки. Ремонт

поврежденных защитных покрытий, выявленных при шурфовании и после проведения ультразвуковой толщинометрии, осуществляют с использованием ремонтных изоляционных материалов, аналогичных материалам, применяемым для нанесения основного изоляционного покрытия.

1.2 Капитальный ремонт магистрального трубопровода

Капитальный ремонт – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводят при достижении предельных значений износа в линейных сооружениях, и связанный с полной разработкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части относят:

- ликвидацию мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистку водоотводных канав, вырубку кустарников;
- очистку внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверку состояния и ремонт изоляции трубопроводов шурфованием;
- ревизию и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверку фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;

- подготовку линейных объектов трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенным паводком;
- окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций.
- вскрытие траншей, подземных трубопроводов, осмотр и частичную замену изоляции;
- ремонт или замену дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификацию арматуры;
- замену фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- очистку полости и испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций;
- ремонт колодцев и ограждений;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Технологический набор работ при капитальном ремонте трубопроводов примерно соответствует набору работ по их сооружению. Однако с точки зрения технологии, организации и управления он значительно сложнее. Капитальный ремонт трубопровода, в отличии от его сооружения, имеет свои специфические особенности. В организации проведения работ эти особенности заключаются в следующем: операции по вскрытию, подъему,

очистке от старой изоляции, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы и работы по засыпке трубопровода не могут быть совмещены в специализированном потоке, но должны быть выполнены в строгой технологической последовательности.

Особенности в технике и технологии проведения работ следующие:

- особенность подготовительных работ, заключающаяся в определении положения трубопровода;
- наличие комплекса демонтажных работ, предшествующих выполнению всех остальных ремонтно-строительных операций;
- меньший удельный вес монтажных работ и больший – подъемно-укладочных операций;
- наличие специфических операций при ремонте стенки трубы, усилении стыков при частичной или полной замене трубы, секции или панели на отдельных участках трубопровода;
- сложность и трудоемкость производства вскрышных работ там, где требуется высокая квалификация машиниста для предотвращения повреждения стенки трубы ковшом (или ротором) экскаватора, а также значительная доля ручного труда;
- сложность и трудоемкость предварительной очистки трубопровода от старой изоляции и продуктов коррозии, существенное конструктивное отличие специальных ремонтно-строительных машин от тех же машин, применяемых при строительстве трубопроводов.

При производстве капитального ремонта линейной части трубопроводов выполняют следующие основные технологические работы: подготовительные, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные и контроль качества работ.

2 Методы ремонта линейной части трубопровода

2.1 Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу

На ремонтируемом участке трубопровода (рисунок 2.1) через каждые 10 метров оставляют земляные перемычки (подушки) длиной 3 метра, а десятиметровые участки вскрывают с выборкой грунта под трубой на глубину до 40...50 см. Далее трубопровод очищают от старой изоляции и продуктов коррозии, восстанавливают стенки трубы и наносят соответствующий тип изоляционного покрытия. После ремонта и засыпки десятиметровых участков ремонтируют участки трехметровых перемычек; при этом все операции выполняют вручную [2].

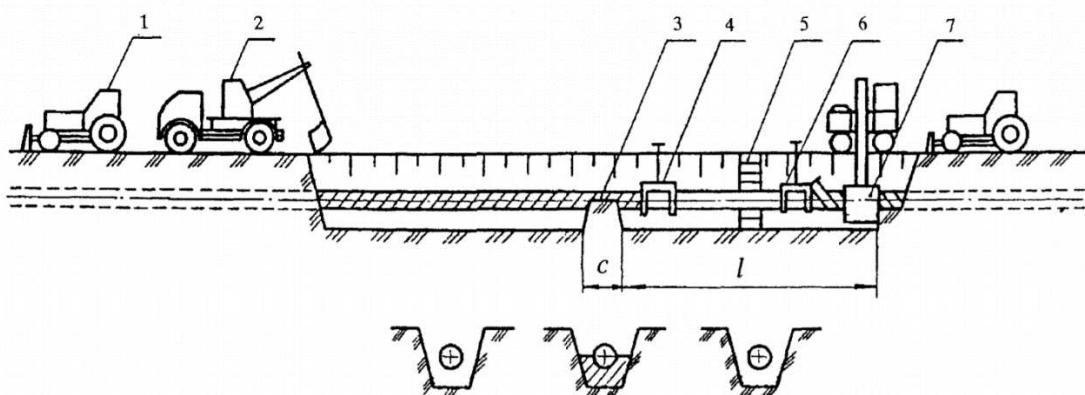


Рисунок 2.1 – Технологическая схема ремонта трубопровода в траншее:
1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – грунтовая опора; 4 – устройство очистки нефтепровода; 5 – лестница; 6 – устройство изоляции нефтепровода; 7 – устройство уплотнения грунта; l – длина вскрытого участка нефтепровода с подкопом под трубой; c – длина грунтовой опоры

2.2 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи

Участок ремонтируемого трубопровода (рисунок 1.2) вскрывают и проверяют стыки. Далее трубопровод приподнимают из траншеи и укладывают на расстоянии 1,5 м от бровки траншеи на лежки. После осуществления операций по предварительной очистке, восстановлению стенки трубы и нанесению изоляционного покрытия трубопровод опускают обратно в траншую и засыпают. Данный метод применяют преимущественно на трубопроводах малых диаметров, так как появляется опасность повреждения и разрыва стыков и самого трубопровода при его подъеме [2].

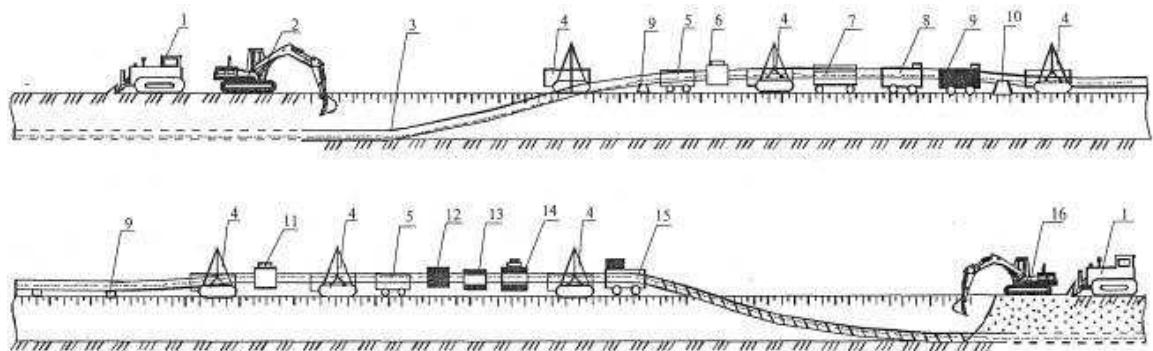


Рисунок 2.2 – Технологическая схема ремонта трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи: 1 – бульдозер; 2 – вскрышной экскаватор; 3 – трубопровод; 4 – трубоукладчик; 5 – электростанция; 6 – машина предварительной очистки; 7 – пост отбраковки труб; 8 – сварочный пост; 9 – лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 – инвентарные опоры; 11 – машина окончательной очистки; 12 – оборудование подогрева трубопровода; 13 – грунтовочная машина; 14 – изоляционная машина; 15 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 – экскаватор засыпки

2.3 Ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы)

Данный метод ремонта (рисунок 2.3) применяется при замене поврежденной изоляции и ремонте трубы. Отключается участок трубопровода, подлежащий ремонту, путем перекрытия в начале и в конце участка кранов (задвижек). После удаления транспортируемого продукта из трубопровода ремонтируемый участок вырезают из магистрали с двух концов. После вышеизложенных операций приступают к основным видам работ.

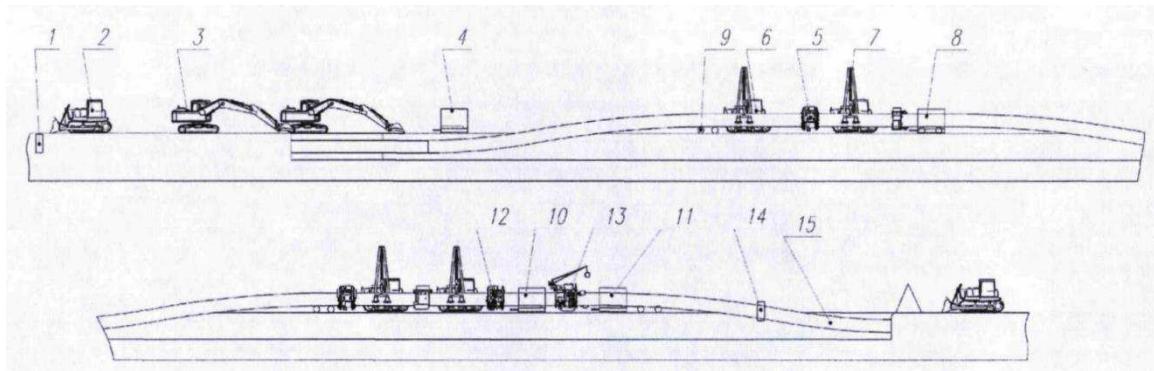


Рисунок 2.3 – Технологическая схема ремонта трубопровода на берме траншеи (обозначения см. на рис. 2.2)

Сначала производится планировка трассы бульдозерами, далее трубопровод вскрывают до ее нижней образующей экскаваторами, приподнимают его на берму траншеи трубоукладчиками, и одновременно производят очистку наружной поверхности труб очистными машинами от старой изоляции и продуктов коррозии. После осуществляется осмотр поверхности трубы. Затем восстанавливаемый участок трубопровода окончательно очищается очистными машинами типа ОМ, наносится новое изоляционное покрытие с помощью изоляционных машин типа ИМ и укладывается его на дно траншеи. Засыпку траншеи производится с устройством валика. При необходимости производятся работы по рекультивации земли [3].

Наибольшее распространение данный метод получил при ремонте трубопроводов с заменой старой или дефектной изоляции с применением общестроительной техники.

2.4 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее

Трубопровод после планировки трассы бульдозером вскрывают специальным вскрышным экскаватором, приподнимают со дна траншеи трубоукладчиками, очищают от старой изоляции и продуктов коррозии специальной ремонтно-очистной машиной и укладывают на лежки в траншее на высоте 40...60 см. Лежки под трубопровод подкладывают специальным краном.

После отбраковки труб выполняют сварочно-восстановительные работы с помощью передвижных сварочных установок, затем окончательно очищают трубопровод очистной машиной. Очистку и изоляцию трубопроводов производят специальными ремонтно-строительными машинами, предназначенными для ремонта магистральных трубопроводов. Эти машины отличаются от общестроительных конструкцией рабочего органа – у них он разъемный, что позволяет устанавливать машину в любом месте действующего трубопровода, не разрезая его. Далее наносят новое изоляционное покрытие специальной ремонтно-изоляционной машиной. Для приготовления битумной мастики в ремонтно-строительном потоке имеются битумоплавильные котлы. После укладки трубопровода траншею засыпают.

Данный метод наиболее рационально применять при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтепроводов большой протяженности [3].

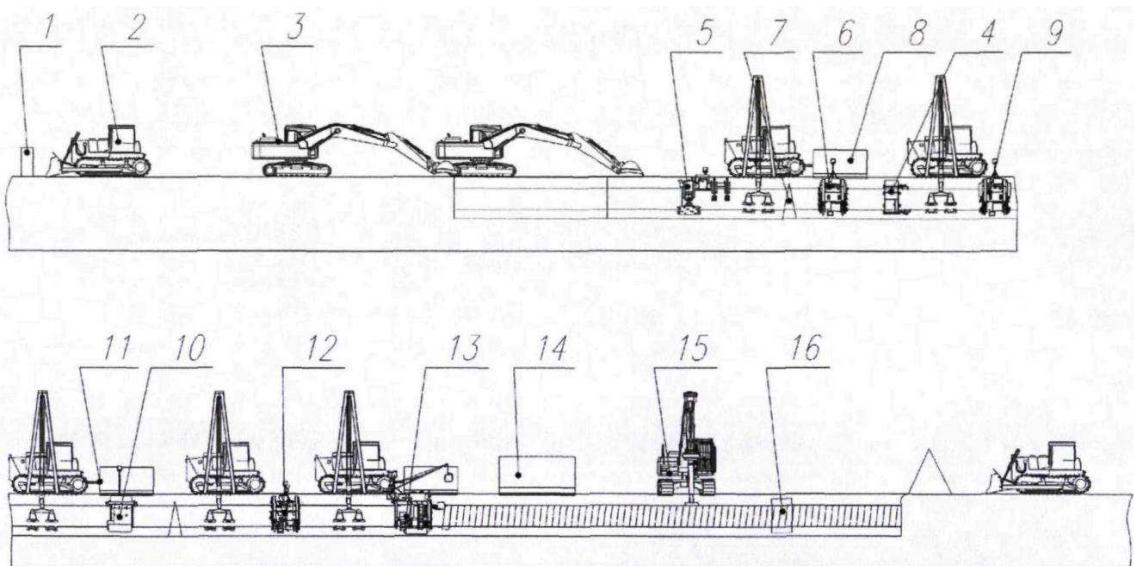


Рисунок 2.4 – Технологическая схема ремонта с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее: 1 – прибор для уточнения положения трубопровода; 2 – бульдозер; 3 – одноковшовый экскаватор; 4 – передвижная дефектоскопическая лаборатория; 5 – подкопочная машина; 6 – очистная машина; 7 – поддерживающее устройство; 8 – передвижная электростанция; 9 – сварочный агрегат; 10 – изоляционная машина; 11 – прибор для контроля качества изоляционного покрытия; 12 – машина для подбивки грунта под трубопровод

2.5 Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу

На всем протяжении ремонтируемого участка от крана до крана, или от нефтеперекачивающей станции (компрессорной станции) до нефтеперекачивающей станции (компрессорной станции), параллельно действующему участку трубопровода прокладывают новую нитку того же диаметра. Весь процесс работ по прокладке новой нитки следует вести в соответствии с действующими нормативными документами по строительству трубопроводов.

Расстояние между нитками (старой и вновь прокладываемой) определяется в зависимости от технического состояния действующего

трубопровода и определенных условий трассы. Врезание новой проложенной нитки происходит после отключения действующего трубопровода. Данный метод ремонта применяется в тех случаях, когда нет возможности остановка участка на время ремонта, или если труба подвергалась сильному коррозионному повреждению и ее нецелесообразно ремонтировать, а также в случаях, когда трубопровод проложен в одну нитку.

Если трубопровод проложен в две нитки, то осуществление ремонта производится в три этапа.

На I этапе по всей длине ремонтируемого участка прокладывают новую нитку того же диаметра (лупинг) параллельно действующим двум ниткам трубопровода. После отключения одной из действующих ниток производится врезка в вновь смонтированную нитку.

На II этапе вторую нитку этого же ремонтного участка отключают (в работе первая нитка и трубопровод-лупинг) и вырезают от магистрали, вскрывают, поднимают из траншеи, очищают от старой изоляции и укладывают на берму траншеи, обследуют металл, при этом бракованные участки трубы вырезают и заменяют новыми, ремонтируют старые, окончательно очищают от ржавчины, покрывают новой изоляцией и укладывают на дно траншеи. После засыпки полость трубы продувают, трубопровод испытывают и вводят в эксплуатацию.

После включения отремонтированного участка второй нитки в работу приступают к III этапу. Подлежащий демонтажу участок магистрального трубопровода выключают из работы путем перекрытия кранов (задвижек) в начале и конце участка. Продукт из участка трубопровода полностью удаляют и участок отсоединяют от действующего трубопровода. Участок отсоединяют от действующего трубопровода после полного удаления продукта из участка трубопровода. На концы трубопровода в местах разреза, оставшегося в земле, приваривают сферические заглушки, которые рассчитаны на максимальное рабочее давление на данном участке.

Подготовительные и земляные работы, подъем и очистку трубы от старой изоляции и отбраковку ее производят в той же последовательности, что и на II этапе. Трубу разрезают на плети, годные перевозят для дальнейшего использования на строительстве и ремонте последующих участков, отбракованные участки трубы вывозят на стационарную базу для ремонта с последующим использованием, а негодные – на железнодорожную станцию для отгрузки в металлолом. Трубы, подлежащие ремонту или сдаче в металлолом, принимают по акту. Оставшуюся траншею засыпают, выравнивают и производят рекультивацию земель [4].

3 Очистка трубопровода от изоляционного покрытия

Очистка наружной поверхности трубы и трубопровода от изоляционного покрытия осуществляется механическим способом с помощью вращающихся щеток, иглофрез, дробеструйным и дробеметным методами. В трассовых условиях для очистки наружной поверхности трубопровода применяют самоходными очистными машинами.

В настоящее время существует несколько подходов, которые можно применить для очистки труб и трубопровода от изоляционных покрытий:

- механическая очистка (высокая энергоемкость, значительный износ рабочих органов);
- огневой разогрев (применение газовых горелок) с механической очисткой (высокая энергоемкость и существенный экологический ущерб);
- комбинация индукционного нагрева и механической очистки (наиболее эффективный из перечисленных методов, наименьшая энергоемкость и минимальный экологический ущерб за счет точной локализации теплового воздействия) [5].

Все методы очистки трубопроводов можно разделить на три группы: механические, химические и термические методы. В общем случае, на практике ремонта трубопроводов и в нашей стране, и за рубежом применяются только механические методы очистки. В свою очередь механические методы можно условно разделить на три вида:

- срезание старой изоляции с помощью резцов (ножей), цепей, щеток или тросов
- очистка путем динамического воздействия на изоляцию – пескоструйный, дробеструйный и т.д.
- гидравлический способ – очистка старой изоляции в результате воздействия воды под высоким давлением [5].

3.1 Срезание изоляции с помощью резцов, цепей, щеток или тросов

При производстве ремонтных работ наибольшее применение нашли очистные машины типа ОМ. Эти машины предназначены для подготовки наружной поверхности магистральных трубопроводов под новые изоляционные покрытия при капитальном ремонте с заменой изоляции и при ремонте с заменой труб.

В процессе работы машины резцами и щетками очищают наружную поверхность трубопровода от грязи, старых битумных и полимерных покрытий и ржавчины и могут монтироваться на условно бесконечном трубопроводе. Управление осуществляется с бровки траншеи при помощи пульта управления, смонтированного на телескопической штанге.

Очистка труб до металлического блеска, при их сильной заржавленной поверхности, производится обычно за два прохода машины или двумя машинами, следующими одна за другой [2].

3.1.1 Очистная машина предварительной очистки

Самоходные очистные машины удаляют специальным рабочими инструментами старую изоляцию различных типов, грязь, ржавчину, рыхлую окалину, с наружной поверхности трубопроводов. Качество очистки трубы соответствует 3-4 группе чистоты по ВСН-008 – 88. Основное назначение очистных машин серии ОМ-Р – (рисунок 3.1) предварительная очистка наружной поверхности труб (удаление старой изоляции) в процессе переизоляции трубопровода. Технические характеристики очистных машин серии ОМ-Р представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики ОМ-Р

Модель	OM530	OM820	OM1220	OM1422P
Диаметр трубопровода, мм	377, 426, 530	630, 750, 820	1020, 1220	1220, 1420
Число роторов очистки, шт	2	2	2	2
Скорость передвижения, м\ч	150...450	60-90	22...114	60
Установленная мощность, кВт	27	35	46,2	48
Габаритные размеры, мм:				
- длина;	2600	2700	2700	3200
- ширина;	1500	1800	1875	2200
- высота	1600	1800	2260	2400
Масса, кг	1800	2500	3300	4000

ОМ-Р обрабатывают поверхность трубопровода с помощью специального сменного инструмента: стальных скребков, плоских и круглых металлических щеток.



Рисунок 3.1 – машина предварительной очистки трубопровода

Машины финишной очистки серии ОМ-Ф применяют для более тщательной очистки предварительно очищенного трубопровода, а также для ржавых труб [6].

3.1.2 Машина финишной очистки ОМ-Ф

Для финишной очистки наружной поверхности магистральных трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм под новые изоляционные покрытия всех типов, применяют очистные машины серии ОМ-Ф (рисунок 3.2). Технические характеристики машины финишной очистки наружной поверхности трубопроводов серии ОМ-Ф представлены в таблице 3.2.

В процессе работы самоходная очистная машина очищает наружную поверхность трубопроводов, предварительно очищенных от старой изоляции или новых (ржавых) труб непосредственно перед нанесением защитного изоляционного слоя круглыми активноприводными щётками, при

капитальном ремонте с заменой изоляции, а также при ремонте с заменой труб и строительстве трубопроводов.

Таблица 3.2 – Технические характеристики ОМ-Ф

Модель	ОМ532Ф	ОМ822Ф	ОМ1020Ф	ОМ1422Ф
Диаметр трубопровода, мм	377, 426, 530	630, 750, 820	1020	1220, 1420
Число роторов очистки, шт	2	2	2	2
Скорость передвижения, м\ч	150...450	60...90	22...114	125...205
Установленная мощность, кВт	16,2	24,2	32,2	32,2
Габаритные размеры, мм:				
- длина;	2000	2040	2040	2240
- ширина;	1800	2220	2420	2620
- высота	2500	3360	3560	3766
Масса, кг	2400	2600	2700	2900

Машины зачистные работают в составе изоляционно-укладочной колонны при ремонте действующих или строительстве новых трубопроводов. Машины финишной очистки имеют электрический двигатель и механическую трансмиссию для привода ходовых колёс и рабочих инструментов.



Рисунок 3.2 – Машина финишной очистки ОМ-Ф

Конструкция финишных очистных машин обеспечивает возможность их монтажа на трубопровод без остановки перекачки продукта. Машина способна преодолевать подъём трубы не более 20 градусов (с поджимными роликами – до 35 градусов), а также проходить непрямые участки трубопровода. Машины финишной очистки имеют задний ход [7].

3.2 Очистка изоляции в результате воздействия воды под высоким давлением

Гидравлический способ очистки наружной поверхности трубы и трубопровода от старой изоляции основан на подаче воды под давлением (до 140 МПа) через специальные форсунки. Схема такой очистной машины приведена на рисунке 3.3.

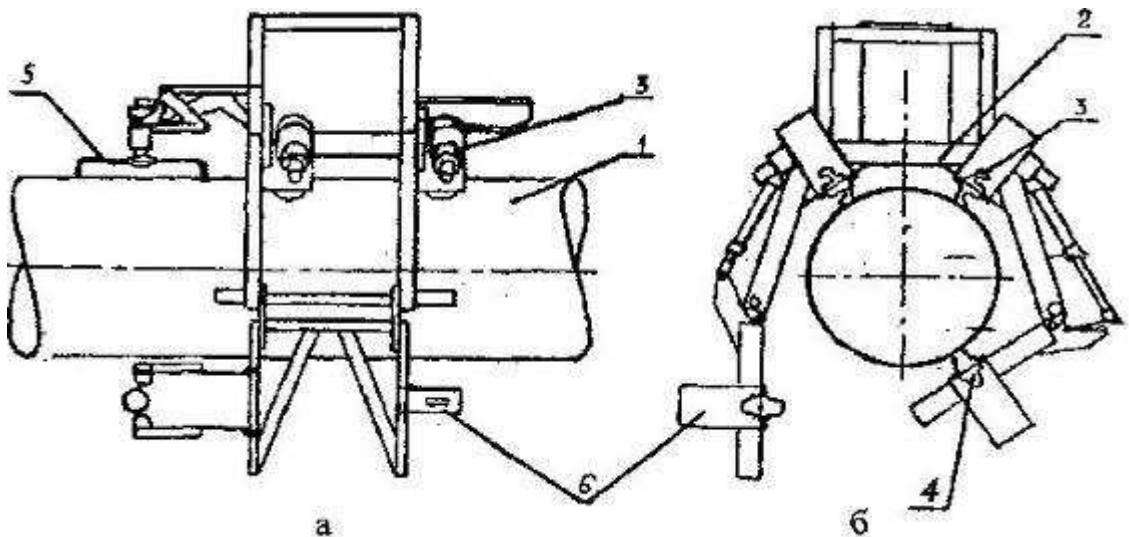


Рисунок 3.3 – Схема очистной машины для удаления старой изоляции струями воды (а – вид сбоку; б – вид спереди): 1 – трубопровод; 2 – рама; 3 – приводной опорный каток; 4 – поддерживающий каток; 5 – вращающиеся форсунки для воды; 6 – откидывающийся узел с форсунками

Такой способ очистки оставляет поверхность трубы, продольные и поперечные сварные швы чистыми и готовыми к осуществлению визуального контроля. Коррозионные продукты полностью вымываются, и области с глубокой точечной коррозией становятся доступными для визуального контроля.

Гидравлическая очистка является единственным практическим способом удаления в трассовых условиях растворимых в воде солей и других загрязнений. В различных моделях систем гидроочистки давление составляет от 140 до 240 МПа при расходе воды от 60 до 200 л/мин. Очистка производится в результате срезания старого изоляционного покрытия струями воды высокого давления. Система состоит из вращающихся головок (обычно 3 шт) с соплами (8 шт), расположенных относительно друг друга под углом 120°, и колебательного поворотного механизма, осуществляющего поворот системы с головками поперек оси трубы на 60° в одну сторону и затем в другую, обеспечивая полную очистку поверхности трубы на 360°.

Необходимо иметь в виду, что использование этого способа очистки возможно только при положительной температуре окружающей среды. Для предотвращения быстрого появления ржавчины на влажной трубе после очистки поверхность трубы необходимо сушить. Следует также отметить, что для нормальной работы этой системы требуется чистая, специально подготовленная вода. [7]

3.3 Очистка путем динамического воздействия на изоляцию

Пескоструйный и дробеструйный способы заключаются в том, что абразив подается на поверхность трубы сжатым воздухом от компрессора при давлении 0,5...0,7 МПа. Очистка происходит в результате удара абразива о поверхность трубы. Данный способ очистки снимает остатки изоляции, окалину и ржавчину независимо от степени поражения труб коррозией. В качестве абразива обычно используют речной песок или дробь.

Производительность подготовки поверхности трубы можно повысить использованием в качестве абразивного материала медной дроби вместо песка. Скорость очистки достигает до 1,1 погонного метра в минуту. Схема машины для пескоструйной и дробеструйной очистки приведена на рисунке 3.4.

Для повторного использования абразивный материал очищается воздухом. Машины выполнены герметично, так что ни абразивный материал, ни пыль практически не поступают в окружающую среду, что делает операцию по очистке безопасной для обслуживающего персонала и окружающей среды.

В качестве примера рассмотрим свойства машины трассовой дробеструйной модели МТД-1420. Машина трассовая дробеструйная предназначена для финишной очистки наружной поверхности труб после предварительного снятия изоляционного покрытия. Эксплуатация и очистка машины возможна только сухой трубы. Метод очистки – струйно-

абразивный, колотая стальная дробь направлена на поверхность трубы струей сжатого воздуха. Эксплуатация машины возможно только совместно с энергоблоком, снабжающим ее электроэнергией и сжатым воздухом. В состав энергоблока входят сани, на которые устанавливаются компрессор с осушителем воздуха, дробеструйные аппараты и электроустановка.

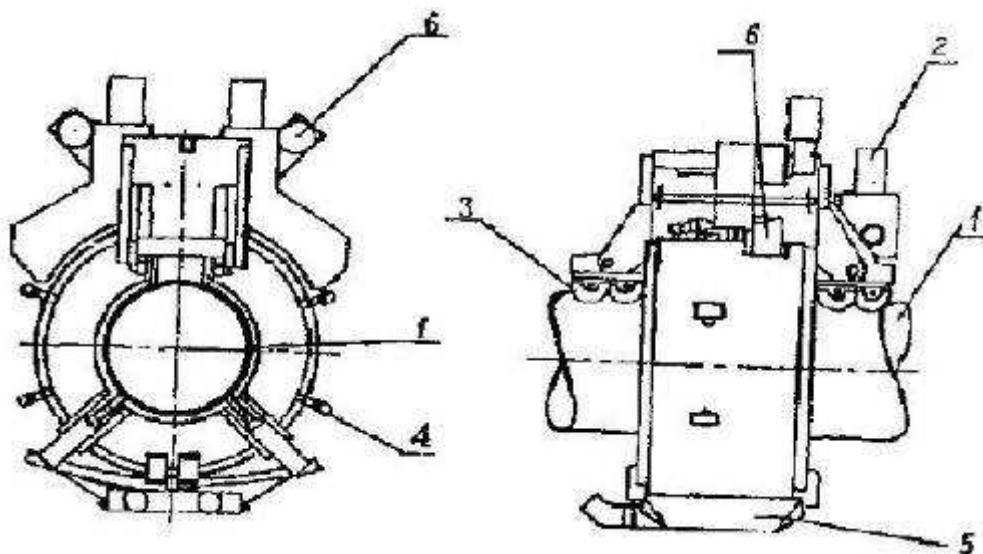


Рисунок 3.4 – Схема пневматической машины для подготовки поверхности трубопровода дробеструйным и пескоструйным способами (а – вид спереди; б – вид сбоку): 1 – трубопровод; 2 – двигатель; 3 – катки; 4 – форсунка для песка (дроби); 5 – поддон для сборки песка (дроби); 6 – патрубки для отсасывания пыли

Особенностью машин, использующих дробеметный способ, является то что нагнетание дроби на поверхность трубы выполняется с помощью специальных роторов, приводимых во вращение индивидуальными электродвигателями [9].

3.4 Очистка трубопровода ручным методом (Очистка трубопровода при локальном ремонте)

С помощью способа ручного способа, с поверхности конструкции удаляют изоляцию из полимеров и битума. Для этого можно пользоваться подручными приспособлениями (лопатами, ножами и так далее). Данный процесс достаточно трудоемкий и длительный. В зимний период битумную изоляцию можно удалить только с помощью большой кувалды. Под влиянием пониженных температур этот материал приобретает особенную хрупкость, но стоит взять во внимание, что возможна деформация поверхности трубы. В летний время работы производятся утром или поздно вечером.

У данного способа есть свои достоинства и недостатки. К достоинствам можно отнести невысокую себестоимость, отсутствие необходимости использовать дорогостоящий инструмент, возможность повторно применить битумную изоляцию, а также возможность проводить очистку в различных и труднодоступных местах.

Так же стоит отметить не слишком высокое качество очистки, длительность произведения работы, присутствие остатков изоляционного покрытия, которые часто остаются на трубах.

Сжигание изоляционного покрытия – еще один способ, который подразумевает удаление изоляционного материала без вспышительного вложения капитала. Такой метод очистки не требует дорогостоящего оборудования и занимает мало времени. После очистки следов изоляции практически не видно. Недостатком данного метода является загрязнение окружающей среды. Для обработки необходимо получить предварительное разрешение от государственных инстанций. Так же следует обратить внимание, что влияние повышенных температурных режимов на трубопровод может привести к их деформации. На заключительной стадии требуется финишная обработка поверхности.

3.5 Эффективные методы снятия заводской изоляции

3.5.1 Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода

Рассмотрим устройство, которое относится к очистке наружной поверхности трубопроводов от продуктов коррозии и изоляционного материала и может быть использовано при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. Устройство содержит рабочий орган с очистными элементами, привод, механизм перемещения. Рабочий орган содержит узел продольной резки изоляции с дисковыми ножами и узел снятия изоляции по периметру трубы, включающий плоский нож с обогревателем и отражателем. Устройство дополнительно имеет секции обогрева с ИК-нагревателями в форме сегментов с отражателями. Узлы продольной резки, снятия изоляции и секции обогрева, выполненные на колесных опорах, последовательно соединены между собой шарнирно. Последняя секция обогрева соединена с узлом снятия изоляции пружиной, замыкая контур по периметру трубы. Механизм перемещения содержит два хомута, установленных на поверхности трубы, две цепи и валы с торцов со звездочками узла продольной резки и узла снятия изоляции. Каждая из цепей направлена по звездочкам узла продольной резки и узла снятия изоляции. Один конец каждой цепи закреплен жестко к хомуту, а другой конец цепи закреплен к хомуту через регулировочный механизм.

Известно устройство для очистки наружной поверхности трубопровода, включающее рабочий орган с очистными инструментами, привод, механизм перемещения, выполненный в виде тележки на колесных опорах, в котором рабочий орган выполнен со смещением по длине трубопровода относительно друг друга секциями, на торцевых стенках каждой из которых расположены направляющие для замкнутых приводных цепей со стяжками, на которых укреплены очистные инструменты.

Недостатками устройства являются сложность и массивность конструкции вследствие чего процесс удаления изоляции с наружной поверхности связан с необходимостью применения трубоукладчика. Наиболее близким по технической сущности является устройство для очистки наружной поверхности трубопровода, включающее рабочий орган с очистными элементами, привод, механизм перемещения, в котором рабочий орган в виде механизма очистки изоляции связан с механизмом перемещения, выполненным в виде тележки на колесных опорах, механизм очистки изоляции состоит из скребка и осевого вибратора, устройство имеет дополнительные колесные опоры, размещенные равномерно по наружному диаметру трубопровода, и гибкую связь в виде троса, причем все колесные опоры связаны между собой гибкой связью.

Преимущественное выполнение, когда устройство снабжено средством регулирования гибкой связи по длине между колесными опорами; когда средство регулирования гибкой связи по длине между колесными опорами выполнено в виде прижимной планки и винта, размещенных на тросе.

Задачей изобретения является повышение эффективности очистки поверхности трубопровода.

Техническая задача решается тем, что устройство для очистки наружной поверхности трубопровода, содержащее рабочий орган с очистными элементами, привод, механизм перемещения, в котором рабочий орган содержит узел продольной резки изоляции с дисковыми ножами и узел снятия изоляции по периметру трубы, включающий плоский нож с обогревателем и отражателем, устройство дополнительно имеет секции обогрева с ИК-нагревателями в форме сегментов с отражателями, причем узлы продольной резки, снятия изоляции и секции обогрева, выполненные на колесных опорах, последовательно соединены между собой шарнирно, последняя секция обогрева соединена с узлом снятия изоляции пружиной, замыкая контур по периметру трубы, а механизм перемещения содержит два

хомута, установленных на поверхности трубы, две цепи и валы с торцов со звездочками узла продольной резки и узла снятия изоляции, каждая из цепей направлена по звездочкам узлов, при этом один конец каждой цепи закреплен жестко к хомуту, а другой конец цепи закреплен к хомуту через регулировочный механизм.

Решение технической задачи позволяет повысить эффективность очистки наружной поверхности трубопровода, заключающуюся в снятии изоляции с поверхности трубы по ширине устройства и повышении качества очистки поверхности трубы от изоляционного покрытия с сокращением времени на ее очистку [10].

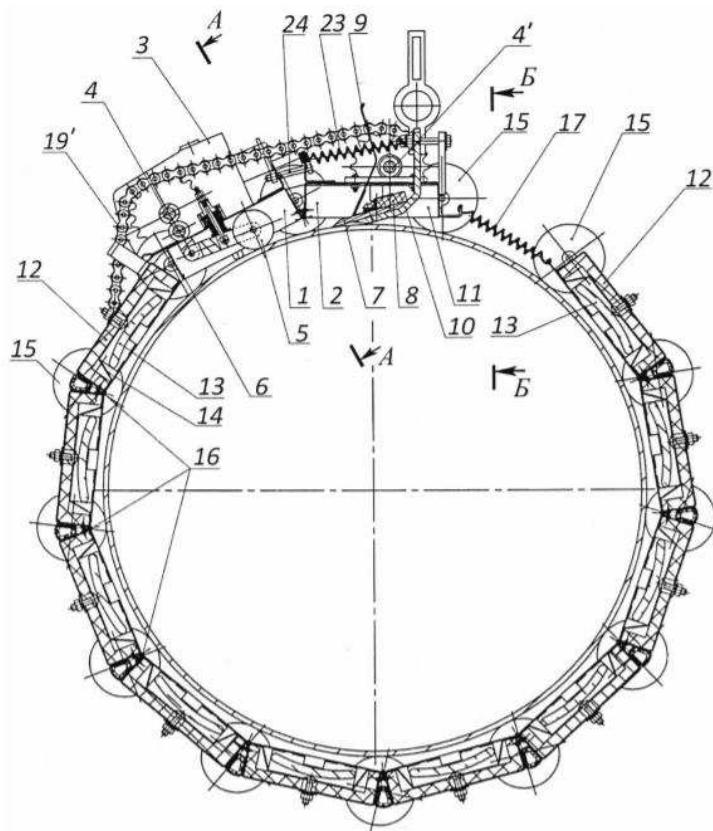


Рисунок 3.5 – Модернизированная очистная машина наружной поверхности трубопровода

3.5.2 Установка «УИН-60/50СП»

В рамках реализации программы по ремонту изоляционных покрытий магистральных газопроводов ПАО «Газпром» без остановки транспорта газа сотрудниками ООО «ГАЗМАШПРОЕКТ» совместно с Департаментом ПАО «Газпром» (С. В. Скрынников) разработан опытно-промышленный образец технологической установки индукционного нагрева и мобильного комплекса на ее основе. Установка «УИН-60/50СП» предназначена для производства работ по очистке труб от наружного полиэтиленового (полимерного) покрытия в условиях трассового проведения работ, в том числе на находящемся под давлением рабочей среды газопроводе.

Снятие старого наружного покрытия с газопровода производится для подготовки поверхности перед последующей диагностикой и нанесением антакоррозионного покрытия. Принцип действия установки основан на эффекте отслоения полимерных покрытий со стальных поверхностей при нагреве приповерхностного слоя стали за счет индуцирования в нем вихревых электрических токов (токов Фуко) посредством высокочастотного переменного электромагнитного поля. Технология индукционной очистки труб схематично изображена на рисунке 3.6.

Технологический комплекс оборудования в качестве основного элемента включает установку индукционного нагрева «УИН-60/50СП» (в комплекте) с микроволновым генератором в качестве рабочего элемента и источник энергоснабжения. На основной элемент оборудования – «УИН-60/50СП» – разработаны ТУ и руководство по эксплуатации.

Технология очистки включает в себя предварительное механическое прорезание керамическим ножом покрытия на полосы шириной 30 см до металла трубопровода, далее – прогрев полос покрытия ручным микроволновым генератором и ручное снятие прогретого покрытия (рисунок 3.7, а, б). Для обеспечения нагрева генератор прокатывается по поверхности покрытия со скоростью до 20 см/с, при этом температура

кратковременного прогрева металла составляет 120 °С...150 °С на отдельно расположенным газопроводе, наружная поверхность покрытия – до 60 °С и 17 °С...45 °С – на действующем газопроводе.

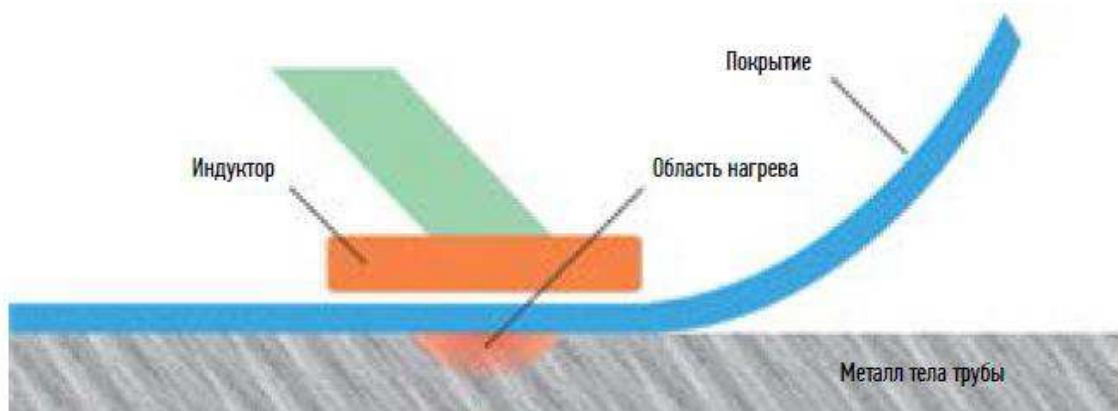


Рисунок 3.6 – Схематичное изображение принципа действия технологии индукционной очистки труб от наружного полиэтиленового (полимерного) покрытия

Производительность и безопасность:

- при снятии заводских покрытий из экструдированного полиэтилена со стальной основы толщиной до 6000 мкм данная технология позволяет получить производительность до 30 м²/ч (до 200 м²/смена);
- уровень электромагнитных излучений соответствует нормам и безопасен для человека;
- при соблюдении мер предосторожности оборудование безопасно для оператора.

Мобильность:

- вес технологической установки не превышает 60 кг;
- габариты позволяют легко транспортировать ее даже в легковом автомобиле с кузовом типа «универсал».

Экономическая эффективность:

- технологическая установка индукционной очистки кратно уменьшает трудозатраты при очистке поверхности магистрального газопровода от

изоляции, при этом затраты на обслуживание и расходные материалы минимальны.



Рисунок 3.7 – Технология очистки труб: а – прогрев полос покрытия ручным микроволновым генератором; б – ручное снятие прогретого покрытия

23 мая 2018 г. на базе ГИС «КУМЛИ» ООО «Газпром трансгаз Махачкала» проведены опытно-промышленные испытания по индукционной очистке труб от наружного полиэтиленового (полимерного) покрытия на газопроводе, которые состояли из двух этапов. На первом этапе испытания по индукционной очистке проводились на открытой площадке на демонтированной трубе, расположенной на устойчивых опорных конструкциях с возможностью доступа ко всей поверхности трубы. Диаметр трубы – 1420 мм, толщина стенки трубы – 18,7 мм, класс прочности – X70. Толщина покрытия – 5,2…5,6 мм, адгезия наружного покрытия составляла более 250 Н/см.

На втором этапе испытания проводились на действующем газопроводе ООО «Газпром трансгаз Махачкала», 836-й км магистрального газопровода «Макат – Северный Кавказ», находящегося под давлением 40,2 кг/см². Температура газа составила 17 °С; скорость потока газа – 5,25 м/с; объем транспортировки – 1,3 млн м³/ч; диаметр стальной электросварной прямошовной трубы – 1420 мм, толщина стенки трубы – 16,8 мм, класс

прочности стали – X70. Конструкция наружного защитного покрытия: основной слой – Луполен 2452Е; адгезионный (клеящий) слой – Луполен 2910МХ. Результаты измерения основных параметров при испытаниях приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры процесса очистки (удаления покрытия)

Параметр	Результаты	
	Этап 1 (труба на площадке)	Этап 2 (газопровод под давлением)
Скорость очистки, м ² /мин (максимальная в процессе демонстрации)	0,23	0,13
Температура металла в зоне очистки, замеренная с внутренней стороны трубы, °C	До 147	-
Температура на поверхности трубы в зоне очистки (снаружи), °C	92...110	17...45

По итогам проведения технологических испытаний технологии индукционной очистки труб от наружного полиэтиленового (полимерного) покрытия установлено:

- оборудование и технология индукционной очистки на базе установки индукционного нагрева «УИН-60/50СП» позволяют обеспечить высокопроизводительное и технологичное снятие наружного полиэтиленового покрытия с поверхности трубы газопровода, находящегося под давлением;
- индукционная технология снятия с труб наружного полиэтиленового покрытия вследствие высокой производительности и эффективности может быть рекомендована к применению на объектах ПАО «Газпром» [11].

4 Расчетная часть

Исходные данные:

$D_{\text{наруж}} = 0,820 \text{ м}$ – диаметр трубопровода;

$p = 5,7 \text{ МПа}$ – рабочее давление в трубопроводе;

$\delta = 0,012 \text{ м}$ – толщина стенки трубопровода.

4.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении [12].

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

$$|\sigma_{\text{ПР.Н}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (4.1)$$

где $\sigma_{\text{ПР.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{ПР.Н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{ПР.Н}} < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1}, \quad (4.2)$$

где $\sigma_{\text{КЦ}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа.

$$\sigma_{KЦ} = n_1 \cdot \sigma_{KЦ}^H, \quad (4.3)$$

где $\sigma_{KЦ}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа.

$$\sigma_{KЦ}^H = \frac{p \cdot D_{BH}}{2\delta}, \quad (4.4)$$

где $p = 5,7$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{вн}} = 0,796$ м – внутренний диаметр трубопровода;

$\delta = 0,012$ м – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{KЦ}^H = \frac{5,7 \cdot 0,796}{2 \cdot 0,012} = 141,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{KЦ} = 1,15 \cdot 141,8 = 163,07 \text{ МПа.}$$

Расчетное сопротивление металла труб определяем по формуле:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H} \quad (4.5)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{\text{ср}}$ по государственным стандартам и техническим условиям трубы;

m_0 – коэффициент условия работы трубопровода, равный 0,9 для участков трубопроводов III категории;

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу;

$k_H = 1,1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 327 \text{ МПа.}$$

Далее определяем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{KU}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{KU}}{R_1}; \quad (4.6)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{163,07}{327} \right)^2} - 0,5 \frac{163,07}{327} = 0,65.$$

Для осуществления проверки на прочность по условию 1, необходимо проверить наличие продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

$$\sigma_{PP.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (4.7)$$

где $\Delta T = 92,59 \text{ К}$ – расчетный температурный перепад;

$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости металла (сталь).

$$\sigma_{PP.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,59 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,7 \cdot 796}{12} = -98,43 \text{ МПа}$$

Знак «минус» данного результата указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{PP.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{PP.N}|}{R_1}; \quad (4.8)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-98,43|}{327} \right)^2} - 0,5 \frac{|-98,43|}{327} = 0,815.$$

Произведем проверку нефтепровода на прочность по условию 1:

$$|-98,43| \leq 0,65 \cdot 327 \Rightarrow |-98,43| \leq 212,55. \text{ Условие выполняется.}$$

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям

$$|\sigma_{PP}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H; \quad (4.9)$$

$$\sigma_{KU}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H, \quad (4.10)$$

где σ_{PP}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа:

$$\sigma_{PP}^H = \mu \cdot \sigma_{KQ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{MIN}}, \quad (4.11)$$

где R_{MIN} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле, м:

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{KQ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}; \quad (4.12)$$

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{PP}^H \geq 0$) принимается равным единице, а при сжимающих ($\sigma_{PP}^H \leq 0$) определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\frac{\sigma_{KQ}^H}{m_0 \cdot R_2^H}}{0,9 \cdot k_H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{KQ}^H}{0,9 \cdot k_H}, \quad (4.13)$$

где $R_2^H = 461$ МПа – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести σ_m .

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\frac{141,8}{0,99 \cdot 461}}{0,9 \cdot 1,1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{141,8}{0,9 \cdot 1,1 \cdot 461} = 0,81.$$

$$R_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,820}{0,81 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 - |0,3 \cdot 141,8 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,59|} = 551,6 \text{ М;}$$

$$\sigma_{\text{пп}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 141,8 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,59 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,82}{2 \cdot 551,6} = -339,46 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям 22 и 23:

$$|-339,46| \leq 0,81 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 \Rightarrow |-339,46| \leq 339,46,$$

$$141,8 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 \Rightarrow 141,8 \leq 419,09.$$

Так как неравенства выполняются, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации нефтепровода отсутствуют.

4.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{kp}, \quad (4.14)$$

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2); \quad (4.15)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4); \quad (4.16)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (0,820^2 - 0,796^2) = 0,003 \text{ м}^2;$$

$$I = \frac{3,14}{64} (0,820^4 - 0,796^4) = 0,0036 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{CB} \gamma_M \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (4.17)$$

где $n_{CB} = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса;

$\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$ – удельный вес металла, из которого изготовлена труба.

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (820^2 - 796^2) = 2270,46 \text{ Н/м}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции принимаем равной 10 % от q_M , т.е. $q_H = 227,046 \text{ Н/м}$.

Нагрузка от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины:

$$q_H = \rho_T g \frac{\pi D_{BH}^2}{4}, \quad (4.18)$$

где

$$q_H = 856,5 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,796^2}{4} = 4179,2$$

То есть нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом:

$$q_{mp} = q_M + q_H + q_H, \quad (4.19)$$

$$q_{mp} = 2270,46 + 227,046 + 4179,2 = 6676,706 \text{ Н/м.}$$

Предположим, что наш трубопровод уложен в суглинистый грунт. Для суглинков коэффициент сцепления грунта $C_{sp} = 16$ кПа, угол внутреннего трения грунта $\varphi_{sp} = 20$ град., удельный вес грунта $\gamma_{sp} = 19$ кН/м³ (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

Грунт	C_{sp} , кПа	γ_{sp} , кН/м ³	φ_{sp} , градусы
Гравелистый песок	0...2	25,5	36 ...40
Песок средней крупности	1...3	23,0	33...38
Мелкий песок	2...5	21,2	30...36
Пылеватый песок	2...1	20,5	28...34
Супеси	4...12	19,7	21...25
Суглинки	6...20	19,0	17...22
Глины	12...40	16,8	15...18
Торф	0,5...4	7,0	16...30

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{ep} = \frac{2n_{ep}\gamma_{ep}D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ep}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_H}, \quad (4.20)$$

где n_{ep} – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, $n_{ep} = 0,8$;
 h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, $h_0 = 0,8$.

$$P_{ep} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,82 \left[\left(0,8 + \frac{0,82}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,82}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) \right] + 6676,706}{3,14 \cdot 0,82} =$$

= 7184,6 Па.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

$$P_0 = \pi D_H (C_{ep} + P_{ep} \operatorname{tg} \varphi_{ep}), \quad (4.21)$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,82 (16000 + 7184,6 \cdot \operatorname{tg} 20) = 82581,9 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

$$q_{верт} = n_{ep} \cdot \gamma_{ep} \cdot D_H \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{mp}; \quad (4.22)$$

$$q_{\text{sep}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,82}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,82}{8} \right) + 6676,706 = 20239,4 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом находим

$$N_{kp}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 q_{\text{sep}}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} N_{kp}^{(1)} &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{82581,9^2 \cdot 20239,4^4 \cdot 0,003^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0036^3} = \\ &= 12,276 \cdot 10^6, \text{ Н.} \end{aligned}$$

Следовательно,

$$\frac{m}{1,1} N_{kp}^{(1)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 12,3 \cdot 10^6 = 11070000 \text{ Н} = 11,07 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом

$$N_{kp}^{(2)} = 2\sqrt{k_0 D_H EI}, \quad (4.24)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии, $k_0 = 20$.

$$N_{kp}^{(2)} = 2\sqrt{20 \cdot 0,82 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0036} = 220,56 \text{ МН.}$$

Следовательно,

$$\frac{m_0}{1,1} N_{kp}^{(2)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 220,56 = 198,5 \text{ МН.}$$

Фактическое же эквивалентное продольное усилие в сечении трубы:

$$S = F_T \left[(0,5 - \mu) \sigma_{\kappa u}^h + \alpha E \Delta t \right], \quad (4.25)$$

$$S = 0,003 \cdot \left[(0,5 - 0,3) \cdot 141,8 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,59 \right] = 0,77 \text{ МН.}$$

Так как по условию 26, $S=0,77 < \frac{m_0}{1,1} N_{kp}^{(1)} = 11,07$ и $S=0,77 < \frac{m_0}{1,1} N_{kp}^{(2)} = 198,5$, то

общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Теперь проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры θ_β и z_β по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{MIN} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EI}}}; \quad (4.26)$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{верт} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}; \quad (4.27)$$

$$\theta_\beta = \frac{1}{551,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{220239,4}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0036}}} = 0,271;$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{82581,9 \cdot 0,003}{20239,4 \cdot 0,0036}}}{\sqrt[3]{\frac{20239,4}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0036}}} = 61,24.$$

По рисунку 4.1 находим, что $\beta_N = 16$. Вычисляем критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{kp}^{(3)} = \beta_H \sqrt[3]{q_{sep m}^2 EI}, \quad (4.28)$$

$$N_{kp}^{(4)} = 0,375 q_{sep m} R_P, \quad (4.29)$$

$$N_{kp}^{(3)} = 16 \cdot \sqrt[3]{20239,4^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0036} = 10,75 \cdot 10^6 \text{ H}.$$

$$N_{kp}^{(4)} = 0,375 \cdot 20239,4 \cdot 551,6 = 4,18 \cdot 10^6 \text{ H}.$$

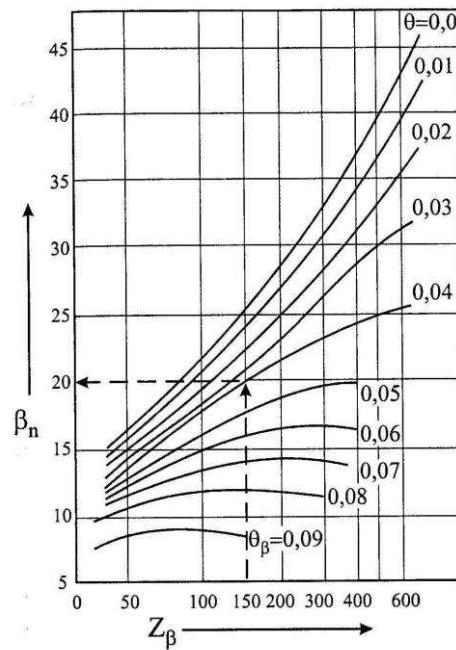


Рисунок 4.1 – Номограмма для определения коэффициента β_N

Из двух найденных значений выбираем меньшее. Для него:

$$\frac{m_0}{1,1} N_{kp}^{(4)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 4,18 \cdot 10^6 = 3,7 \text{ МН.}$$

Так как, $\frac{m_0}{1,1} N_{kp}^{(4)} = 3,7 > S = 0,77$, то условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

5 Безопасность жизнедеятельности

Безопасность проведения капитального ремонта направлена на определение и снижение опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте и обеспечение условий труда персонала, отвечающих требованиям системы безопасности труда, а экологичность – на выявление источников загрязнений, их количества, ресурсосбережение и охрану окружающей среды.

Капитальный ремонт участка трубопровода с заменой изоляционного покрытия сопровождается такими операциями как, очистка наружной поверхности трубопровода от старого изоляционного покрытия, выполнение сварочных работ, подъем трубопровода, нанесение нового изоляционного покрытия и т.д. Такие работы требуют соблюдения правил техники безопасности, так как при их нарушении возможно возникновение техногенных аварий, пожаров, получение травм или гибель людей, а также значительные материальные потери.

Проблема безопасного проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода является актуальной. Необходимо не только ликвидировать последствия чрезвычайных ситуаций при ремонте трубопровода, но и прогнозировать и предупреждать их появление.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Работы по очистке заводской изоляции с трубопровода осуществляются на открытой площадке линейной части магистрального нефтепровода.

Необходимо провести анализ опасных и вредных производственных факторов, которые могут оказывать воздействие на трубопроводчика линейного при проведении земляных работ по вскрытию подземного

трубопровода, подъеме и укладке трубопровода, сварочных работах, очистке изоляции, а также испытании нефтепровода.

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов, которые могут оказывать воздействие на трубопроводчика линейного при проведении работ по ремонту трубопровода с заменой изоляционного покрытия, представлены в таблице 5.1 [14].

Таблица 5.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

По характеру происхождения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Пониженная температура воздуха
	Повышенный уровень вибраций и шума
	Недостаточный уровень естественного освещения
	Ожог о поверхность перегретого объекта
Химические	Попадание токсичных веществ в организм через органы дыхания и кожные покровы
Психофизиологические	Физические перегрузки,
	Нервно-психические перегрузки

Так же на работников влияют различные физические и химические факторы.

Физические опасные и вредные производственными факторы которые могут оказывать воздействие на работника:

- движущиеся машины и механизмы (подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, обрушающиеся горные породы)
- предметы, инструмент, которые могут упасть с конструкций и оборудования и вызвать травмы;
- производственный шум;
- вибрация (локальная, общая);
- аэрозоли (пыли), преимущественно фиброгенного действия;

- освещение – естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая и отраженная слепящая блескость, пульсация освещенности);
- ожог о поверхность перегретого объекта.

Химические факторы:

- токсические (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);
- малотоксические (природный газ, пары газоконденсата, окись углерода).

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [15].

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации:

- повреждение трубопровода;
- разлив нефти (нефтепродукта);
- воспламенение;
- взрыв;
- падение объектов.

Перечисленные аварийные ситуации оказывают значительный вред окружающей среде. К серьезным последствиям относятся: нарушение целостности растительного слоя и почвенного покрова, естественного состояния грунта, нарушение природного ландшафта.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Работа проводится на открытом воздухе круглый год. Запрещается проводить очистные работы во время дождя, снега, тумана. Земляные работы по вскрытию подземного трубопровода проводятся в светлое время суток на открытой площадке. Запрещается проводить работы в темное время суток и в том случае, если температура воздуха ниже -30 °C.

Для данного проектируемого объекта нет специализированного места применения, однако, при строительстве столь масштабного проекта необходимо учитывать, что он может проходить до пяти различных климатических регионов. Средняя температура в зимний период может достигать до -40 °C, а средняя скорость ветра до 7 м/с. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца составляет +35 °C [16].

К категории Iб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121...150 ккал/ч (140...174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением

К категории IIa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151...200 ккал/ч (175...232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения

К категории IIb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201...250 ккал/ч (233...290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением [14].

Работы в холодное время года проводятся при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Лиц, приступающих к работе на холода, необходимо проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения.

Вспомогательные и административно-бытовые помещения оборудованы системой отопления и вентиляции, что позволяет сохранять оптимальные параметры воздушной среды.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Земельный участок отводимый под производство ремонтных работ на нефтепроводе предусматривает возможность организации территории с четким функциональным зонированием и размещением площадок бытового размещения, участка полевой кухни (столовой), помещений для хранения инвентаря и спецоборудования, хозяйственных площадок. Производственные территории участки работ и рабочие места должны быть подготовлены для обеспечения безопасного производства работ.

Нефтепровод диаметром 820 мм при рабочем давлении 5,7 МПа относится к II классу опасности [17]. Проведение работ по замене изоляционного покрытия трубопровода осуществляется на открытой площадке.

Для передвижения транспортных и грузоподъемных механизмов специализированных подъездов на территории не предусматриваются, так как предполагается использовать вездеходную технику.

В местах прохода обслуживающего персонала через трубопровод устроены переходные площадки и мостики.

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе IIд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях [18].

При выполнении работ в ночное и сумеречное время суток, на строительной площадке должно быть предусмотрено рабочее освещение, осуществляющее установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Уровень освещения рабочих мест должен соответствовать нормам 300...500 лк.

Для работы в темное время суток на площадке хранения (приема) материалов устраивается освещение. Для безопасности погрузочно-разгрузочных и такелажных работ наименьшая освещенность рабочих зон должна составлять 10 лк. Этому требованию соответствует освещенность на площади 15 м², создаваемая одной лампой в 100 Вт, подвешенной на высоте 5 м. Предпочтительно прожекторное освещение, создающее более равномерную освещенность по всему фронту работ [19].

При очистке трубопровода с сильно прокорродированной поверхностью во избежание проникновения металлической пыли и частиц изоляционного покрытия в дыхательные органы и глаза машинистам очистной и изоляционной машин следует пользоваться индивидуальными средствами защиты (респираторами, марлевыми повязками, предохранительными очками).

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям. Продолжительное действие пыли на органы дыхания может привести к профессиональному заболеванию – пневмокониозу. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование ПДК фиброгенного пыли зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м³. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м³. Предельно допустимая среднесуточная концентрация металлического пыли в воздухе не превышать 0,15 мг/м³, а максимально разовая – 0,5 мг/м³ [20].

Контроль воздушной среды в траншее должен проводиться каждый раз перед началом и в процессе проведения сварочных, огневых и изоляционных работ через каждые 2 часа.

Работающим на открытой территории в холодный период года предоставляются:

- комплект средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического пояса (теплозащитная специальная одежда и утепленная специальная обувь);
- место обогрева, где температура воздуха в целях нормализации теплового состояния организма работника должна поддерживаться на уровне 21...25 °C.

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования, при этом шум сохраняется на всем протяжении их работы. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма. Зоны с уровнем звука выше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. Рабочие места, где применяются или приготавляются клеи, мастики, краски и другие материалы, выделяющие вредные вещества, обеспечиваются проветриванием, а закрытые помещения оборудуются механической системой вентиляции [21]. Для снижения вибрационного воздействия предусмотрены индивидуальные средства вибрационной защиты – виброзащитные сиденья и рукоятки [22].

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям. Продолжительное действие пыли на органы дыхания может привести к профессиональному заболеванию – пневмокониозу. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является

гиgienическое нормирование ПДК фиброгенного пыли зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м³. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м³. Предельно допустимая среднесуточная концентрация металлического пыли в воздухе не превышать 0,15 мг/м³, а максимально разовая – 0,5 мг/м³ [20].

Для обеспечения комфортной работы в условиях низкой температуры воздуха и защиты от ожогов о перегретую поверхность, работник должен быть обеспечен комплектом спецодеждой и спецобувью, средствами индивидуальной защиты и предохранительными приспособлениями согласно отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты.

На ремонтных участках должны быть организованы места для приема пищи, отдыха и сна (вагончики), которые в холодное время должны отапливаться. В вагончиках должны быть умывальники, душ, сушилки.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На участке строительства нефтепровода применяются изоляционные покрытия труб – битумы, выделяемые при снятии слоя с трубопровода и его подогреве, а также при его нанесении. Битумы состоят из смеси высокомолекулярных углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. Элементарный химический состав всех битумов достаточно близок. В них 70...87 % углерода, до 15 % водорода, до 10 % кислорода, до 1,5 % серы (в природных битумах до 10 %), небольшое количество азота.

В очень низких концентрациях действие углеводородов приводит к функциональным расстройствам нервной системы, вплоть до сильного головокружения при резких движениях головой.

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³ [20].

Контроль воздушной среды в траншее должен проводиться каждый раз перед началом и в процессе проведения сварочных, огневых и изоляционных работ через каждые 2 часа.

В ходе выполнения строительных работ используются только мобильные дизельные электростанции ДЭС-100 и ДЭС-60. Дизельная электростанция предназначена для использования в качестве основного или резервного источника трехфазного электрического тока напряжением 400/230 В и частотой 50 Гц [23].

Для обеспечения безопасности людей, защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы на электростанциях и подстанциях установлены заземляющие устройства в соответствии с требованиями ПУЭ.

Устройство контроля заземления (серия 7485) обеспечивает электростатическое заземление машин и оборудования трубопровода. Одновременно прибор контролирует состояние электростатического заземления. Тем самым обеспечивается поддержание электростатического заряда на безопасном уровне, а также отсутствие взрывоопасности вследствие неконтролируемой разрядки данной энергии [2].

При сооружении трубопровода не редким атмосферным явлением являются грозы, так же повышенное электростатическое напряжение на всех ДЭС, поэтому должны быть установлены молниепроводы, объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится лаборантом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены [2].

Перед началом очистки и изоляции необходимо:

- проверить степень загазованности траншеи через каждые 100 м с помощью газоанализатора;
- проверить на отсутствие обрывов и целостность изоляции на силовом кабеле очистной и изоляционной машин;
- заземлить передвижную электростанцию;

- проверить надежность контакта клеммы «Земля» на очистной и изоляционной машинах с нулевой жилой силового кабеля;
- проверить крепление и правильность установки предохранительных щитков рабочей части очистной и изоляционной машин;
- во избежание нарушения целостности трубопровода и поломки машины тщательно осмотреть наружную поверхность трубы и сделать отметки хомутов, накладок, латок, вантузов и других препятствий на трубопроводе.

5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Источниками возникновения пожара могут быть короткие замыкания в проводке и нарушение правил техники безопасности.

Причиной возможного возникновения пожара является возгорание горючих и легковоспламеняющихся жидкостей – гидравлического масла, дизельного топлива и керосина. Зона проведения работ относится к категории Б по взрывопожарной и пожарной опасности (в соответствии с СП 12.13130.2009), так как используются вещества, обладающие температурой вспышки более 28 °С и способные образовывать паровоздушные или пылевоздушные смеси, которые характеризуются высоким избыточным давлением и высокой опасностью взрыва [24].

Оборудование, применяемое при ремонте относится к категории взрывопожароопасных (ВН), так как для их работы используются и хранятся легковоспламеняющиеся жидкости. Не допускается применение открытого огня, а также курение в зоне проведения работ. Так как работы проводятся на открытой площадке, используемые машины оборудуются углекислотными огнетушителями [25].

Оборудование и оснастка для выполнения антикоррозионных работ, контрольно-регулирующие приборы, светотехническое и вентиляционное оборудование, электрические приводы и пускорегулирующая аппаратура

должны быть во взрывобезопасном исполнении. Размещение и подключение оборудования следует выполнять по «Правилам устройства электроустановок» [27].

Производственное оборудование, инструмент и спецодежда должны быть в исполнении, исключающем разряды статического электричества и образование искры [28].

Для сигнализации о пожаре в пожарную службу необходимо установить телефонную линию связи [25].

РСК должна иметь в своем составе или привлекать от РУМН следующие первичные средства пожаротушения:

- пожарную автоцистерну объемом не менее 2000 л, заполненную 5...6 % раствором пенообразователя, или цистерну с мотопомпой МП-1600, укомплектованную рукавами, стволами и пеногенераторами;
- кошму войлочную или асбестовое полотно размером 2×2 м;
- огнетушители порошковые ОПУ-10, или углекислотные ОУ-6, ОУ-40;
- лопаты, топоры, ломы.

Перечисленные средства пожаротушения должны перемещаться вместе с РСК. Они должны быть окрашены в соответствии с требованиями.

На рабочих местах не допускается использование открытого пламени, так же должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50;
- лопата (штыковая и совковая);

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В таблице 5.2 представлены возможные аварийные ситуации и решения по их устранению.

Таблица 5.2 – Возможные аварийные ситуации и решения по их устраниению

Группы аварийных ситуаций	Решения по устраниению аварийных ситуаций
Отказы (неполадки) оборудования;	<ul style="list-style-type: none">– выполнение плана технического обслуживания технологического оборудования;– бесперебойное снабжение энергоресурсами (электроэнергия, топливо и т.д.).
Ошибочные действия персонала;	<ul style="list-style-type: none">– наем квалифицированного персонала
Внешние воздействия природного и техногенного характера	<ul style="list-style-type: none">– круглосуточная охрана объекта;– установка системы молниезащиты и заземления;– поддержание территории в соответствии с корпоративным стандартом (уборка снега, строительного мусора, бытовых отходов).

Во избежание возможных аварийных ситуаций необходимо осуществлять контроль концентрации вредных веществ в воздушной среде, не допускать наличия источников открытого огня, внимательно следить за глубиной разрабатываемого машинами грунта, а также следить за правильностью работы и расположения машины во избежание недопустимых перемещений и падения.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц.

Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

Объект относится к первой группе территорий по гражданской обороне. Назначение объекта – транспортировка нефти по трубопроводу.

На территории объекта осуществляется непрерывный учет, контроль качества и транспортировки нефти.

Численность персонала составляет 30 человека, работающих в 2 смены по 12 часов.

На непрерывных участках производства нет индивидуальных защитных сооружений. Все работники полностью укомплектованы индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Производственное здание на объекте одноэтажное, панельной быстровозводимой конструкции из стального листа с полиуретановым утеплителем толщиной 150 мм, выдерживающей действие пламени на протяжении 45 минут, степень огнестойкости III [26].

Внешние и внутренние источники для образования вторичных факторов поражения отсутствуют, так как на территории объекта нет складов горючесмазочных, взрывоопасных материалов, сильнодействующих ядовитых веществ.

Система коммуникаций объекта ремонта трубопровода представлена системой электроснабжения (220 В, 380 В).

Для оперативного управления производством предусматриваются следующие виды связи:

- городская телефонная автоматическая связь;
- диспетчерская связь [26].

При возникновении аварийной ситуации (пожар, прекращение подачи электроэнергии, сырья, при разрыве коммуникаций) ремонт останавливается,

согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. На случай возникновения чрезвычайной ситуации все рабочие обеспечены индивидуальными средствами защиты (противогазы, каска, спецодежда и др.).

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на трубопроводе могут возникнуть следующие поражающие факторы: механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 м; термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 м; воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 м.

Для исключения аварийных ситуаций на трубопроводе используют различные средства и новые технологии. Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей проводят гидравлические испытания, ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов [17].

5.7 Экологичность проекта

При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов необходимо строго соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

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

Нефть и нефтепродукты рассеиваются в окружающей среде повсеместно, так как они широко используются в хозяйственной деятельности человека. Основные источники загрязнения воздуха, воды и почвы – разливы нефти и нефтепродуктов, сточные воды и газообразные

выбросы нефтеперегонных заводов и сжигание попутного нефтяного газа, нефтесодержащие отходы и т.д.

При вскрытии трубопровода происходит механическое разрушение породы, а также оттаивание нижних слоев грунта. В связи с этим, в период проведения работ происходит выброс в атмосферу отработавших газов используемых машин и разрушение деятельного слоя.

Причиной загрязнения атмосферного воздуха так же является сжигание полимерных отходов.

На всех этапах капитального ремонта магистральных нефтепроводов следует выполнять мероприятия, предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности и торфяников;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в неустановленных местах и т.п.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все ремонтные работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять и переместить во временные отвалы для последующего восстановления (рекультивации).

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемешивание его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещениях.

6 Экономическая часть

В экономической части данной выпускной работы рассчитываются затраты на очистку наружной поверхности трубопровода от изоляции с помощью очистных машин типа ОМ, а именно очистной машиной предварительной очистки трубопровода ОМ820 и очистной машиной ОМ822Ф для финишной очистки поверхности трубопровода. Также будут рассчитаны затраты на проведение работ с помощью модернизированной очистной машины.

Следует отметить, что в данной работе нет привязки к определенному району, региону и климатическому поясу.

Расчеты выполнены с использованием средних показателей и на основании общепринятых данных.

Затраты на проведение очистки наружной поверхности трубопровода от изоляции включают в себя:

- приобретение материалов и оборудования;
- работы по выполнению снятия изоляционного покрытия;
- выбор оптимального варианта очистки.

6.1 Затраты на приобретение оборудования

Расчет затрат на приобретение оборудования производится с учетом его количества и цен. Расчеты представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Расчет стоимости оборудования

№ п\п	Наименование	Количество, шт.	Цена с НДС, руб	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик Komatsu D355C	2	2150000	4300000	https://exkavator.ru
2	Подвеска троллейная рамная ТПП-821	2	217000	434000	https://xn--c1acdglajahg4a6f.xn--p1ai
3	Траверса ПМ-824	2	32000	64000	https://xn--c1acdglajahg4a6f.xn--p1ai
4	Очистная машина ОМ820	1	3270456	3270456	https://kremz.ru/
5	Машина финишной очистки ОМ822Ф	1	2827920	2827920	https://kremz.ru/
6	Дизельная электростанция ДЭС АД-100	1	906500	906500	https://dgu.mw-power.ru/
7	Автокран Ивановец КС - 35714К - 2 Камаз 43118	1	6920000	6920000	
	Итого:	x	x	18722876	x

6.2 Стоимость модернизированной очистной машины для снятия изоляционного покрытия с трубопровода

Рассчитаем возможную стоимость модернизированной очистной машины для снятия изоляционного покрытия с трубопровода. Исходными данными для расчета затрат на изготовление модернизированной очистной

машины являются стоимость металла 40000 рублей за тонну, стоимость изготовления 100000 рублей за тонну. Источник цен: <http://krasnoyarsk.pulscen.ru>

Стоимость изготовления модернизированной машины для снятия изоляционного покрытия рассчитывается исходя из ее веса. Вес модернизированной очистной машины приблизительно равен 2500 кг.

Стоимость металла для изготовления данной очистной машины составит 1000000 рублей, а стоимость изготовления 250000 рублей.

Также в суммарную стоимость модернизированной очистной машины стоит учесть стоимость отдельных составных частей оборудования. Примерные цены и количество составных частей приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Расчет стоимости оборудования для оснащения модернизированной очистной машины

№ п\п	Наименование запчасти	Цена за шт., руб.	Необходимое количество	Итого	Источник цен.
1	Редуктор	15000	1	15000	https://privod.ru
2	Нож дисковый	3000	2	6000	http://dienes-rus.ru
3	Плоский нож	1354	1	1354	https://www.vseinstrumenti.ru
4	Нагреватель плоского ножа	1500	1	1500	https://nomacon.ru/
5	ИК-нагреватель	3339	10	33390	https://www.mirnagriva.ru
6	Отражатель	690	10	6900	http://dienes-rus.ru

Окончание таблицы 6.2

№ п\п	Наименование запчасти	Цена за шт., руб.	Необходимое количество	Итого	Источник цен.
7	Опора роликовая	140000	14	1 960 000	https://xn--45-6kcah1be0auff.xn--p1ai/p294369836-opory-rolikovye-privodnye.html
8	Пружина растяжения	5720	2	11440	https://www.mirpruzhin.ru/
9	Цепь приводная	11885	2	23770	https://www.vseinstrumenti.ru/
10	Вал	3200	4	12800	https://mirprivoda.ru
11	Звездочка цепная приводная	395	4	1580	https://mechprivod.com
12	Рама	380000	1	380000	https://xn--c1acdg1ajahg4a6f.xn--p1ai
	Итого	x	x	2438734	x

Суммарная стоимость модернизированной очистной машины для снятия изоляционного покрытия с трубопровода составит 3 688 734 рублей.

6.3 Затраты на приобретение техники с учетом проведения работ модернизированной очистной машиной

Расчет затрат на приобретение оборудования производится с учетом его количества и цен. Расчеты представлены в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Расчет стоимости оборудования

№ п\п	Наименование	Количество, шт.	Цена с НДС, руб	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик Komatsu D355C	2	2150000	4300000	https://exkavator.ru
2	Подвеска троллейная рамная ТПП-821	2	217000	434000	https://xn--c1acdg1ajahg4a6f.xn--p1ai
3	Модернизированная очистная машина	1	3 688 734	3 688 734	-
4	Дизельная электростанция ДЭС АД-100	1	906500	906500	https://dgu.mw-power.ru/
5	Автокран Ивановец КС - 35714К - 2 Камаз 43118	1	6920000	6920000	
	Итого:	x	x	12560500	x

6.4 Затраты на проведение очистки наружной поверхности трубопровода

При проведении работ по очистке наружной поверхности трубопровода от изоляционного покрытия основными затратами являются стоимость приобретения техники и стоимость осуществления строительно-монтажных работ.

$$K_m = K_{cmp} + K_{ob}, \quad (6.1)$$

где K_m – общие затраты, руб;

$K_{\text{смр}}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{об}}$ – затраты на приобретение оборудования, руб.

Таблица 6.4 – Затраты на проведение очистки трубопровода от изоляционного покрытия

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
1.	Организационно-технические мероприятия Подготовительные работы	
1.1.	Подготовка документации	15
	Итого по п.1.	15
2.	Подготовительные работы	
2.1	Подготовка оборудования, инструментов, материалов	26
2.2	Проверка связи	16
2.3	Проверка очистного устройства	160
2.4	Газоанализ	7150
	Итого по п.2	7345
3.	Прочие работы и затраты	130
	Итого:	7500

Далее мы рассчитаем затраты на амортизационные отчисления, которые рассчитываются в данной дипломной работе линейным методом, в зависимости от первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации. Учитывается, что амортизации подвержены основные средства стоимостью более сорока тысяч рублей и сроком службы более 12 месяцев.

Сумму амортизационных отчислений посчитает за время проведения очистных работ – за 1 рабочую смену. В среднем на предприятиях рабочая смена длится 9...12 часов, примем рабочую смену в 10 часов. Средний срок эксплуатации оборудования – не менее 3 лет.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$\text{Амор.отч.} = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100}, \quad (6.2)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб.

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, % .

$$H_a = 100/\text{Срок службы в годах}. \quad (6.3)$$

Таблица 6.5 – Расчет амортизационных отчислений при очистке машинами ОМ и ОМ-Ф

Виды основных средств	Коли-чество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 10 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
в том числе:					
Трубоукладчик Komatsu D355C	2	1791666,67	15	6,7	136,3521058
Очистная машина ОМ820	1	2725380	8	12,5	388,8955479
Машина финишной очистки ОМ822Ф	1	2356600	8	12,5	336,2728311
Дизельная электростанция ДЭС АД-100	1	755416,67	5	20	172,4695594

Окончание таблицы 6.5

Виды основных средств	Коли-чество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 10 часов руб.
Подвеска троллейная рамная ТПП-821	2	180833,3	8	12,5	25,8
Автокран Ивановец КС - 35714К - 2 Камаз 43118	1	5766666,67	7	14,28	940,4218314
Итого:	x	15549063,28	x	x	2162,371658
Не амортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
в том числе:					
Траверса ПМ-824	2	26666,7	-	-	-
Спецформа	12	1000	-	-	-
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	2	869	-	-	-
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	1	9990	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	2	1980			
Итого:	x	69152,4	x	x	69152,4
Всего:	x	15618215,68	x	x	71314,77166

Проведя анализ данной таблицы, делаем вывод то сумма амортизационных отчислений за одну рабочую смену по очистке наружной поверхности трубопровода составит 71315 рублей.

6.5 Расчет затрат на оплату труда при проведении работ по снятию изоляционного покрытия

Рассчитаем затраты на оплату труда. Работы по очистке наружной поверхности трубопровода могут быть разного объёма. Поэтому рассчитаем затраты на оплату труда за одну рабочую смену. Учтем, что в среднем в году 247 рабочих дней. Предполагая, что работы будут производится в Красноярском крае, примем районный коэффициент 1,3.

Состав рабочих для выполнения изоляционных работ представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Состав рабочего звена для изоляции нефтепровода

Состав звена	Разряд	Количество человек
Машинист крана трубоукладчика	5	2
Машинист очистной машины	5	2
Стропальщик	3	1
Прораб	-	1
Машинист дизельного агрегата	6	1
Автокрановщик	7	1

Затраты на оплату труда определяются исходя из размера тарифной ставки за час работы, разряда рабочего, районного коэффициента. Расчет представлен в таблице 6.7.

Далее мы можем сложить сметную стоимость очистки трубопровода от изоляционного покрытия с помощью очистных машин ОМ820 и ОМ822Ф куда войдут: подготовительные работы; прочие затраты; амортизационные отчисления; основной фонд оплаты труда; страховые взносы; взносы на

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 6.7 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Оклад, руб/мес.	Районный коэффициент 30% от оклада, руб/мес.	Итого за рабочую смену (10 часов), руб.
Машинист крана трубоукладчика	2	120000	36000	4273,97
Машинист очистной машины	2	190000	57000	6767,12
Автокрановщик	1	80000	24000	1424,65
Машинист дизельного агрегата	1	156000	46800	2778,08
Стропальщик	1	138000	41400	2457,53
Прораб	1	130000	39000	2315,06
Итого	x	x	x	20016,41

Таблица 6.8 – Страховые взносы при проведении работ по очистке наружной поверхности трубопровода.

Основной фонд оплаты труда, руб.	Страховые взносы (30 % от ФОТ), руб.	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4 % от фонда оплаты труда), руб.
20016,41	6007,9	80,06

Получим, что за одну смену в которой производятся работы по очистке трубопровода от изоляции обойдется предприятию минимум в 104920 рублей.

6.6 Сравнительный анализ затрат на проведение работ разными очистными машинами

Осуществляя анализ, стоит отметить, что затраты на приобретение техники при произведении работ по очистке от изоляции трубопровода модернизированной машиной для снятия изоляционного покрытия значительно меньше, чем при использовании машины предварительной очистки ОМ820 совместно с машиной финишной очистки трубопровода ОМ822Ф. Также амортизационные отчисления меньше при данном методе меньше, так как в составе оборудования используется только одна очистная машина.

Далее отметим следующий факт, фонд оплаты труда при использовании модернизированной машиной для снятия изоляционного покрытия сократится, так как нет необходимости во втором машинисте очистной машины, в отличии от метода где используются очистные машины ОМ820 и ОМ822Ф. Результаты анализа представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – сравнительный анализ затрат на проведение работ разными очистными машинами

Метод очистки трубопровода (наименование машин)	ОМ820 и ОМ822Ф	Модернизированная машина для снятия изоляционного покрытия с трубопровода
Затраты на приобретение оборудования для произведения работ, руб	18722876	12560500
Амортизационные отчисления за смену, руб	71314,77166	71028,23698
Фонд оплаты труда, руб.	20016,41	16632,85
Общие затраты при использовании метода	18814207,18	12648161,09

Можно сделать вывод, что использование модернизированной машиной для снятия изоляционного покрытия, представленного в данной дипломной работе, позволит предприятиям примерно 6166046 рублей на приобретение оборудования для осуществления работ, а также сэкономить на оплате труда на 3383,56 рублей за смену.

Сравнительная диаграмма представлена на рисунке 6.1.

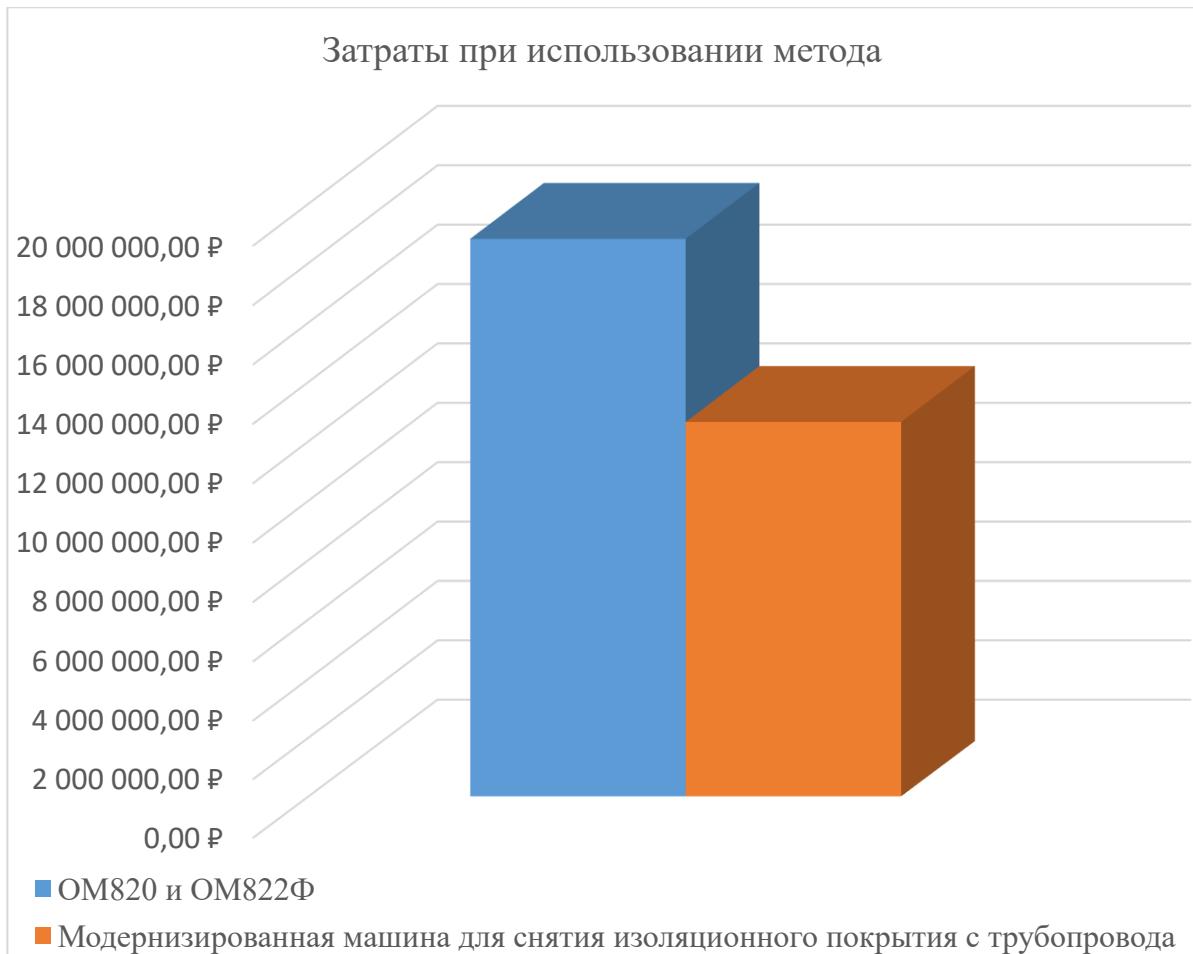


Рисунок 6.1 – Сравнительная диаграмма

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной бакалаврской работы был выполнен анализ методов снятия заводской изоляции с трубопроводов при ремонте, их характеристики и особенности используемого оборудования. В процессе анализа было подобрано оптимальное техническое обеспечение для эффективного снятия заводской изоляции с поверхности трубопровода – модернизированная машина для снятия изоляционного покрытия.

Был произведен расчет затрат на произведение работ по очистке наружной поверхности трубопровода модернизированной очистной машиной. Данным расчетом было установлено, что при применении предложенной технологии вероятность данных затрат снизится.

Решены конструктивно и подтверждены расчетами задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности и безопасности условий труда.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ОМ – очистная машина

ИМ – изоляционная машина

МТД – машина трассовая дробеструйная

ИК – инфракрасный

УИН – установка индуктивного нагрева

ПАО – публичное акционерное общество

ТУ – технологические условия

ГИС – газоизмерительная станция

ПДК – предельно допустимая концентрация

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ДЭС – дизельная электростанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РСК – ремонтно-строительная компания

РУМН – районное управление магистральных нефтепроводов

КЗО – комплект знаков ограждения

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 34182 – 2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения». – Введ. 01.03.2018. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 50 с.
- 2 РД 39-00147105-015 – 98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов». – Введ. 01.09.1998. – Уфа : ИПТЭР, 1998 – 197 с.
- 3 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.
- 4 ВСН 51-1 – 97 Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов. – Москва, 1997.
- 5 ВСН 008 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Введ. 01.01.1989. – Москва: 1990.
- 6 Машина предварительной очистки поверхности трубопровода ОМ820 [Электронный ресурс]: Кропоткинский Машиностроительный Завод КрЭМЗ – Режим доступа: <https://kremz.ru/omr>
- 7 Машина финишной очистки поверхности трубопровода ОМ820Ф [Электронный ресурс]: Кропоткинский Машиностроительный Завод КрЭМЗ – Режим доступа: <https://kremz.ru/omf>
- 8 СТО Газпром 2-2.3-231 – 2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов». – Введ. 22.09.2008. – М. : ОАО «Газпром», 2008.
- 9 Дробеструйная установка принцип работы: [Электронный ресурс]: ТЕПЛОЭНЕРГОРЕМОНТ – – Режим доступа: <https://90zavod.ru/raznoe/drobestrujnaya-ustanovka-princzip-raboty-drobestrujnaya-ustanovka-naznachenie-princzip-raboty-2.html#i>

10 Патент РФ № 2641821С2, 22.01.2018.

Устройство для очистки наружной поверхности трубопровода // Патент России № 2016150284. 2016. Бюл. № 7. / Кантьюков Р.А., Гимранов Р.К., Ахметшин А.Д. [и др].

11 Ерошенко, П. А., Кочетов, В. И., Валиев, И. А. // Газовая промышленность. Безопасное снятие изоляции на действующем газопроводе. – 2019. № 3. – С. 102–103.

12 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Введ. – 01.07.2013. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 52 с.

13 Бабин, Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: учеб. пособие / Л. А. Бабин, П. Н. Григоренко, Е. Н. Ярыгин – Москва : Недра, 1995. – 230 с.

14 ГОСТ 12.0.003 – 2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.03.2017. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 23 с.

15 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.

16 СП 131.13330.2020 «Строительная климатология». – Введ. 25.05.2021. – Москва : Минрегион России, 2021. – 113 с.

17 ГОСТ 32569 – 2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой). Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 137 с.

18 СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания». Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2011. – 34 с.

19 СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 08.05.2017. – Москва : Минстрой России, 2019. – 83 с.

20 ГОСТ 12.1.005 – 88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 01.01.89. – М. : Стандартинформ, 2008 – 95 с.

21 СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1). Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 41 с.

22 ГОСТ 12.1.012 – 2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. Введ 01.07.2008. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 20 с.

23 ГОСТ Р 53174 – 2008 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. Введ. 01.01.2010. – М.: Стандартинформ, 2009 – 19 с.

24 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с.

25 ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Введ. 01.07.1992. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 68 с.

26 СП 56.13330.2011 «Производственные здания». – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011. – 15 с.

27 ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Введ. 08.07.2002. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007.

28 ГОСТ 12.1.018 – 93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования. Введ. 01.01.1995. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

29 Трубоукладчик Komatsu D355C [Электронный ресурс]: Режим доступа: https://exkavator.ru/trade/lot/830614/1986-komatsu_d355c.html

30 Автокран Ивановец КС-35714К-2 Камаз 43118 [Электронный ресурс]: ООО «Дайзен» – дистрибутор – Режим доступа:

<https://samara.satom.ru/p/234333696-avtokran-ivanovec-ks-35714k-2-kamaz-43118-16t-18m-void>

31 Интернет-сервис по поиску работы «jooble» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о рабочих вакансиях машиниста трубоукладчика. – Режим доступа: <https://ru.jooble.org/> работа-машинист-трубоукладчика

32 Интернет-сервис по поиску работы «workius» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о рабочих вакансиях производителя работ. – Режим доступа: <https://workius.ru/r/> прораб

33 Интернет-сервис по поиску работы «workius» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о рабочих вакансиях стропальщика. – Режим доступа: <https://workius.ru/r/> стропальщик

34 Интернет-сервис по поиску работы «workius» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о рабочих вакансиях машиниста дизельных установок. – Режим доступа: <https://workius.ru/v/> машинист_дизельных_установок

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

/А.Н. Сокольников

«13» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с
трубопроводов при проведении ремонтных работ

Руководитель Верещагин – 13.06.21 доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник Зайцев – 13.06.21 В. О. Зайцев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов при проведении ремонтных работ»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусиаченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Разработка эффективных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов при проведении ремонтных работ» содержит 81 страницу текстового документа, 34 использованных источников.

ТРУБОПРОВОД, РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ, ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ, ОЧИСТКА, СНЯТИЕ ИЗОЛЯЦИИ, ОЧИСТНАЯ МАШИНА, РЕМОНТ, НАГРЕВ ИЗОЛЯЦИИ.

Объектом исследования являются современные методы снятия изоляции и очистка поверхности трубопровода при проведении ремонтных работ, для повышения уровня эффективности проведения ремонтных работ.

Целью работы является исследования современных методов снятия заводской изоляции с трубопроводов и подбор оборудования для повышения эффективности проведения ремонтных работ.

Задачи работы:

- изучить методы ремонта линейной части трубопровода;
- рассмотреть методы и оборудование для снятия заводской изоляции с трубопроводов;
- определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.