

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

« » 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных
трубопроводов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

Г.С. Шайхутдинова

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных трубопроводов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных трубопроводов» содержит 91 страницу текстового документа, 10 рисунков, 12 таблиц, 27 использованных источников.

НАДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД, ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА, КОРРОЗИЯ, РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЯ, АВАРИЙНОСТЬ, МОДЕЛИРОВАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ.

Объектом исследования являются современные технологии снижения аварийности надземных трубопроводов, для повышения уровня безопасности их эксплуатации.

Целью работы является исследование современных зарубежных технологий по снижению аварийности надземных трубопроводов, для предложения этих технологий в российские предприятия.

Задачи данной работы заключаются в следующем:

- изучение особенностей конструкции надземного трубопровода;
- проведение анализа аварийности надземных нефтепроводов и газопроводов;
- исследование основных методов снижения аварийности в России и за рубежом;
- обеспечение технического предложения;
- обоснование предложения с экологической и экономической точек зрения.

В выпускной квалификационной работе проводится анализ причин аварийности надземных трубопроводов с подробной статистикой и причинами на базе аварийных ситуаций за 2018-2021 годы. Данный анализ выполняется с целью определения наиболее обширных факторов, влияющих на аварийность, что позволяет отсортировать наиболее распространенные методы снижения

аварийности, как в России, так и за рубежом. После выполнения анализа и выборки наиболее распространенных методов, проводится исследование наиболее приемлемого зарубежного технического предложения – цифровое моделирование коррозионных процессов трубопровода.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
Основная часть	8
1 Особенности (область применения) надземного вида прокладки трубопроводов	9
1.1 Определение трубопровода и классификация	9
1.2 Магистральные надземные трубопроводы.....	10
1.3 Надземные переходы	14
2 Анализ причин аварийности надземных трубопроводов	17
2.1 Общие сведения об аварийности трубопроводов.....	17
2.2 Причины аварий нефтепроводов.....	18
2.3 Причины аварий газопроводов	24
3 Традиционные методы снижения аварийности трубопроводов	31
3.1 Неразрушающие методы контроля над техническим состоянием трубопроводов	31
3.1.1 Внутритрубная диагностика	32
3.1.2 Наружная диагностика трубопровода методами неразрушающего контроля.....	35
3.2 Стабилизаторы давления.....	36
3.3 Анतिकоррозионные покрытия.....	41
4 Трубопроводная транспортная система углеводородного сырья за рубежом.....	43
4.1 Требования к строительству трубопровода	44
4.2 Предэксплуатационные исследования и испытания	47
4.2.1 Гидростатические испытания для нефтепроводов.....	48
4.2.2. Пневматические испытания для газопроводов.....	49
5 Методы снижения аварийности надземных трубопроводов за рубежом.....	50
5.1 Анतिकоррозионные покрытия.....	50

5.1.1	Заводское антикоррозионное покрытие	52
5.1.2	Антикоррозионное покрытие сварных швов и трубопроводов в полевых условиях	53
5.2	Контроль качества АКП и инспекция покрытий	54
5.3	Традиционные методы обнаружения утечек и врезок	55
5.3.1	Отслеживание показателей движения потока	55
5.3.2	Волна отрицательного давления	56
5.4	Распределенные оптоволоконные датчики для обеспечения целостности и безопасности трубопроводов	56
6	Техническое предложение	59
6.1	Устаревшее моделирование роста коррозии	61
6.2	Усовершенствованное моделирование роста коррозии	61
7	Безопасность жизнедеятельности	64
7.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	64
7.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	65
7.3	Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	68
7.4	Обеспечение безопасности технологического процесса	70
7.5	Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	72
7.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	73
7.7	Экологичность проекта	74
8	Экономическая часть	75
8.1	Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти	76
8.2	Расчет затрат, связанных с потерей 1 т нефтепродукта	83
8.3	Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды	84
8.4	Суммарные затраты на рекультивацию загрязненных земель	84

8.5 Суммарные затраты на ликвидацию последствий отказа	
трубопровода	86
Заключение	87
Список сокращений	88
Список использованных источников	89

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт представляет собой наиболее эффективный способ транспортировки углеводородного сырья (УВС) на разные расстояния. Основная часть трубопроводов в мире прокладывается подземным методом, что считается более безопасным и традиционным. Существуют исключения, когда прокладка подземных трубопроводов невозможна, поэтому используют наземные и надземные трубопроводы.

Надземные трубопроводы, как и подземные, являются опасными производственными объектами, которые подвержены высокой степени аварийности и требуют постоянного совершенствования методов устранения данной аварийности.

Целью работы является исследование современных зарубежных технологий по снижению аварийности надземных трубопроводов, для предложения этих технологий в российские предприятия.

Задачи данной работы заключаются в следующем:

- изучение особенностей конструкции надземного трубопровода;
- проведение анализа аварийности надземных нефтепроводов и газопроводов;
- исследование основных методов снижения аварийности в России и за рубежом;
- обеспечение технического предложения;
- обоснование предложения с экологической и экономической точек зрения.

Актуальность работы заключается в том, что данная тема представлена в списке актуальных тем на научной конференции «РНТК» (Региональная Научно-Техническая конференция) ПАО НК «Роснефть» на 2021 год.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Особенности (область применения) надземного вида прокладки трубопроводов

1.1 Определение трубопровода и классификация

Трубопровод – инженерное сооружение разной степени сложности, которое используется для транспортировки жидких или газообразных веществ под действием давления, либо геодезических особенностей местности.

Трубопроводы разделяют на виды в зависимости от способа прокладки:

- наземные – пролегают выше уровня земли на опорах;
- подземные – укладывают ниже уровня земли в траншеи и насыпи, штольни и канавы, на опорах в тоннеле и дюкеры;
- подводные – укладывают на дно водоемов или в траншеи, прорытые на дне;
- плавающие – укладывают поверх водоемов с креплениями к поплавкам.

Также существует разделение на виды по роду транспортируемых веществ (газопровод, нефтепровод, нефтепродуктопровод и т.д.).

Классификация трубопроводов по масштабу:

- магистральные;
- технологические;
- коммунально-сетевые;
- судовые;
- машинные.

В данной работе мы рассматриваем магистральные трубопроводы надземной прокладки, приведем общее определение и определим функцию магистрального трубопровода.

Магистральный трубопровод – единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации [1].

Основная функция трубопроводов – перемещение сырья или материала на определенное расстояние к месту сбыта или продажи. Мы рассматриваем надземные магистральные трубопроводы, их основной функцией является осуществление транспортировки добытого углеводородного сырья к месту его переработки либо продажи и сбыта. Функция надземных и подземных трубопроводов не отличается, однако, различаются условия их эксплуатации и правила их строительства.

1.2 Магистральные надземные трубопроводы

Магистральные трубопроводы рекомендуется прокладывать подземно, но в определенных случаях допускается исключение, и прокладка трубопровода происходит по поверхности земли в насыпи (надземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). Далее по тексту оба варианта прокладки будут объединены одним термином – надземная прокладка. Надземная прокладка должна обосновываться и соответствовать определенным требованиям, приведенным ниже, а также должны быть предусмотрены технологии обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов.

Надземная прокладка трубопроводов или отдельных их участков допускается:

- в пустынных районах;

- в горных районах;
- на болотистых местностях;
- в районах горных выработок, оползней, в многолетнемерзлых грунтах;
- при переходах трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.

Надземную прокладку также предусматривают на участках трассы, где возможно образование на земной поверхности провалов по данным горно-геологического обоснования, на переходах через водные преграды, овраги, железные и автомобильные дороги, проложенные в выемках.

При рассмотрении каждого из данных случаев производятся технико-экономические расчеты, учитывающие техническую, экономическую эффективность и целесообразность, а также надежность трубопроводов.

Надземная прокладка трубопроводов обязательно предусматривает проектные решения по компенсации продольных перемещений. Независимо от выбора метода компенсации применяются отводы, допускающие прохождение СОД (средства очистки и диагностики). Прямолинейные балочные переходы проектируют без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом удовлетворяющих расчетов трубопровода на прочность и устойчивость. В случаях прокладки трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия разрешено использовать самостоятельную несущую способность трубопровода. В некоторых отдельных случаях в проектной документации допускается использовать для прокладки трубопроводов специально предназначенные мосты.

При установке арматуры на трубопроводе в местах ее расположения устанавливают стационарные площадки для ее обслуживания. К ним применимы следующие условия:

- несгораемая конструкция площадки;
- конструкция, исключающая скопление снега или мусора на площадке.

Надземные трубопроводы располагают на опорах. По характеру работы опоры разделяют на две группы: неподвижные – обеспечивают устойчивость и несмещаемость трубопровода на опоре; подвижные – не препятствуют перемещению трубопровода в любом направлении в плоскости опорной поверхности.

Высота опор над землей обычно не превышает 0,9...1,5 м. Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями СП 18.13330, но не менее 0,5 м [1].

Для осуществления гашения колебаний надземного трубопровода в каждом пролете предусматривается установка демпферов, не препятствующих перемещениям трубопровода по причине изменения температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

Высота прокладки трубопроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами в качестве основания должны определяться из условия сохранения многолетнемерзлого состояния грунта под используемыми опорами.

При прокладке трубопроводов через препятствия, в том числе, через овраги и балки, расстояние от низа трубы или пролетного строения следует принимать при пересечении:

- оврагов и балок – не менее 0,5 м до уровня воды при 5% обеспеченности;

- несудоходных, неславных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, – не менее 0,2 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

- судоходных и сплавных рек – не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

Конструкции опор надземных трубопроводов должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения.

Проектирование надземных трубопроводов в районах массового перегона животных или в местах их естественной миграции производится по согласованию с заинтересованными организациями, а также с согласованием минимальных расстояний от уровня земли до трубопроводов.

Возвышение низа трубы или пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливается особо в каждом конкретном случае, но должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод (по году 1 % обеспеченности).

Стоит учитывать, что существуют параллельные нити трубопроводов, к которым применяются определенные условия. Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов принимают в зависимости от диаметра трубопровода, от местности и от видов двух параллельных нитей трубопроводов (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Минимальные расстояния между параллельными нитями трубопроводов

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету, м, между параллельными нитками газопроводов					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при номинальном диаметре газопровода					
Первой	Второй	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30

Окончание таблицы 1

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету, м, между параллельными нитками газопроводов					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при номинальном диаметре газопровода					
Наземный	Подземный	20	30	45	15	20	30
Наземный	Подземный	20	30	45	15	20	30
Наземный	Наземный	40	50	75	25	35	50
Наземный	Наземный	40	50	75	25	35	50

1.3 Надземные переходы

В случаях, когда трубопровод лишь частично надземный и переходит в подземный (или наоборот), необходимо на каждом переходе от одного вида трубопровода к другому устанавливать ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м [1].

Рассмотрим наглядно схемы прокладки надземных переходов трубопроводов на рисунке 1.

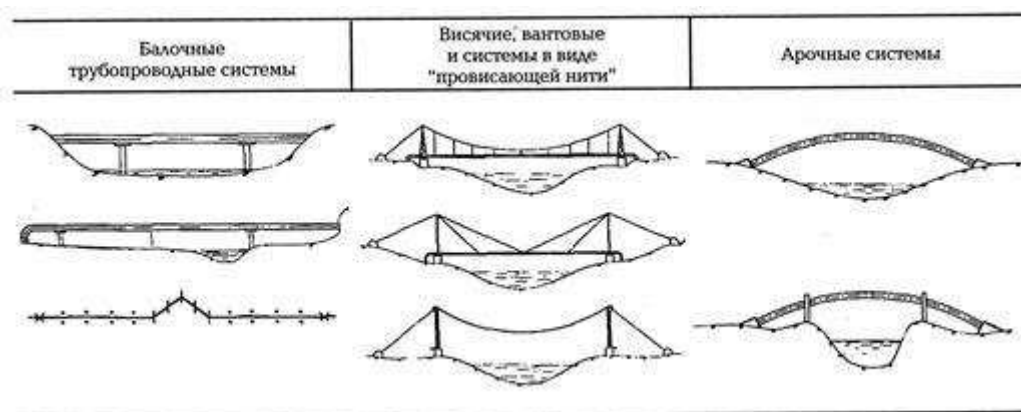


Рисунок 1 – Наиболее распространенные схемы надземных переходов

При проектировании надземных переходов необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов в местах их выхода из грунта. В местах выхода трубопроводов из грунта для снижения величины продольных перемещений применяют подземные компенсирующие устройства или устройство поворотов вблизи перехода (компенсатора-упора) с целью восприятия продольных перемещений подземного трубопровода на участке, примыкающем к переходу.

В балочных системах трубопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не предусматривать. В местах выхода трубопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению его проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.) [1].

В местах надземных переходов трубопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия следует предусматривать конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

В трубопроводном строительстве применяются следующие конструктивные схемы надземных переходов:

– балочная схема, не содержащая специальных устройств для компенсации удлинения (или укорочения) трубопровода, трубопровод

укладывается прямолинейно на опорах как многопролетная балка; поэтому схема и получила название балочной;

– балочная схема, включающая различные конструктивные элементы, позволяющие компенсировать удлинения труб при изменении их температуры и внутреннего давления; известны следующие виды этой схемы:

– трубопроводы с П-, Г- и Z-образными компенсаторами, устанавливаемыми через определенные расстояния в вертикальной или горизонтальной плоскостях, трубопровод, имеющий в плане зигзагообразную форму, трубопровод, укладываемый прямолинейно и содержащий компенсирующие вставки (трубопровод со «слабо изогнутыми участками»);

– подвесная схема – особенностью данной схемы и ее разновидностей является подвеска трубопровода к специальным несущим канатам, закрепляемым на высоких опорах;

– арочная схема – трубопровод сооружается по схеме неразрезной арки;

– схема самонесущего трубопровода – трубопровод подвешивается к опорным устройствам, и материал труб воспринимает нагрузку от веса трубопровода и транспортируемого продукта;

– трапециевидальная схема – трубопровод сооружается в форме трапеции, что дает возможность компенсировать удлинения труб;

– мостовая схема – трубопровод прокладывают по специальному мосту, поэтому нагрузок от собственного веса и веса продукта трубопровод не несет.

2 Анализ причин аварийности надземных трубопроводов

2.1 Общие сведения об аварийности трубопроводов

Трубопровод – достаточно восприимчивая к окружающей среде конструкция, легко подверженная поломке, как от внешних факторов, так и от внутренних, связанных с избыточным давлением и прочим разрушающим воздействием. Материалы, из которых выполняются магистральные трубопроводы, достаточно быстро приходят в негодность из-за химических и физических причин, таких как коррозия и старение металла (значительная часть трубопроводов в России имеет срок эксплуатации 20...30 лет). Старение металла – многофакторный процесс, выражающийся в том, что материалы изготовления трубопроводов со временем могут утратить свои обязательные эксплуатационные характеристики. Снижаются и ухудшаются защитные свойства нанесенной изоляции, в связи с этим растет количество ее дефектов, и, как следствие, рост дефектов металла трубопроводов. Таким образом, старение материала трубопровода может привести к серьезным последствиям, ведь некоторые дефекты становятся опасными и выводят трубопровод из строя.

Безаварийная работа магистральных трубопроводов – одно из самых важных и основных требований, предъявляемых к данным сооружениям, так как они являются объектами особой значимости. Аварийность на магистральных трубопроводах приводит к значительным экономическим и экологическим убыткам (возможны человеческие потери), а также к серьезным простоям предприятия и зависящих от него компаний. Несмотря на современные методы строительства и постоянный рост технологий улучшений материалов трубопроводов, полностью исключить аварийность невозможно.

В настоящее время приблизительная протяженность магистральных трубопроводов в Российской Федерации составляет около 250 тыс.км. Основную часть этих трубопроводов составляют газопроводы, на долю нефтепроводов приходится около 60 тыс.км.

2.2 Причины аварий нефтепроводов

Авария на нефтепроводе – частичный или полный вылив углеводородного сырья (УВС) вследствие разрушения трубопровода (частичного или полного) по причине утраты им герметичности. Авария сопровождается техногенным загрязнением окружающей среды.

Последствия аварий и ее масштабы зависят от режима работы нефтепровода в момент аварии, характера повреждения, рельефа местности и оперативности выполненных действий обслуживающего персонала.

Причины возникновения аварий на магистральных нефтепроводах можно условно разделить на две большие группы:

- внешние физические воздействия на нефтепроводы (при прокладке и эксплуатации);
- воздействие на этапе строительства (нарушение норм и правил производства).

подавляющее большинство предпосылок к авариям закладываются при проектировании и строительстве нефтепровода. В результате неразвитости и недоработки нормативно-правовых баз в проекты нефтепроводов заявленные требования к нефтепроводам не в полной мере соответствуют фактическим, что нарушает безопасность магистрального нефтепровода. Также возможны случаи недостаточно четкой обработки специальных инженерно-геологических исследований проекта, что на этапе эксплуатации приведет к необратимым последствиям.

Зачастую у заказчиков нефтепроводов стоит первостепенная задача – высочайшая скорость прокладки, что на этапе строительства значительно увеличивает риски повреждения нефтепровода. Из-за неопределенности в требованиях проекта относительно сохранности окружающей среды нефтепроводы прокладывают наиболее коротким путем, пытаясь снизить затраты. В ходе данных ошибок также могут быть не учтены опасные процессы

природного происхождения в месте прокладки нефтепровода, такие как сход лавин, селевые потоки, вечная мерзлота, карсты, обледенение и пр.

Крупные аварии на эксплуатируемых нефтепроводах происходят вследствие пластических деформаций на участках концентрации напряжений в условиях повторно-статического воздействия напряжений на определенную часть нефтепровода. Постоянные статические нагрузки приводят к увеличению трещин, что снижает несущую способность нефтепровода и повышает вероятность разрыва стенки и аварии с разливом УВС.

Основную часть уже пролегающих нефтепроводов покрывали недолговечными пленочными и битумными защитными покрытиями, значительно уступающих современным полиэтиленовым покрытиям. Срок службы устаревших покрытий не превышает 15...20 лет, поэтому большинство действующих нефтепроводов нуждаются в капитальном ремонте по замене изоляции. Также нефтепроводы, которые прокладывали 20...30 лет назад, во многом не соответствуют современным стандартам и активно подвергаются коррозии, разрушаясь под ее воздействием.

Среди технических причин аварий на нефтепроводах при эксплуатации можно выделить следующие группы:

- внешние воздействия на нефтепровод (несанкционированные врезки, возможные нагрузки при проведении различных работ вблизи нефтепровода, землетрясения, оползни, взрывы и пр.);

- коррозионное повреждение нефтепровода – разрушение металлических поверхностей нефтепровода под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды;

- дефекты труб – несоответствие качества материалов и контролируемых параметров изделий заданным регламентом нормам;

- разрушение фланцевых и сварных соединений нефтепроводов;

- неисправности запорных и регулирующих устройств, предохранительных и аварийных клапанов;

- неисправность средств контроля и сигнализации.

Также существуют организационные причины аварийности нефтепроводов при проектировании и строительстве нефтепровода:

- недостаточный контроль над состоянием трубопроводов, нарушение регламентов обслуживания и ремонта;

- ошибки при проектировании;

- нарушение требований промышленной безопасности, норм и правил пожарной безопасности, ошибки в действиях персонала;

- нарушения технологии сварки, некачественный монтаж и сборка нефтепровода.

Детализируя данные Минэнерго и Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК), можно утверждать, что 90 % аварий на трубопроводах случается из-за коррозий. И значительная часть ЧП происходит именно на старых нефтепроводах, эксплуатируемых ещё с советских времён.

Рассмотрим аварии, произошедшие на территории Российской Федерации за 2018...2021 год, и приведем анализ причин аварийности нефтепроводов

Ниже приводится справочная информация об авариях на магистральных нефтепроводах в России в 2018...2021 годах.

1 Пожалуй, самым громким среди всех инцидентов, связанных с производством, получившим серьезные последствия для многих стран, стало загрязнение нефти в трубопроводе «Дружба». В апреле компания обвинила частную фирму «Самаратранснефть-терминал» в умышленном загрязнении. Позже выяснилось, что данная структура уже полтора года как не владеет узлом слива, на котором и произошло загрязнение, а в прессе появились указания на то, что загрязнение осуществляли «дочки» «Транснефти», в частности, «Транснефть-Приволга».

Уже в июне была разработана «дорожная карта» мероприятий по вытеснению загрязненной нефти из магистральных трубопроводов и

резервуарного парка. Постепенно началась транспортировка чистой нефти сначала в Польшу и Германию и другие, потом на белорусский нефтеперерабатывающий завод «Нафтан».

Причина аварийного состояния нефтепровода – человеческий фактор.

2 В июне 2019 года из подземного нефтепровода компании «Восточная Сибирь» крупнейший разлив нефти произошел в Якутии. Утечка из подземного трубопровода АО «Иреляхское» (принадлежит ООО НГДУ «Восточная Сибирь») была выявлена в 8 км от города Мирный. Нефтепродукты стали проступать на поверхность земли участками. В Якутии был объявлен режим ЧС локального масштаба.

Причина аварии – разгерметизация нефтепровода вследствие внутренних опасных факторов.

3 В сентябре в Сакмарском районе Оренбургской области произошел крупный разлив нефти на поле, засеянное озимой пшеницей. Площадь разлива составила 551 кв. метр.

Нефть хлынула на сельхозугодье из-за разгерметизации нефтепровода.

4 Авария на магистральном трубопроводе в 12 километрах от поселка Верхнетамбовское привела к утечке нефтепродуктов. ЧП произошло в районе 575-го километра нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре». Разлилось около девяти тонн нефти на площади 400 кв. метров. Были загрязнены три ручья - Безымянный, Кривой, Голый, а также в озеро Голое в 12 км от села Верхнетамбовское Комсомольского района.

Причина аварии – проведение земляных подготовительных работ к демонтажу нефтепровода.

5 11 мая 2021 г. стало известно об утечке нефти из трубопровода компании «Лукойл» на реке Колве. Первоначально объем вылившегося топлива оценивали в шесть...семь тонн, однако позже, 16 мая в дочерней компании «Лукойл-Коми» признали, что на землю и в реку в общей сложности попало 90 тонн нефти.

Из-за изношенности нефтепровода и отсутствия автоматики, которая могла бы отключить подачу нефти сразу после аварии, нефть под большим давлением выбрасывалась из трубы в воду в течение шести часов. В результате площадь загрязнения превысила 12 тысяч квадратных километров, при этом большая часть нефти осела на берегах Колвы, сказал Сладкоштиев.

Причина аварии – изношенность нефтепровода.

6 «Поступило сообщение об утечке топлива из нефтепровода Самара – Лисичанск филиала АО «Транснефть – Приволга» в Пугачевском районе Саратовской области. Площадь разлива – около 700 кв. м», – говорилось в распространенном сообщении. В ходе патрулирования линейной части магистрального нефтепровода был обнаружен выход нефти в Пугачевском районе Саратовской области. Выход нефти локализован, проводятся мероприятия по ликвидации последствий», – говорится в опубликованном сообщении.

Причина аварии – разгерметизация нефтепровода вследствие внутренних опасных факторов.

7 В Саратовской области в январе прошлого года произошла крупная техногенная катастрофа, вызванная разгерметизацией магистрального нефтепровода Куйбышев – Тихорецк. Возник пожар, нефтью буквально затопило близлежащий поселок.

Причина аварии – изношенность нефтепровода.

Проанализировав найденные данные об авариях на нефтепроводах, проведем анализ и составим статистику причин аварийности нефтепроводов.

Итого: 7 аварий, из них:

- разгерметизация нефтепровода – 3 аварии = 43 %;
- изношенность нефтепровода – 2 аварии = 29 %;
- земельные работы – 1 авария = 14 %;
- человеческий фактор – 1 авария = 14 %.

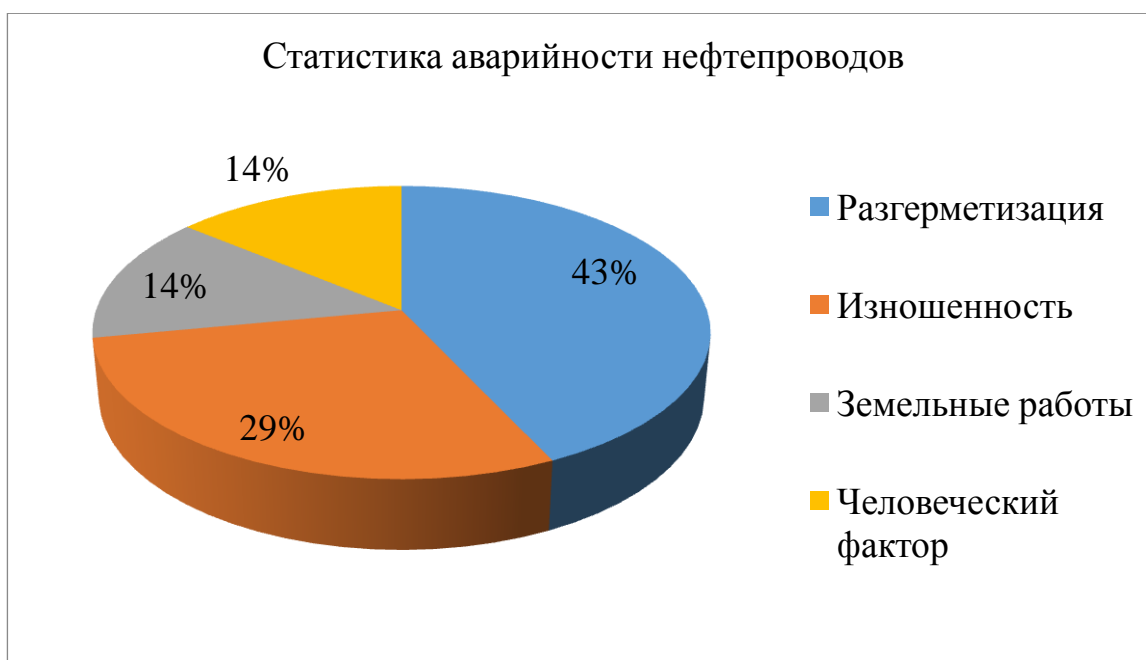


Рисунок 2 – Диаграмма статистики аварийности нефтепроводов

Помимо длительного срока службы на износ трубопроводов влияют условия внешней среды (скачки температуры, например), а также качество перекачиваемого по трубам продукта. Ведь нефть может быть неочищенной и содержать ряд дополнительных агрессивных веществ, которые вполне способны «подточить» металл изнутри.

Только, как показывает практика, масштабную паспортизацию труб у нас в стране всё же не проводят. Зато существует практика продления срока службы нефтепровода на основании экспертизы промышленной безопасности, которую проводят не государственные органы, а юридические лица, имеющие на это лицензию.

В результате сроки эксплуатации растут, и основное количество аварий (согласно открытым данным) случается как раз после такой процедуры продления. То есть институт промбезопасности не работает. Россия по-прежнему на первом месте в топе стран по количеству аварий и разливаемой нефти в год.

Главная опасность б/у труб состоит в их высоком показателе изношенности после эксплуатации в нефте- или газопроводе. Если внешне

такая труба может ничем не отличаться от новой, то разница в технических и эксплуатационных характеристиках между ними налицо.

Накопленные структурные изменения, механические, коррозионные и физические повреждения снижают пластичность, сопротивление хрупкому разрушению и термоциклическую долговечность материала труб. Их остаточный технический ресурс не гарантирует надёжность и не обеспечивает нормативную долговечность объектов, из которых они построены.

2.3 Причин аварий газопроводов

Известно, что основная часть газотранспортной системы России была построена в 70...80-ые годы прошлого века. К настоящему времени износ основных фондов составляет по линейной части магистральных газопроводов более половины, а точнее – 57,2 %.

Большая часть магистральных газопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионноактивные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций на МГ.

Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий – минимизирована.

Как правило, большинство дефектов на газопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами. По причине того, что обследовать можно только внешнюю поверхность газопровода, в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилия специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлены на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных газопроводов без их

вскрытия. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, однако при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

Рассмотрим причины аварий газопроводов в общем виде:

- конструктивные недостатки на этапе изготовления и строительства газопровода;
- коррозия металла;
- износ оборудования, связанный со старением металла и постоянными нагрузками;
- ошибки персонала при эксплуатации газопровода;
- природные явления и воздействия на газопровод.

Рассмотрим аварии, произошедшие на территории Российской Федерации за 2018...2021 год, и приведем анализ причин аварийности газопроводов.

Ниже приводится справочная информация об авариях на магистральных газопроводах в России в 2018...2021 годах.

1 Взрыв произошел во вторник на федеральном магистральном газопроводе в 6...7 километрах от села Мухраново Илекского района Оренбургской области, возникло возгорание, пострадавших в ЧП нет, утечка газа уже ликвидирована. Причиной аварии стало землетрясение.

2 3 июля 2020 года в Самарской области во время земельных работ аварийной бригадой Нефтегорского газоперерабатывающего завода была повреждена незаконная врезка в технологический газопровод низкого давления диаметром 377 миллиметров. Была объявлена эвакуация, по уточненным данным ГУМЧС, всего было эвакуировано 1485 человек. Авария вследствие земельных работ и внешнего воздействия (врезка).

3 27 октября 2019 года в Североуральске Свердловской области лесовоз повредил газопровод, из-за чего почти 40 тысяч человек остались без газоснабжения. Авария вследствие земельных работ.

4 9 октября на юго-востоке Москвы рейсовый автобус повредил

магистральный газопровод. Авария вследствие повреждения автомобилем.

5 28 июля в Коми на 338-м километре магистрального газопровода Пунга – Вуктыл – Ухта-2 (ДЗО ПАО «Газпром» – ООО «Газпром трансгаз Ухта») в сорока километрах от компрессорной станции «Вуктыльская» произошел разрыв трубы диаметром 1400 мм с последующим возгоранием газа. Никто не пострадал, снижения поставок потребителям нет. Причиной взрыва на установке по комплексной переработке газа Вуктыльского газопромыслового управления стал заводской дефект задвижки газосепаратора. Авария вследствие заводского дефекта.

6 11 июля крупный пожар произошел на газопроводе в непосредственной близости от ТЭЦ-27 в Мытищах, в небо взметнулся 50-метровый факел. После нескольких часов борьбы пожар удалось потушить, но в последний момент огонь перекинулся еще на два здания неподалеку. В результате ЧП один человек погиб, 13 пострадали. Пожар на территории ТЭЦ-27 «Северная» в Мытищах произошел в результате внешнего повреждения проложенной глубоко под землей газовой трубы. Это могло случиться из-за проводимых на участке земельных работ.

7 10 июля в Красноармейском районе Волгограда произошла авария на газовой магистрали. Из-за аварии без газа остались два промышленных предприятия. Газопровод высокого давления был поврежден неизвестными лицами, которые проводили земляные работы без согласования с АО «Волгоградгоргаз». Авария вследствие земельных работ.

8 24 мая в Чусовском районе Пермского края на 1606-м километре магистрального газопровода СРТО-Урал произошел разрыв трубы диаметром 1400 мм с последующим возгоранием газа. Был отключен участок газопровода 1555...1647 километр. По данным ведомства, пострадавших нет, последствий для потребителей не было. Авария стала следствием разгерметизации.

9. 6 мая на участке газопровода «Ямбург – Поволжье» в Свердловской области произошла авария, пострадавших не было. Как сообщили в ситуационно-аналитическом центре Минэнерго РФ, на 1161 километре

газопровода «Ямбург – Поволжье» произошел разрыв с возгоранием, ограничения подачи газа потребителям не было. Авария вследствие износа оборудования.

10 11 апреля около 4,1 тысячи человек остались без газа в Ставрополе из-за утечки на газопроводе. По данным Минэнерго РФ, в 18.54 мск у дома №7 на улице Родосской была обнаружена утечка газа на подземном стальном газопроводе среднего давления диаметром 100 миллиметров. Авария вследствие разгерметизации газопровода.

11 17 марта в Челябинске самосвал повредил газопровод. Как уточнили в МЧС, газопровод порвался из-за самопроизвольного поднятия кузова грузовика. В 20 частных жилых домах по улицам Звенигородская и Шершневецкая отключили газ. Социально значимые объекты под отключение не попали. Для устранения последствий аварии привлекли 26 человек и восемь единиц техники. Авария вследствие повреждения автомобилем.

12 13 февраля электрики в Якутске без согласования с газоснабжающей компанией пробурили газопровод среднего давления, в результате чего оставили без газа 44 частных дома. В аварийно-восстановительных работах были задействованы 30 человек и 12 единиц техники. Авария вследствие внешнего воздействия.

13 29 декабря 2018 года в Серпуховском районе Московской области произошел порыв на газопроводе-отводе от магистрального газопровода «Серпухов – Ленинград» от газораспределительной станции (ГРС) «Протвино» с возгоранием. Пострадавших не было. Для безопасной локализации разрыва газопровода-отвода был перекрыт линейный кран на 60 километре магистрального газопровода «Серпухов – Ленинград». Было прекращено газоснабжение 2,7 тысячи абонентов в Калужской и Московской областях. Произошла на фоне отсутствия внутритрубной диагностики на объекте весь срок его эксплуатации – с 1952 года», – сообщается в материалах проверки Ростехнадзора. В документах ведомства также говорится: «Разрушение трубы произошло из-за повышения критической температуры хрупкости в зоне

локальной пластической деформации на поверхности трубы (вмятины-полосы с округлой формы дна), вызванной механическим повреждением». Авария вследствие износа оборудования.

14 29 декабря около 1,5 тысяч жителей Саратова остались без газа из-за повреждения газопровода в ходе земляных работ по прокладке водопровода. По данным ситуационно-аналитического центра Минэнерго РФ, в 22.40 (21.40 мск) у дома № 6 по улице Тархова в Саратове компания "Волгоспецмонтаж" проводила согласованные земляные работы по прокладке водопровода. В ходе работ была нарушена целостность стального подземного газопровода низкого давления диаметром 150 миллиметров. Авария вследствие земельных работ.

15 22 декабря в Намском районе (Якутия) произошел прорыв магистрального газопровода на первой нитке с воспламенением, газоснабжение нарушено не было, подачу газа переключили на вторую и третью нитку газопровода, пострадавших нет. Авария вследствие внешнего воздействия.

16 3 ноября факельное горение высотой до 15 метров возникло на месте аварии магистрального газопровода «Средняя Азия – Центр» в Рязанской области, в четырех километрах юго-восточнее населенного пункта Унгор. Участок газопровода протяженностью почти 50 километров был перекрыт. По предварительным данным, пострадавших не было. Авария вследствие разгерметизации газопровода.

17 7 октября при проведении несанкционированных земляных работ произошел порыв газопровода среднего давления на газораспределительной станции города Малгобек в Ингушетии. В результате без газоснабжения остались город Малгобек и Малгобекский район. По данным Минэнерго РФ, в результате аварии было прекращено газоснабжение 11,5 тысячи абонентов. Авария вследствие земельных работ.

18 4 сентября произошла авария на газораспределительном газопроводе в Табасаранском районе Дагестана, 74 населенных пункта остались без газа. В результате наезда автомашины «Камаз» произошла утечка газа распределительного газопровода высокого давления диаметром 219

миллиметров. Возгорания на месте не было. Авария вследствие повреждения автомобилем.

19 4 августа разрыв трубы диаметром 500 миллиметров произошел на газораспределительной станции города Железногорск произошел в населенном пункте Пасерково. Авария оставила без газоснабжения 43 тысячи абонентов в городе Железногорске. Газоснабжение населения осуществлялось за счет остаточного давления газа в газопроводе. Авария вследствие коррозии трубопровода.

20 3 марта авария с факельным горением произошла на магистральном газопроводе в Нижегородской области. Участок газопровода был перекрыт, газоснабжение потребителей нарушено не было. Авария вследствие разгерметизации магистрального газопровода.

Проанализируем полученную информацию и приведем статистику.
Итого: 20 аварий, из них:

- землетрясение – 1 случай = 5 %;
- заводской дефект оборудования – 1 случай = 5 %;
- земельные работы – 6 случаев = 30 %;
- разгерметизация – 4 случая = 20 %;
- повреждение автомобилем – 3 случая = 15 %;
- коррозия, износ оборудования – 3 случая = 15 %;
- внешнее воздействие – 2 случая = 10 %.

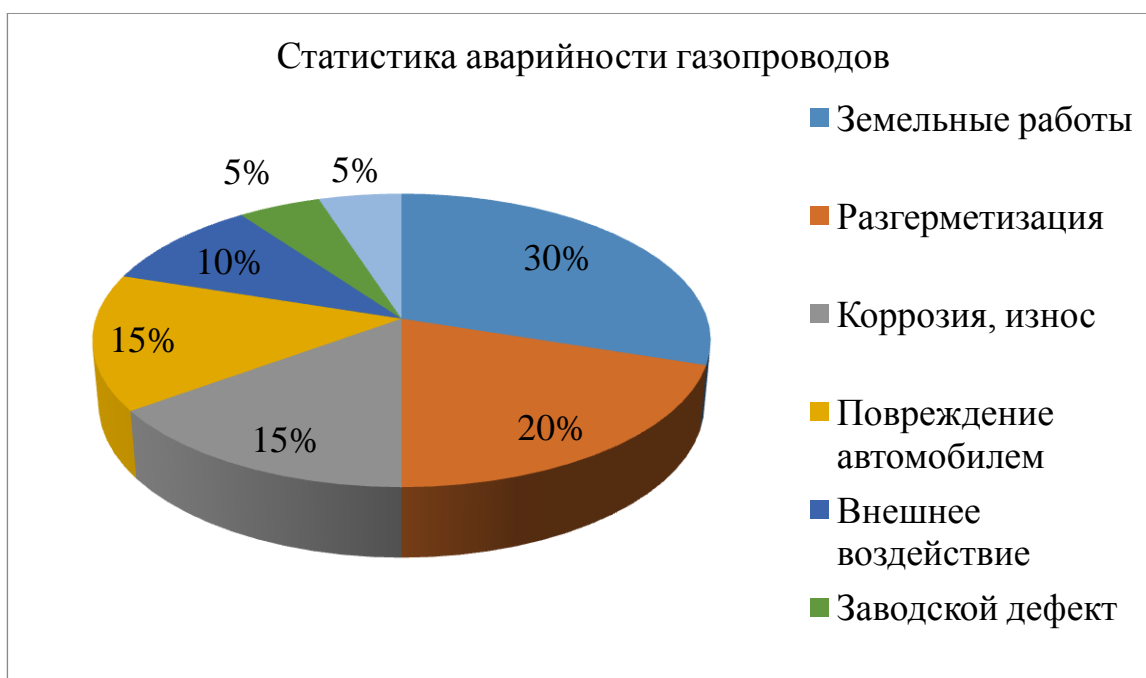


Рисунок 3 – Диаграмма статистики аварийности газопроводов

Исходя из обработанных статистических данных, можно сказать, что на аварийность газопроводов влияет целый ряд локальных факторов, таких как климатические, геологические, особенности сооружения и эксплуатации конкретного участка, развитость промышленной и транспортной инфраструктуры.

Рассмотрим также опасные участки, на которых более вероятно возникновение аварий:

- участки газопроводов после компрессорных станций (до 5 км) – вследствие нестационарных динамических нагрузок;
- участки газопроводов на узлах подключения;
- участки подводных переходов;
- участки, проходящие вблизи населенных пунктов и районов с высоким уровнем антропогенной активности.

3 Традиционные методы снижения аварийности трубопроводов

Трубопроводы относятся к опасным сооружениям согласно РД 03-294 – 99, соответственно, подлежат техническому контролю. В п.2 ГОСТ 16504 – 81 термин «технический контроль» определен, как проверка соответствия объекта установленным техническим требованиям. Нефтепроводы и газопроводы одинаково подвержены аварийным состояниям. Однако в современной отрасли трубопроводного транспорта существуют традиционные методы снижения аварийности трубопроводов, которые позволяют предупреждать и устранять аварии. Рассмотрим более детально наиболее распространенные методы для нефтепроводов и газопроводов.

3.1 Неразрушающие методы контроля над техническим состоянием трубопроводов

Большинство трубопроводов, эксплуатируемых на территории Российской Федерации, построены уже более 20...30 лет назад. Прежде чем восстанавливать трубопроводы с целью устранения аварийности, необходимо провести техническую диагностику трубопровода. К наиболее распространенному виду диагностирования относятся неразрушающие методы контроля.

Методы неразрушающего контроля – это методы контроля, при которых не допускается нарушение пригодности объекта к применению, то есть не изменяется его исходное целостное состояние и свойства.

Техническое диагностирование – определение технического состояния объекта контроля. Основная задача технического диагностирования – обнаружение дефекта, определение его вида и его идентификация с определенной точностью. Прежде всего, существуют обязательные условия для диагностирования: наиболее точное определение места дефекта на трубопроводе, а также высокая точность определения его размеров.

3.1.1 Внутритрубная диагностика

Внутритрубная диагностика имеет широкое распространение, так как является наиболее исчерпывающим методом исследования трубопровода на предмет дефектов. Основная задача данного метода – обследование линейной части магистральных трубопроводов для обнаружения дефектов по длине трубопровода (стенки, сварных швов).

Данный вид диагностирования проводится до ввода в эксплуатацию вновь построенных трубопроводов, а также после завершения строительно-монтажных работ на уже работающих трубопроводах при капитальном ремонте или их реконструкции. Дефекты, которые были выявлены в ходе диагностики, должны быть устранены.

Для проведения внутритрубной диагностики трубопровод должен быть оборудован узлами пуска и приема средств очистки и диагностики (рисунок 4).

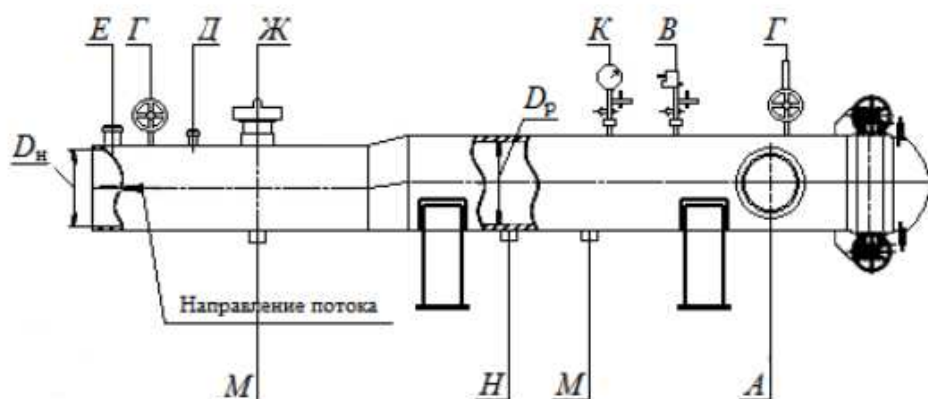


Рисунок 4 – Камера запуска СОД: А – патрубок подвода потока; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Е – патрубок для установки сигнализатора рычажного; Ж – патрубок для установки запасочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности

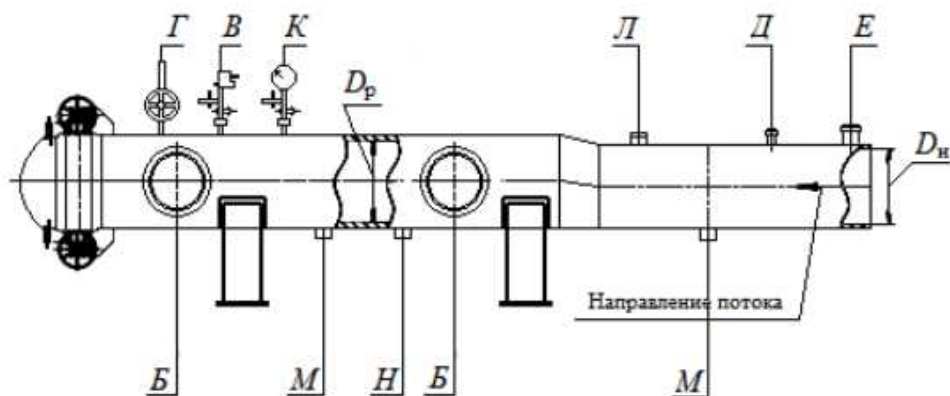


Рисунок 5 – Камера приема СОД: Б – патрубки отвода продукта; В – патрубок для установки датчика давления; Г – патрубок для присоединения трубопровода газоз воздушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Е – патрубок для установки сигнализатора рычажного; К – патрубок для установки манометра; Л – сигнализатор прохождения средств очистки и диагностики; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности

Для сокращения угрозы застревания инспекционного прибора в трубопроводе соблюдают следующие критерии:

- диаметр прибора должен быть меньше проходного сечения трубопровода;
- параметры прибора позволяют осуществить его пропуск по трубопроводу при прохождении трубопроводной арматуры и изгибов трубопровода;
- параметры узлов пуска и приема средств очистки и диагностики, должны обеспечивать безопасные запасовку, пуск, прием и извлечение прибора;
- используемый во время диагностирования режим работы трубопровода: скорость потока, давление на всей протяженности трубопровода должны обеспечивать перемещение прибора со скоростью в допустимом в соответствии с техническими характеристиками прибора диапазоне [2].

Прежде чем приступать к внутритрубной диагностике, проводят очистку полости трубопровода, это необходимо для более качественных результатов проведенного исследования. Очистку традиционно проводят пропуском воды через только введенные в эксплуатацию трубопроводы (или уже отремонтированные), также применяют пропуск сжатого воздуха или другого инертного газа. Возможно протягивание троса.

После ввода устройства в трубопровод, необходимо обеспечить возможность получения информации о месте расположения дефекта в определенной секции трубопровода. Для этого по длине трубы над ее осью устанавливают маркерные пункты по всей ее протяженности. Инспекционный прибор обязательно должен быть обеспечен сопровождением по данным пунктам. Каждый маркерный пункт привязывают к постоянным ориентирам: опорам линий электропередачи, элементам трубопроводной арматуры, КИП и др.

Расстояние между маркерными пунктами не должно превышать 2 км, при этом маркеры устанавливают обязательно на переходах трубопровода через естественные и искусственные препятствия, согласно п. 10.1.1 СП36.13330.2012, на участках вблизи промышленных объектов и населенных пунктов.

Для обеспечения контроля над инспекционным прибором или очистным устройством, необходимо установить на них приемопередатчики. В некоторых случаях допускается использование органолептического метода – внедрение дополнительного шума с целью его регистрации при движении средств очистки. Для контроля движением и для поиска места нахождения в трубопроводе магнитных скребков дефектоскопов могут применяться приборы, регистрирующие изменение магнитного поля.

После извлечения инспекционного прибора из камеры приема, должен быть проведен его визуальный осмотр, при этом фиксируют:

- дату и время приема, извлечения и осмотра инспекционного прибора;

- объем, состав примесей, количество посторонних предметов с их описанием и местоположение примесей и посторонних предметов относительно конструктивных элементов инспекционного прибора;
- все механические повреждения инспекционного прибора с описанием их параметров, места расположения на дефектоскопе и ориентации;
- состояние измерительной системы (закрытие примесями, неисправность измерительной системы, повреждения конструктивных элементов измерительной системы)[2].

3.1.2 Наружная диагностика трубопровода методами неразрушающего контроля

После выполненного внутритрубного диагностирования инспекционными приборами, необходимо уточнить результаты и более обширно исследовать состояние трубопровода. Для данных целей существуют определенные методы, связанные с наружной диагностикой.

Согласно п. 7.1 ГОСТ Р 54907 – 2012 наружное диагностирование проводится следующими методами неразрушающего контроля.

1 Акустико-эмиссионный метод акустического вида контроля для обнаружения, определения координат и мониторинга источников акустической эмиссии, вызванных несплошностями на поверхности или в объеме стенки трубопровода, сварного соединения и конструктивных элементов.

2 Визуальный и измерительный контроль для выявления ненормативных соединительных элементов, недопустимых видимых дефектов или косвенных признаков дефектов и отказов.

3 Ультразвуковой контроль, в том числе ультразвуковая толщинометрия, для контроля кольцевых сварных швов, швов переходов, отводов и тройников заводского изготовления, а также для контроля толщины стенки трубы.

4 Магнитопорошковый метод магнитного контроля для обнаружения магнитных полей рассеяния, возникающих вблизи дефектов после намагничивания объекта контроля, выявляют поверхностные и подповерхностные дефекты металла.

5 Капиллярный метод контроля проникающими веществами проникновения для регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом, возникающих при проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей металла объекта контроля.

6 Дополнительный дефектоскопический контроль для подтверждения и уточнения типа и параметров дефектов, обнаруженных по результатам внутритрубной дефектоскопии, акустико-эмиссионный метод акустического вида контроля и электрометрического диагностирования. Дополнительный дефектоскопический контроль проводят в следующей последовательности: сначала проводят визуальный и измерительный контроль, задачами которого являются выявление в зоне контроля поверхностных дефектов, в т.ч. не выявленных при внутритрубной дефектоскопии, а также измерение параметров выявленных дефектов; затем осуществляют выявление дефектов, в т.ч. внутренних, и уточнение их параметров другими методами неразрушающего контроля – ультразвуковым, магнитопорошковым и капиллярным, а также методом ультразвуковой толщинометрии [2].

3.2 Стабилизаторы давления

Более 70 % всех аварий и инцидентов нефтяного трубопроводного транспорта происходят из-за опасных гидродинамических процессов. Данный процесс можно назвать гидравлическим ударом – это ударная волна, которая происходит по причине повышения давления перекачиваемой жидкости или газа, при этом давление в трубопроводе значительно превышает рабочее. Под действием давления происходит возникновение и распространение волн

повышенного давления. Гидравлический удар наносит серьезный урон трубопроводу, разрушая его в опасных и наиболее ослабленных местах трубопроводной системы, неспособной выдержать динамические нагрузки ударного характера вследствие износа.

Природа возникновения гидроудара достаточно проста – из-за резкого закрытия задвижек на трубопроводной системе, происходит повышение скорости перекачиваемой жидкости или газа. Наиболее распространенная неисправность в трубопроводной системе — включение насоса при закрытой магистральной задвижке. Данный процесс вызывает стремительное повышение давления, разрушающее арматуру и сам трубопровод. Существует также еще одна частая причина аварий – резкая, незапланированная остановка работающего насоса. Вследствие этого в трубопроводе возникает разрежение, а далее – обратный гидроудар.

Для снижения рисков этих аварий применяют стабилизаторы давления. Стабилизаторы давления (СД) – устройства, предназначенные для гашения гидравлических ударов, провалов давления и вибраций, возникающих в трубопроводной системе, путем гашения энергии колебаний рабочей среды, упругодемпфирующего воздействия на нее в демпфирующих камерах. При этом СД для нефтепроводов и газопроводов имеют собственные аббревиатуры – СДН (стабилизатор давления для нефтепровода) и СДГ (стабилизатор давления для газопровода).

Стабилизаторы давления рассчитаны на давление рабочей среды в трубопроводной системе – от 0,1 до 25 МПа. Допустимая температура перекачиваемой рабочей среды – до 250 °С. Применяются СД на трубопроводах диаметром от 10 до 1200 мм [4].

Стабилизатор давления выполняется в виде пассивной вставки в трубопровод, изготовленный из той же марки стали, что и сама труба. Действие стабилизаторов давления основано на распределенном по длине трубопровода диссипативном и упругодемпфирующем воздействии на поток перекачиваемой среды.

Данные устройства выполняются в шести типовых исполнениях:

– исполнение I – для трубопроводных систем большой протяженности среднего и высокого давления горячего и холодного водоснабжения, водяного теплоснабжения, в технологических нефтепроводах, технологических трубопроводах для транспортировки сжиженных газов;

– исполнение II – для систем водоотведения, технологической транспортировки неоднородных сред;

– исполнение III – для систем водоотведения, технологической транспортировки неоднородных сред;

– исполнение IV – для гидросистем технологических установок высокого давления различных сред;

– исполнение V – для трубопроводов малого диаметра исполнительных устройств систем автоматики, гидросистем двигательных установок, импульсных трубок контрольно-измерительных приборов;

– исполнение VI – для трубопроводов малого диаметра исполнительных устройств систем автоматики, гидросистем двигательных установок, импульсных трубок контрольно-измерительных приборов [4].

СД должны обеспечивать бесперебойную автономную работу без использования посторонних источников давления.

Стабилизаторы давления должны обеспечивать:

– гашение волновых и вибрационных процессов до допустимого уровня, как в аварийном, так и в штатном режиме работы;

– снижение интенсивности коррозионных и усталостных процессов трубопроводов и оборудования;

– снижение общей аварийности трубопроводов и оборудования [4].

Рассмотрим наглядно стабилизатор на примере самостабилизатора давления от компании «ТехПромАрма». СД для жидких сред имеет в своем составе корпус и выносные демпфирующие камеры. Полости данных камер соединяются патрубками с полостью стабилизатора (рисунок 6). Количество

камер зависит от диаметра трубопровода – чем он выше, тем больше выносных камер имеет стабилизатор (от двух до девяти). Проходной диаметр данного СД равен диаметру исходного трубопровода.



Рисунок 6 – Стабилизатор давления для жидких сред

Рассмотрим наглядно (рисунок 7) принцип действия СД. Самостабилизатор заполняется перекачиваемой жидкостью, которая находится под давлением по вышеуказанным причинам (резкое закрытие задвижки, внезапная остановка насоса, пуск насоса при закрытой задвижке). Таким образом, мы имеем гидроудар, который необходимо устранить, чтобы предотвратить разрушение трубопровода. При попадании потока в самостабилизатор происходит следующее: импульс от перекачиваемого продукта распространяется в демпфирующих камерах СД. Некоторая часть продукта попадает в верхние, малорасширительные камеры, где частично рассеивается высокое давление посредством прохождения через перфорированные отверстия. Далее продукт движется к поршню и попадает в большую камеру, как полностью стабилизированный поток. Другая же часть ударной волны рассеивается в большой камере, перетекает в демпфирующую камеру, где разряжается остаточное высокое давление, после чего продукт возвращается в большую камеру. Волны, постоянно набегающие на поршень, гасятся, постоянно отражаясь от него, поэтому возникает волна разряжения.

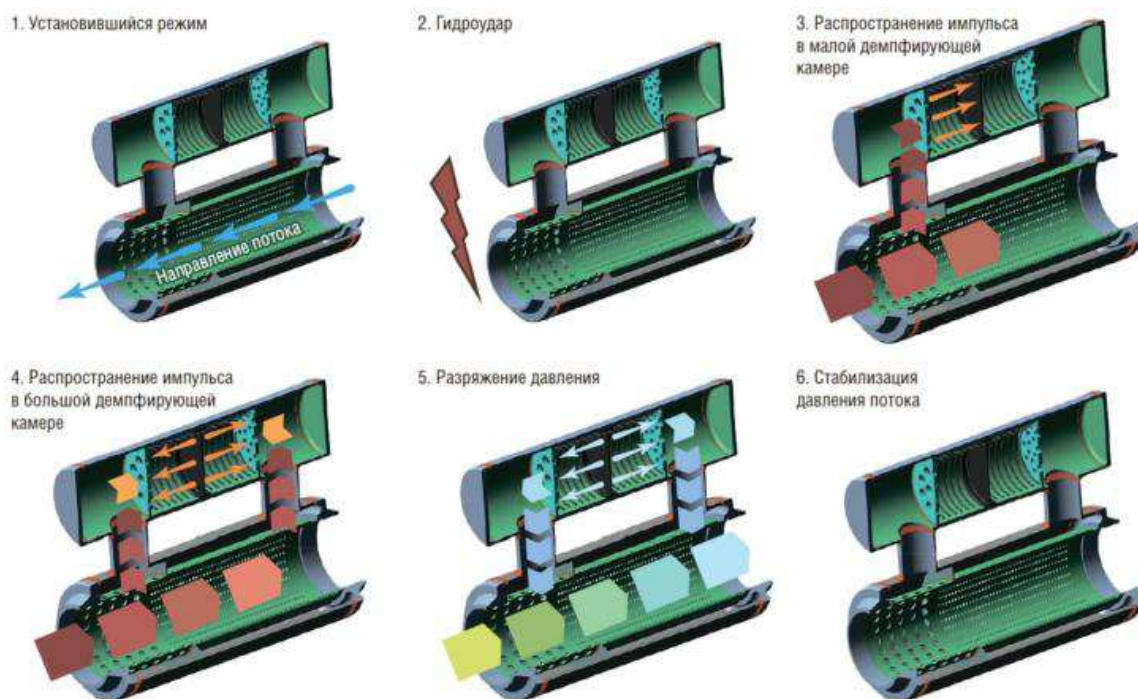


Рисунок 7 – Принцип действия стабилизатора давления

Таким образом, происходит снижение давления и стабилизация потока. Весь процесс происходит практически моментально, что позволяет быстро решать проблему высокого давления в самом стабилизаторе, не выходя за его пределы и не оказывая разрушительного воздействия на трубопровод.

СД имеют одинаковую эффективность при обоих состояниях трубопровода – аварийном и штатном. Наглядно представлена эффективность стабилизатора давления на рисунке 8.

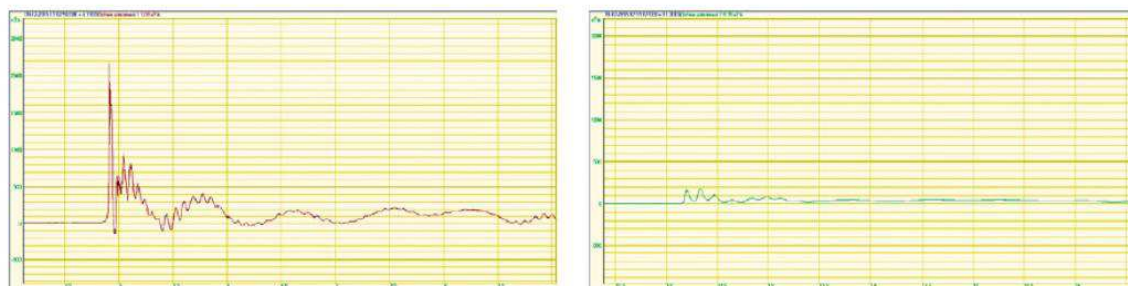


Рисунок 8 – Результаты испытания самостабилизатора на трубопроводе Dy 200

На данных диаграммах представлено давление в зависимости от времени: слева – работа трубопровода при гидроударе без самостабилизатора давления, справа – со встроенным самостабилизатором. Данные были рассчитаны в ходе испытаний и представлены ОАО «Научно-испытательный центр оборудования атомных электростанций» (г. Кашира). Принцип действия не зависит от перекачиваемой среды – в качестве продукта может выступать как вода (при испытаниях трубопровода), так и нефть и нефтепродукт.

Подводя общую черту в изучении конструкции и особенностей стабилизатора, можно сделать вывод о том, что в данном устройстве ассимилированы все основные принципы гашения гидравлического удара: расширение в объеме на дополнительную и основную камеру, рассеивание высокого давления в отверстиях и демпфирование на подвижном поршне.

3.3 Анतिकоррозионные покрытия

Большое количество аварий на трубопроводах происходит по причине повреждения их покрытия, либо по причине его механического разрушения. Связаны эти повреждения с воздействием окружающей среды на материал, из которого изготавливают трубопроводы. Одна из основных инженерных задач при проектировании – защита от коррозии стали.

Коррозия – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой [5].

Для устранения опасности коррозионных процессов, применяют антикоррозионные покрытия (АКП). АКП должны обеспечивать надежность и безаварийную работу трубопровода на весь период его эксплуатации.

Надземные трубопроводы подвержены атмосферной коррозии. По этой причине трубопроводная система должна быть надежно защищена от опасного процесса. В качестве АКП для надземных трубопроводов используют лакокрасочные, стеклоэмалевые, металлические покрытия или покрытия из

консистентных смазок. Обязательным условием является электрическая изоляция надземных трубопроводов от опор. Общее сопротивление этой изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре.[5]

Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм и сплошность – не менее 1 кВ на толщину [1].

Минимальная номинальная толщина системы АКП должна быть не менее 160 мкм [5].

4 Трубопроводная транспортная система углеводородного сырья за рубежом

Трубопроводный транспорт углеводородного сырья (УВС) зарубежья также подлежит стандартизации, как и отечественный. Основным стандартом Соединенных Штатов Америки (США) является ASME – American Standards of Mechanical Engineers, на котором основаны основные международные стандарты по трубопроводному транспорту, в том числе на него отсылается канадский стандарт от CSA Group – Canadian Standards Organization.

Основным стандартом является ASME B31/3 – 2002, рассмотрим основные его положения для проектирования надземных трубопроводов, с целью выделить важнейшие тезисы принципов строительства трубопроводных систем за рубежом.

Рассмотрим основные определения, которыми оперирует данный стандарт.

Трубопровод – инженерное сооружение, по которому транспортируются текучие среды нефтяной или газовой промышленности, включая трубы, компоненты и любые приспособления, присоединенные к ним, вплоть до изолирующих клапанов, используемых на станции и другие объекты (согласно ASME B31/3 – 2002).

Трубопроводная система – блоки трубопроводных компонентов, используемые для переноса, распределения, смешивания и разделения, разгрузки, замера, контролирования или перекрытия потоков среды (согласно ASME B31/3 – 2002).

Данный стандарт выдвигает правила к проектировщику трубопровода, так как проектирование играет важнейшую роль в эксплуатации трубопроводной сети, ведь именно на этом этапе закладываются основные свойства трубы, и определяется ее приблизительный срок службы. Прежде всего, проектировщик обязан иметь степень инженера (четыре или пять лет очной учебы) с минимум пятилетним опытом в проектировании схожих

трубопроводных систем, работающих под давлением. Опыт проектирования похожих трубопроводных систем, работающих под давлением, засчитывается, если он включает в себя опыт проектирования трубопроводов, который включает проектные расчеты по давлению, длительным и временным нагрузкам и гибкости трубопроводов.

Так же инженер-проектировщик обязан иметь квалификации (в России – трубопроводчик линейный), признаваемые местными властями и организацией владельца.

4.1 Требования к строительству трубопровода

Проект надземного трубопровода предусматривает обязательное строительство опор и укрепляющих элементов. Схема и проект трубопроводной системы и ее опорных элементов должны быть направлены на то, чтобы предотвратить следующее:

- напряжения трубопроводной системы, превышающие допустимые в проекте пределы;
- утечки на стыковых соединениях;
- избыточные напряжения на опорах;
- избыточное осевое давление и напряжение на присоединенные элементы (насосы, турбины);
- непреднамеренное нарушение целостности связи опор и трубопровода (открепление);
- термическое расширение, превышающее допустимую в проекте норму.

Расстояние между опорами надземных трубопроводов должно быть таким, чтобы перемещение трубопроводов было ограничено для предотвращения чрезмерного накопления жидкостей между опорами, а также в допустимых пределах, определяемых анализом оказываемых на опоры напряжений.

Проекты надземных трубопроводов должны включать рассмотрение следующих опасных для трубопроводной системы нюансов:

- влияние фрикционного сопротивления скользящих опор трубопровода;
- нагрузка на опоры весом трубопровода;
- нагрузка на анкеры, определяемая на основе анализа напряжений, включая силы трения сталь о сталь не менее 0,4;
- надежность сварных креплений для опорных элементов труб, таких как анкеры или направляющие. Когда такие крепления выполнены на трубопроводе, работающем при уровнях напряжений, превышающих 50 % заданного минимального предела текучести трубы, такие крепления могут быть непосредственно прикреплены к трубопроводу или могут быть приварены к отдельному цилиндрическому телу – кожух, который либо полностью окружает трубу, либо проходит на 120° по окружности. Любое цилиндрическое тело должно быть приварено к трубе со всех сторон непрерывными сварными швами.

В проекте трубопровода следует предусмотреть меры, необходимые для того, чтобы выдерживать или спускать давление, увеличившееся в результате нагревания статической технологической среды в компоненте трубопроводной системы.

Когда минимальная расчетная температура трубопроводной системы ниже 0 °C (32 °F), следует учесть возможность конденсации влаги и образования льда, и в проекте необходимо предусмотреть меры, необходимые для того, чтобы избежать функциональные сбои, вызываемые этими явлениями.

Ударные силы, вызванные внешними или внутренними условиями (включая изменения скорости расхода, гидравлический удар, испарение и резкий перегрев, и отброс жидкости от стенки трубы) должны приниматься в расчет при проектировании трубопроводной системы.

Трубопроводная система должна проектироваться, устраиваться и поддерживаться так, чтобы исключить избыточные и вредные эффекты вибрации, которые могут возникнуть от таких источников, как удар, пульсация давления, турбулентные вихри потока, резонансы в компрессорах и ветер.

На надземный трубопровод активно воздействуют ветровые нагрузки. Ветровые нагрузки и локальные давления рассчитываются в соответствии с установленными методами. Эффекты максимальных динамических и статических сил ветра (например, усталость, возникающая в результате циклической ветровой нагрузки).

Для надземных трубопроводов с распределенными опорами определение сейсмических нагрузок и перемещений трубопроводов по данным движения грунта должно основываться на данных о сейсмической активности места прокладки трубопровода.

Эффекты смещения опоры, анкеров трубопроводной системы и присоединенного оборудования должны учитываться при проектировании трубопроводной системы. Эти смещения могут происходить из-за гибкости и/или термического расширения оборудования, опор или анкеров, а также из-за усадки, приливных движений или раскачивания на ветру.

Трубопроводные системы должны иметь достаточную гибкость, чтобы предотвращать термическое расширение или сжатие или смещения трубопроводных опор и терминалов в результате:

- аварий трубопровода или опор из-за перенапряжения или усталости;
- утечек из соединений, или вредных напряжений и разрушений в трубопроводной системе и клапанах или в присоединенном оборудовании (насосах и турбинах, например) из-за избыточной осевой нагрузки и моментов в трубопроводной системе.

За исключением трубопровода с номинальной толщиной стенки 13 миллиметров (1/2 дюйма) или меньше, трубопроводная система должна быть обеспечена мерами безопасности для защиты от внешних нагрузок, таких

как сервисные нагрузки, ударные нагрузки и термические удары.

Для расчетных минимальных температур меньше чем $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-55\text{ }^{\circ}\text{F}$), испытание на ударную вязкость требуется для всех материалов, из которых изготавливается трубопровод.

4.2 Предэксплуатационные исследования и испытания

До первоначальной эксплуатации каждая трубопроводная система, включая компоненты и качество изготовления, должна быть исследована для обнаружения дефектов.

Тип и глубина любого дополнительного исследования требуемого в соответствии с инженерным проектом, и критерии приемлемости, которые должны применяться при этом, должны быть указаны.

Трубопроводная система, эксплуатируемая при нормальных условиях по технологической среде, должна исследоваться с определенной глубиной исследования, некоторые заказчики могут устанавливать собственную глубину исследования. Исследования делятся на несколько видов:

- визуальное;
- радиографическое;
- ультразвуковое;
- исследование магнитными частицами;
- исследование проникающей жидкостью.

Наиболее распространенный и первостепенный этап исследования – визуальное исследование.

Визуальное исследование – это наблюдение части компонентов, соединений или других трубопроводных элементов, которые выставлены или могут быть выставлены для обозрения до, во время или после изготовления, сборки, монтажа, исследования или испытания.

Визуальное исследование включает в себя удовлетворение следующих

условий:

- достаточное количество материалов и компонентов, выбранных наугад, чтобы исследователь убедился, что они соответствуют техническим требованиям и не имеют дефектов;

- для сварных швов, на исследование должна быть представлена работа каждого сварщика и каждого оператора сварочного автомата;

- 100 % сборки для продольных сварных швов, сделанных в соответствии с техническими требованиями, после исследования продольных сварных швов должны иметь коэффициент качества соединения E_j равный 0,9;

- исследование любого случайного узла резьбовых, болтовых и других соединений, чтобы исследователь убедился, что они отвечают применимым требованиям. При проведении пневматического испытания, все резьбовые, болтовые и другие механические соединения должны быть испытаны;

- обязательное исследование во время монтажа трубопроводной системы, включая проверку выравнивания, опор и холодной деформации;

- исследование смонтированной трубопроводной системы на наличие дефектов, которые потребуют устранения или замены, и на наличие других очевидных отклонений от цели конструкции.

До первоначальной эксплуатации и после завершения применимых требуемых исследований, каждая трубопроводная система должны быть испытана, чтобы убедиться в ее герметичности. Данное испытание для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов называется гидростатическим.

4.2.1 Гидростатические испытания для нефтепроводов

Среда должна быть водой, если только нет вероятности повреждения в результате замораживания или неблагоприятного воздействия воды на трубопроводную систему или процесс. В таком случае может использоваться другая подходящая нетоксичная жидкость. Если жидкость огнеопасная, ее

температура вспышки должна быть, по крайней мере, 49 °C (120 °F) и следует обратить внимание на окружение, в котором проводится испытание. Трубопровод должен подвергаться гидростатическому испытанию при давлении, не меньшем чем 1,5-кратное расчетное давление.

4.2.2. Пневматические испытания для газопроводов

Для газопроводов используется пневматическое испытание. Пневматическое испытание включает в себе опасность выброса энергии, содержащейся в сжатом газе. Следовательно, должна быть проявлена особая осторожность для минимизации вероятности хрупкого разрушения во время пневматического испытания на утечку. Испытательная температура важна в этом плане и должна учитываться, когда проектировщик будет выбирать материал конструкции.

В роли испытательной среды выступает неогнеопасный и нетоксичный газ. Испытательное давление должно быть равным 110 % от расчетного давления.

Давление должно постепенно увеличиваться до тех пор, пока не будет достигнуто избыточное давление, равное меньшей из двух следующих величин: половина испытательного давления или 170кПа (25 psi) [8]. В этот момент должна быть проведена предварительная проверка, включая исследование соединений.

После этого давление должно постепенно увеличиваться шагами до тех пор, пока не будет достигнуто испытательное давление. Давление должно удерживаться на каждом шаге в течение достаточно долгого времени, чтобы уравнивать напряжение в трубопроводе. Давление затем должно быть снижено до расчетного давления до того, как будет проведено исследование на утечку.

5 Методы снижения аварийности надземных трубопроводов за рубежом

Традиционные методы снижения аварийности надземных трубопроводных систем за рубежом практически не отличаются от отечественных методов, но имеют различия в своем прогрессе. В большинстве случаев современные методы США и Канады представляют собой цифровые технологии. Цифровые технологии практически безотходны, низко затратные в сравнении с традиционными, не требуют большого объема постоянных работ, и в будущей перспективе позволят устранить человеческий фактор, за счет отстранения человека от установки.

Основной проблемой трубопроводов, как в России, так и за рубежом, является коррозионный процесс. Одним из постоянных методов защиты является антикоррозионное покрытие, которое используется в каждой стране без исключения. Однако существуют разные виды покрытий и разные способы контроля над этими покрытиями. Рассмотрим технологию пассивной и активной защиты надземного трубопровода от коррозии, используемую в США и Европе.

5.1 Антикоррозионные покрытия

Очень сложная и хорошо скоординированная активная и пассивная защита от коррозии обязательна для длительной целостности и безошибочной эксплуатации нового трубопровода. Кроме того, с экономической точки зрения это имеет особое значение для достижения целевого срока службы.

Пассивная защита от коррозии включает в себя все действия по защите стали от коррозионных сред. Это может быть реализовано, например, и правильным подбором металла, и выбором покрытия, и конструктивными особенностями трубопровода.

Помимо выбора правильного материала и его качества, исключительно особенное значение имеет высокое качество изготовления, особенно при нанесении покрытий на надземные трубопроводы в полевых условиях.

По этой причине впервые в 2012 году в рамках трубопроводного проекта Loop Sannerz-Rimpar компании Open Grid Europe GmbH были созданы инспекторы по нанесению покрытий для выполнения указанных задач по проверке источников ошибок/контролю качества.

Всемирная организация по коррозии оценивает затраты, вызванные коррозией, примерно в 3,300 млрд. долл. США в год [9]. В большинстве промышленно развитых стран издержки, вызванные коррозией, составляют около 3 % ВВП валового внутреннего продукта и в некоторых случаях доходят до 5 %.

Кроме того, если принять во внимание, что за счет использования имеющейся технологии можно было бы достичь экономии в размере 990 млрд. долл. США в год, то очевидно, что покрытие надземного стального трубопровода является существенным условием для технической надежной и экономичной защиты от коррозии.

С технологической, но и с экономической точки зрения обычно реализуется сочетание активной и пассивной антикоррозионной защиты. Теоретически достаточная защита от коррозии может быть достигнута только с помощью катодной защиты, но по финансовым и техническим причинам это не является возможным вариантом.

Существует ряд требований, которые должно выполнить покрытие, вытекающих из указанных свойств, необходимых для функциональной антикоррозионной защиты (таблица 2).

Таблица 2 – Требования к покрытиям

Тип покрытия	Влияющий параметр	Требования к покрытию
Коррозионное покрытие	Вода	Низкая проницаемость водяного пара
	Воздух	Низкая проницаемость кислорода
	Электролит	Непроницаемость для ионов
	Блуждающий ток	Высокое электрическое сопротивление

Покрытия делятся на два вида: покрытия, нанесенные на заводе, и покрытия, нанесенные в полевых условиях.

5.1.1 Заводское антикоррозионное покрытие

В зависимости от температурных и механических требований, а также геометрии трубопроводов, в настоящее время в Европе используются следующие виды заводских покрытий:

- 3 слой полиэтилена (в основном HD-PE) по DIN EN ISO 21809-1 или DIN 30670;
- 3 слой полипропилена в соответствии с DIN EN ISO 21809-1 или DIN 30678;
- полиуретан в соответствии с DIN EN 10290 (трубы, фитинги и клапаны) и DIN 30677-2 соответственно.

Однако трубопроводные системы, проложенные до середины 70-х годов, были покрыты битумом, что так же повсеместно использовалось в России, но в последние годы отечественные производители отказываются от данного вида

покрытия. В Европе битумное покрытие не используется уже более двадцати лет.

5.1.2 Анतिकоррозионное покрытие сварных швов и трубопроводов в полевых условиях

Классификация покрытий, нанесенных в полевых условиях, обычно основана на процессе нанесения и приводит к созданию систем холодного и горячего нанесения, а также систем, нанесенных распылением или окрашенных, например, полиуретана или эпоксидной смолы (рисунок 9).

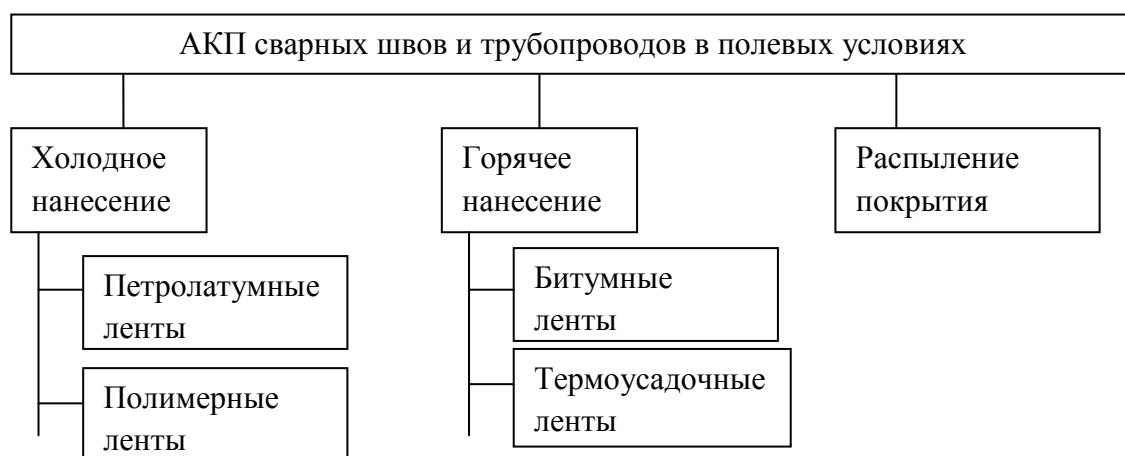


Рисунок 9 – Классификация полевых покрытий

В прошлом полевые покрытия считались «слабыми местами» всей системы антикоррозионной защиты. В случае с холодными полимерными лентами, которые уже более 30 лет успешно используются Ruhrgas AG в качестве АКП сварных швов, эта точка зрения была опровергнута [9].

Детальный анализ результатов внутренней проверки указанного трубопровода протяженностью около 2000 км, не указывает на более высокую вероятность коррозии при использовании холодных полимерных лент в качестве АКП сварных швов по сравнению с заводским покрытием.

5.2 Контроль качества АКП и инспекция покрытий

Двумя ключевыми аспектами концепции являются, во-первых, измерение контрольных показателей или пороговых значений качества, которые должны быть выполнены, и, во-вторых, исключительно обученный персонал – инспекторы по покрытиям (coating inspectors – CI), эксперты, которые контролируют, тестируют и документируют все параметры, относящиеся к качеству покрытия.

Что касается первой концептуальной части, то качество покрытия проверяется несколькими методами испытаний при строительстве трубопровода. Широко используемым и технически простым в применении испытанием качества покрытия является высоковольтное испытание "holiday test", которое проводится до того, как трубопровод монтируется на опоры. Заключается это испытание в изучении покрытия дефектоскопом.

Однако не все дефекты могут с легкостью быть обнаружены оборудованием, поэтому предполагается человеческий осмотр инспекторами по покрытию.

Вторая концептуальная часть метода оценки качества – привлечение инспекторов по покрытиям, которые фокусируют свою надзорную деятельность исключительно на качестве покрытия. Поднимая вопрос о том, как выбирается этот персонал, было сочтено, что он может быть либо нанят по контракту в качестве внешних консультантов, особенно для строительства трубопровода, либо «обучен на работе» для конкретной работы самой Open Grid Europe.

5.3 Традиционные методы обнаружения утечек и врезок

5.3.1 Отслеживание показателей движения потока

Использование показателей движения потока на трубопроводе является наиболее распространенным методом обнаружения утечек в трубопроводе, используемым для баланса потока/массы (Atmos Wave Flow) и статистического обнаружения утечек (Atmos Pipe).

Данные системы обнаружения являются экономически выгодными, быстро реагирующими на утечки, но имеют ряд несовершенств.

Система обнаружения от Atmos Wave Flow объединяет несколько различных методов обнаружения для оптимизации чувствительности, скорости обнаружения, надежности и точности, независимо от конкретного трубопровода, на котором она применяется.

Использование Atmos Wave Flow обеспечивает следующие преимущества:

- малое время обнаружения;
- точное определение места утечки;
- высокая чувствительность (превышающая чувствительность расходомера);
- малое количество ложных сигналов тревоги.

У обеих систем (Atmos Wave Flow и Atmos Pipe) способны обнаружить утечки в размере 0,5...1 % от номинального расхода в трубопроводе, реагируя как на случайные утечки, так и на утечки из-за несанкционированных врезок. При этом ложное срабатывание сводится практически к нулю.

Одним из главных минусов данных систем является то, что они ограничены частотой обновления данных, при условии наилучшего обновления в одну секунду, но она может составлять не более 2...10 секунд, а в некоторых случаях даже одну минуту.

5.3.2 Волна отрицательного давления

Волна отрицательного давления имеет несколько преимуществ для обнаружения утечки, включая быстрое время реакции, точное расположение утечки и хорошую чувствительность, особенно для обнаружения кражи. Тем не менее, ранее она создавала некоторые проблемы, такие как более высокие скорости ложной сигнализации, по сравнению с системами баланса потока, и в некоторых случаях она может пропускать самопроизвольные утечки, если падение давления недостаточно велико, то давление значительно и практически моментально падает, не доходя до датчиков давления.

Поэтому решение для улучшения системы волн отрицательного давления заключается в том, чтобы сосредоточиться на возможности установки дополнительных датчиков давления вдоль трубопровода, уменьшая расстояние, на которое требуется пройти волне отрицательного давления.

Например, возможно такое решение от компании Atmos Pipe – создание модуля программного обеспечения «NanoWave». Модуль программного обеспечения требует равномерного распределения датчиков по трубопроводу; например, для участка протяженностью 100 км они были бы разнесены каждые 20-30 км, но программный модуль может быть использован на более коротких участках трубопроводов, если имеется четыре распределенных датчика, например, вдоль пересекающихся трубопроводы рек длиной менее 2 км.

5.4 Распределенные оптоволоконные датчики для обеспечения целостности и безопасности трубопроводов

Даже самая маленькая утечка может иметь разрушительные последствия. Защита и мониторинг инфраструктуры трубопровода имеют решающее значение для продолжения работы трубопровода. Утрата целостности в результате несчастных случаев или злонамеренной деятельности может оказать значительное воздействие на окружающую среду, репутацию и финансы.

Distributed Fiber Optic Sensing (DFOS) – это технология, которая может быть использована для обнаружения утечек в реальном времени, обнаружения вторжений сторонних врезок и отслеживания скребков на одной сетевой платформе.

Оптоволокно – подверженный влиянию материал, именно по этой причине можно наблюдать любые изменения в трубопроводе в кратчайший срок. Любые вибрации, колебания температур, деформации можно с легкостью обнаружить при помощи данной технологии, так как любая из этих ситуаций передает сигнал через датчик в интеррогатор.

По сути, технология основана на пропуске лазерного излучения по оптоволоконному кабелю и на обнаружении света, который рассеивается обратно вдоль волокна.

По мере распространения света через волокно он взаимодействует с микроскопическими неоднородностями в стекле, которое отражает даже минимальное лазерное излучение, что позволяет интеррогатору обнаружить какие-либо изменения в оптоволоконном кабеле.

Интеррогатор – это устройство, которое объединяет программно-аппаратные и волоконно-оптические средства и обеспечивает создание светового потока, анализ и контроль спектральных характеристик, управление и преобразование оптических параметров в измеряемую величину по специальным алгоритмам.

Главное предназначение данной технологии – быстрое обнаружение утечек, врезок и неисправностей трубопровода, позволяющее так же быстро устранить эти факторы.

DFOS работает на одном процессоре OptaSense, в который передаются данные из интеррогатора, в который, в свою очередь, передают данные датчики на оптоволокне.

DFOS позволяет также отслеживать температурные колебания перекачиваемого продукта, хотя датчики не измеряют температуру, но они чувствительны к ее изменениям.

Применение данной технологии было запущено в 2019 году в США.

Таким образом, можно сделать вывод, что технологии для устранения аварийности надземных трубопроводов за рубежом ежедневно развиваются, вплоть до усовершенствования антикоррозионных покрытий и введения особо персонала по контролю над ними, до совершенствования технологий, которые применяются уже долгие годы в нефтегазовой отрасли.

6 Техническое предложение

Проведя подробное рассмотрение российских и зарубежных технологий и методов по снижению аварийности надземных трубопроводов, мы принимаем во внимание все детали, связанные с этими методами. Направленность всех приведенных методов имеет четкую тенденцию к устранению причин аварийности, но они в недостаточной мере выполняют свою функцию, благодаря своей поверхностности.

Для более фундаментальных решений отраженных проблем, такой как, например, коррозионный процесс (происходящий абсолютно на любом трубопроводе), требуется новый подход и технологическое решение.

К данному решению пришла компания Saudi Aramco – национальная нефтяная компания Саудовской Аравии. Они выдвинули цифровой метод борьбы с коррозионным процессом, а именно – создали программу для моделирования появления и развития коррозии для абсолютно любого трубопровода. Такая технология подходит и нашим отечественным реалиям, в особенности для объекта исследования – надземных трубопроводов.

Saudi Aramco имеет обширную сеть, позволяющую ей занять лидирующие позиции в мире по добыче углеводородов. По состоянию на январь 2020 года она располагала примерно 371 международными трубопроводами с 446 участками общей протяженностью 23 878 километров. Основные трубопроводы имеют диаметр от 4 (101,6 мм) дюймов до 56 дюймов (1422,4 мм), средняя длина трубопроводов составляет от менее одного километра до более 1000 километров [7].

Некоторые из трубопроводов эксплуатируются с 1960-х годов, а новые постоянно устанавливаются. Большое количество трубопроводов все еще находится в относительно хорошем состоянии, в то время как некоторые ухудшаются в целостности в результате различных факторов, которые включают окружающую среду, свойства жидкости, условия потока и т.д.

По трубопроводам транспортируются различные сорта углеводородов, которые включают стабилизированную и смешанную с газом сырую нефть, попутный и газ из коллекторов, а также товарный газ и различные сорта нефтепродуктов. По статистике, у 64 % существующих трубопроводов в настоящее время эксплуатационный период составляет более 20 лет.

Некоторые трубопроводы работают в неблагоприятных условиях, требующих тщательного контроля коррозии. Ключевым фактором, способствующим реализации планов обеспечения целостности трубопроводов, является моделирование роста коррозии.

Возможность точного определения скорости роста коррозии вдоль трубопровода является важным вкладом в принятие ряда ключевых решений по управлению целостностью. Например, скорости образования коррозии необходимы для прогнозирования надежности трубопровода (вероятность отказа и/или вероятность превышения критических нагрузок) в зависимости от времени, для определения необходимости и сроков полевых исследований и/или ремонтов, и для определения оптимальных интервалов повторной проверки.

По мере того, как все больше и больше трубопроводов в настоящее время осматриваются с использованием инструментов интеллектуального оперативного контроля (ИОК) во второй или даже третий и четвертый раз, операторы трубопроводов нуждаются в надежных руководящих принципах, для сравнения повторных наборов данных ИОК для получения допустимых темпов роста коррозии.

В настоящее время отсутствует отраслевое руководство по проведению таких сопоставлений данных, что может потребовать значительных усилий и опыта для обеспечения точной и значимой корреляции между зачастую очень большими наборами данных.

6.1 Устаревшее моделирование роста коррозии

Компания Saudi Aramco использовала устаревшее моделирование роста коррозии, основанное на сравнении двух последовательных показаний, полученных в ходе линейного контроля. Действовало это моделирование как сравнение двух поочередных показаний интеллектуального оперативного контроля, сравнение происходило в несколько шагов.

1 шаг: в первой проверке регистрируется максимальная глубина коррозии на сварном шве.

2 шаг: следует вторая проверка, где так же регистрируется максимальная глубина коррозии на сварном шве.

3 шаг: скорость роста коррозии рассчитывается исходя из увеличения потерь металла в соединении по времени.

4 шаг: выдвигается предположение о том, что эти два дефекта одинаковы.

Такое обследование занимает большое количество времени, которое требуется на повторную проверку. Именно поэтому данный тип моделирования устарел и был усовершенствован, чтобы избежать убытков, простоев и нарушения целостности трубопроводов.

6.2 Усовершенствованное моделирование роста коррозии

Существует более рациональный метод оценки темпов роста, введенный Pipeline Research Council International (PRCI) с использованием статистического анализа. Подход PRCI учитывает темпы сегментарного роста коррозии с использованием статистического распределения и точности инструмента интеллектуального оперативного контроля и его доверительного интервала. Это приводит к менее консервативному и более точному прогнозированию скорости роста для сегментов трубопровода. В результате было подсчитано, что благодаря использованию новой методологии для оценки темпов роста

коррозии и дефектов, общая рабочая нагрузка по восстановлению и ремонту была снижена.

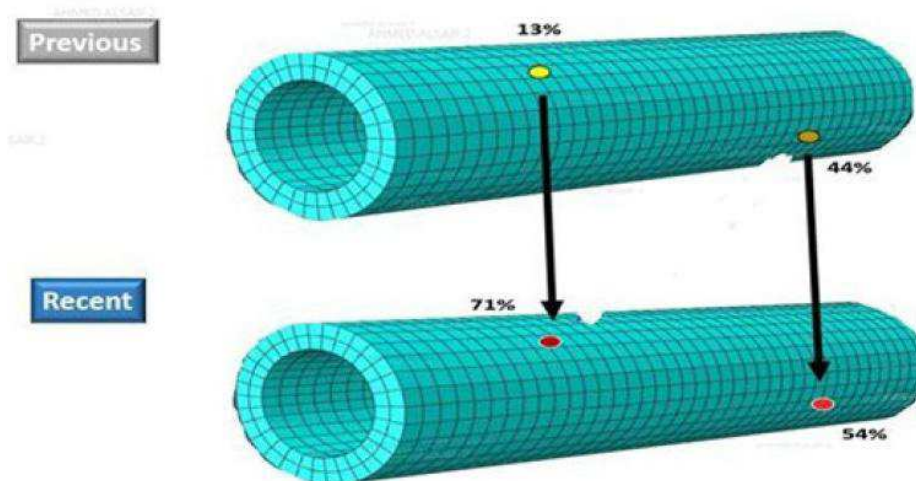


Рисунок 10 – Модель трубопровода с контрольными точками роста коррозии

Оценка скорости роста сегмента производится следующим образом: скорость роста показателя глубины коррозии (обычно принимаемого как изменение средней глубины в сегменте) оценивается для группы дефектов в пределах данного сегмента трубопровода. Ниже приведен шестиступенчатый процесс определения скорости роста коррозии на основе повторяющихся данных внутреннего линейного контроля с использованием этих двух подходов в простом для следования (и реализации) пошаговом формате.

- 1 шаг: получение данных внутреннего линейного контроля.
- 2 шаг: выбор методологии сравнения данных.
- 3 шаг: проверка сварных швов и дефектов по длине трубопровода.
- 4 шаг: оценка полученных данных методом внутреннего линейного контроля о состоянии сварных швов и трубопровода.
- 5 шаг: определение скорости роста коррозии.
- 6 шаг: определение контрольных точек роста коррозии (наиболее уязвимые участки).

Целью процесса скрининга является разработка оптимальных и надежных планов реконструкции трубопровода. Конечный результат данного моделирования позволяет не просто предсказывать коррозионность существующего трубопровода, но и помогает в обосновании бизнес-проектов для строительства будущих трубопроводов. Безусловно, данная технология позволяет корпорациям обозначить более четкое представление и лучшее понимание условий работы трубопроводной сети. Благодаря этому, снижается ремонтная нагрузка, снижаются риски повреждения трубопроводов вследствие коррозионного разрушения, снижается объем необходимых ресурсов для поддержания целостности трубопровода на высоком уровне. Данная технология, безусловно, позволяет инициировать более эффективные действия по смягчению последствий коррозии и позволяет спрогнозировать коррозионный процесс не только в исследованном сегменте, но и во всех схожих по параметрам трубопроводах.

7 Безопасность жизнедеятельности

Трубопроводный транспорт является одним из самых экономически целесообразных и востребованных видов транспорта, однако при нарушении техники безопасности он может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, разрушениям, пожарам, гибели людей и значительным материальным потерям.

В производственной безопасности главным является стремление к исключению аварийных ситуаций при проведении технологического процесса, а также сведение к минимальному ущербу для персонала, оборудования и окружающей среды последствий чрезвычайных ситуаций.

Одной из актуальных проблем при транспортировании нефти и газа является своевременное, достоверное прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС).

7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Основные работы на площадке линейной части нефтепродуктопровода выполняются трубопроводчиком линейным на открытой площадке линейной части нефтепродуктопровода. Он выполняет монтажные и восстановительные работы с использованием сварки, проводит ревизию задвижек и кранов, демонтаж и установку контрольно-измерительных приборов, продувку и опрессовку участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ. Трубопроводчик линейный также выполняет работы в цехе технического обслуживания, эксплуатации и ремонта трубопроводов.

На рабочем месте трубопроводчик может быть подвержен воздействию вредных и опасных факторов: токсичные пары и газы, воздействующие на организм человека; повышенная или пониженная температура поверхностей, приводящая к ожогам; повышенная или пониженная температура воздуха

рабочей зоны, приводящая к обморожению, либо тепловому удару; повышенный уровень напряжения в электрической сети; пожаро- и взрывоопасность [15].

По основному виду экономической деятельности установлен 1 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного медицинского страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [21].

Причинами аварийных и чрезвычайных ситуаций, таких как взрыв, пожар, токсический выброс, утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования, чаще всего являются: производственный дефект труб; брак сварки; механические повреждения; коррозия металла.

7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эксплуатация трубопровода происходит круглосуточно на открытом пространстве. Работы на трубопроводе проводятся преимущественно в дневное время, но при аварийных состояниях работы могут проводиться круглосуточно.

Для технологии, предложенной в выпускной квалификационной работе, нет специализированного места применения, то есть, мы рассматриваем абстрактный трубопровод. Однако при эксплуатации столь масштабного проекта для трубопроводного транспорта необходимо учитывать, что трубопровод может проходить до пяти различных климатических регионов. Средняя температура в зимний период может достигать до минус 40 °С, а средняя скорость ветра до 7 м/с [20]. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца составляет 35 °С [21].

Работы в холодное время года проводятся при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения [20]. Лиц, приступающих к работе на

холоде, необходимо проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. 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 °С [20].

Работы, выполняемые на объекте, относятся к различным категориям энергозатрат: Іб, Іа, Іб.

Характеристика выполняемых работ по энергозатратам представлена в таблице 3 [20].

Таблица 3 – Характеристика выполняемых работ по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма (расход энергии при выполнении работ)	Характеристика работ
Физическая средней тяжести	Іа	151...200 ккал/ч (175...232 Вт)	Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения
	Іб	201...250 ккал/ч (223...290 Вт)	Работы, связанные с ходьбой и переноской тяжести до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением

Энергетические затраты при сооружении линейной части трубопровода складываются из затрат на снабжение топливом работающей техники и электроэнергией помещений для хозяйственных нужд.

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [19].

В условиях нагревающего микроклимата работы следует проводить при соблюдении мер профилактики перегревания. Повышенные температуры зачастую приводят к обезвоживанию организма, поэтому для оптимального водообеспечения работающих целесообразно размещать устройства питьевого водоснабжения максимально приближенными к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

В целях профилактики перегревания работников при температуре воздуха выше допустимых величин, время пребывания на этих рабочих местах следует ограничить величинами, указанными в таблице 4 [20].

Таблица 4 – Оптимальное время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категории работ, ч		
	Ia – Ib	IIa – IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	-
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3

Окончание таблицы 4

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категории работ, ч		
	Ia – Ib	IIa – IIб	III
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5

Административные и вспомогательные помещения необходимо оснащать системами отопления и вентиляции для поддержания оптимальных параметров воздушной среды [13].

7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

В соответствии с гигиеническими требованиями на 1 работника объем производственного помещения должен составлять не менее 25 м³ (категории энергозатрат IIa-IIб) [23].

Для реализации данного проекта предлагается использовать 5 работников. Примем площадь производственного помещения 125 м², а высоту примем 2 м., таким образом, площадь соответствует гигиеническим требованиям [23].

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 [24].

Уровень освещения рабочих мест должен соответствовать нормам 300...500 лк [25].

При расчете искусственного освещения в производственных помещениях используем метод светового потока.

Уровень освещения цеха должен соответствовать 300...500 лк [15]. Для расчетов примем минимальный уровень освещения $E_n=300$ лк.

В результате выполненных расчетов получаем: высота подвеса светильников $h_{п} = 0,96$ м; минимально необходимое количество светильников $N = 11$ шт.; расположение светильников – в шахматном порядке; световой поток одной лампы $F_{л} = 1853,2$ лм; светильники типа ЛДОР; люминесцентные лампы ЛБ30, мощностью 30 Вт, световой поток одной лампы 2100 лм; процент отклонения от необходимого светового потока 11,8 %; затраты на электроэнергию 660 Вт; общий световой поток светильника ЛДОР (2x30 Вт) 4200 лм.

В рабочих помещениях следует применять систему общего освещения. Светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5 м от внутренней.

Для защиты от шума, вибраций и излучений на НПС использованы следующие средства: звукопоглощающие конструкции (звукопоглощающие облицовки, кулисы, штучные поглотители); звукоизолирующие и не пропускающие излучение кабины наблюдения и дистанционного управления; звуко- и виброизолирующие кожухи на агрегатах; акустические экраны; глушители шума в системах вентиляции, кондиционирования воздуха и в аэрогазодинамических установках; виброизоляцией технологического оборудования [17]. Данные защитные меры соответствуют заданной в проекте технологии, так как проводимые операторами и трубопроводчиками работы происходят непосредственно на НПС.

Работающие обеспечиваются санитарно-бытовыми помещениями и устройствами в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ для обеспечения режима труда и отдыха.

Состав санитарно-бытовых помещений представлен в таблице 5 [17].

Таблица 5 – Санитарно-бытовые помещения

Помещение	Площадь, м ²
Бытовые помещения, в том числе:	
гардеробная	7
душевая с преддушевой	8,2
умывальная	4
сушилка	2
туалет	2
Помещения для обогрева	7
Комната для приема пищи	5
Буфет на 24 человека	10
Столовая на сырье с числом посадочных мест 150	68,5

Применяемые спецодежда, спецобувь, каски и другие средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия и подвергаться периодическим контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на них [18].

7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На участке строительства нефтепровода применяются изоляционные покрытия на склеиваемые швы труб – битумы, выделяемые при нанесении слоя на трубу и его подогреве. 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 [23].

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³ [24].

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 [16].

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 [16].

При сооружении трубопровода не редким атмосферным явлением являются грозы, так же повышенное электростатическое напряжение на всех ДЭС, поэтому должны быть установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится лаборантом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены [19].

Безопасность производства основана на соблюдении норм и правил безопасности. Для защиты персонала от производственных травм и профессиональных заболеваний необходимо использовать организационно-технические средства. Средства защиты делятся на индивидуальные (средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), специальная одежда, средства защиты рук и ног, средства защиты глаз, лица и головы, средства

защиты органов слуха), и коллективные (знаки безопасности, предупредительные плакаты для электроустановок, предупреждающая окраска, знаки опасности для грузов) [14].

7.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Производственные помещения на нефтеперекачивающей станции относятся к категории «Б» – взрывопожароопасные и к категории «А» – обладающие повышенной взрывопожароопасностью [17].

Пожары на объектах МН являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам:

- коррозионные повреждения;
- дефекты труб и сварных швов;
- нарушение правил эксплуатации;
- внешние воздействия и др.

Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неполюженном месте.

При возникновении пожара в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, вследствие чего работники могут получить острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. Также большие выбросы продуктов горения негативно сказываются на экологии.

Для сигнализации о пожаре в пожарную службу необходимо установить телефонную линию связи [17].

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).

7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на МН 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 МН 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 [26].

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Предполагаемый объект относится к первой группе территорий по гражданской обороне [26]. Назначение объекта – транспортировка нефти по трубопроводу.

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

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 строительства трубопровода представлена системой электроснабжения (220 В, 380 В).

Для оперативного управления производством предусматриваются следующие виды связи:

- городская телефонная автоматическая связь;

– диспетчерская связь [23].

При возникновении аварийной ситуации (пожар, прекращение подачи электроэнергии, сырья, при разрыве коммуникаций) эксплуатация должна быть остановлена, согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах (ОПО).

7.7 Экологичность проекта

Представленный проект представляет собой экологичную технологию, так как позволяет предсказывать коррозионные процессы при помощи цифрового моделирования. Однако производственный процесс происходит на трубопроводе, который имеет ряд опасностей для экологии.

Проект позволяет предупреждать аварийные состояния и находить опасные повреждения трубопровода, а также уже образовавшиеся утечки, что причиняет огромную угрозу персоналу и окружающей экосистеме.

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

Вследствие утечек трубопровода загрязняются природные воды, грунты. Также работники на объекте могут быть подвергнуты проблемам со здоровьем вследствие вдыхания опасных паров, механических повреждений (осколки от разрыва трубопровода, загрязнение нефтью).

8 Экономическая часть

Магистральные трубопроводы для транспортировки нефтепродукта изготавливаются из стали. Факторы, действующие на трубопровод извне (коррозия, механические повреждения), в большинстве случаев негативно сказываются на его конструктивной особенности. В дальнейшем эти факторы могут привести к аварии.

Анализ причин повреждения магистральных трубопроводов показывает, что:

- в 91 % случае авария возникает в результате внутренней коррозии;
- на наружную коррозию приходится лишь 3,9 % аварийных ситуаций;
- на строительные дефекты приходится не более 2,8 % аварийных ситуаций;
- на нарушение правил эксплуатации приходится до 0,8 % аварийных ситуаций;
- на прочие причины приходится порядка 1,5 % аварийных ситуаций.

Эта статистика указывает на то, что высокое количество отказов наносит неопределимый ущерб экологии и приводит к большим потерям углеводородного сырья.

В связи с сильным действием внутренней коррозии на трубопровод, на его стенках образуются свищи и трещины по телу трубы, которые приводят к порывам.

Так как представленная технология моделирования коррозионных процессов на данный момент является некоммерческой, невозможно рассчитать экономические показатели с ее применением. Но, как было рассмотрено, данная технология помогает значительно снизить аварийность надземных трубопроводов. Рассмотрим риски и затраты на ликвидацию аварий и разливов вследствие этих аварий, которые с более высокой вероятностью будут происходить без применения технологии моделирования коррозионных процессов.

Расчет ликвидации последствий отказа трубопровода включает в себя затраты на:

- ликвидацию разлива нефти;
- рекультивацию земель;
- потерю (разлив) нефти;
- оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды.

Данный расчет произведен с учетом, что при отказе трубопровода произошел разлив только 1 т нефти, но в основном при отказах происходит истечение десятков тонн нефти.

8.1 Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти

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

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

Расчет сил и средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Силы и средства, привлекаемые для ликвидации разлива

Перечень сил и средств, привлекаемых для ликвидации ЧС	Кол-во
Автомобиль ГАЗ-66 1 шт.; сорбент; распылитель сорбента РС-1	2
Аварийно-техническая группа, чел.	5
Сводная команда механизации, чел. КАМАЗ 53215 – 1 шт., КАМАЗ 53288 – 2 шт., МАН (АЦ 2-100) – 1 шт., Пеноподъемник (ПП) АТС – 59 – 4 шт.	10
Группа связи и оповещения, чел.	4
Группа охраны общественного порядка, чел. Автомобиль УАЗ-220695-04	2
Бригада эк. безопасности и аварийно-восстановительных работ, чел. Пожарная насосная станция ПНС (КАМАЗ 43114) – 1 шт.; автомобиль ГАЗ-66 – 1 шт.	12
Санитарная дружина, чел. Автомобиль «Газель» ГАЗ - 330210; комплект предметов медицинского назначения	2
ВГСО военизированный газоспасательный отряд УПБ и АСР, чел. оснащенный Газоанализаторами и противогазами изолирующими.; автобус ПАЗ-3205, 1 ед	4
Пожарная часть УПБ и АСР, чел. Пожарная и аварийно-спасательная техника, 1 ед.	4

Для ликвидации разлива приобретается сорбент ТРГ, распылитель сорбента РС-1. Остальные средства имеются на предприятии. Затраты сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Капитальные вложения при ликвидации ЧС

Наименование средства	Кол-во	Цена за ед., руб	Стоимость, руб
Сорбент ТРГ, кг	25	849	21225
Распылитель сорбента РС-1	1	52000	52000
Бензин АИ-92, л.	10	46,3	463
Итого	36	52895,3	73668

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

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

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

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

$K_1 = 0,3$ – коэффициент районный;

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

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

$$Z_{доп} = (10\%) \cdot Z_{OC}. \quad (2)$$

Расчет заработной платы приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет з/п на ликвидацию чрезвычайной ситуации

Категория	Кол-во	Оклад, руб/ч	Кол-во часов работы	Сумма основ. з./п., руб	Сумма доп. з./п., руб	ФОТ
Водитель хоз.машины	5	265	2	2650	265	14575
Водитель грузовой и погрузочной техники	1	250	2	500	50	1100
Сотрудник группы связи и оповещения	1	235	2	470	47	1034
Сотрудник группы охраны общественного порядка	2	207	2	830	83	1826
Сотрудник ВГСО	1	375	2	750	75	1650
Медицинский работник	1	303	2	610	61	1342
Сотрудник аварийно-технической группы	2	375	2	1500	150	3300
Сотрудник пожарной части УПБ и АСР	4	250	2	2000	200	4400
Оператор насосной	1	220	1	220	22	242
Слесарь- ремонтник	1	230	1	230	23	253
Итого				9760	976	29904

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы. Ставка для расчета платежей составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный

фонд; 2,9 % – в фонд социального страхования; 5,1 % – в территориальный фонд обязательного медицинского страхования.

$$Z_{\text{СТР.ВЗ}} = \frac{\text{ФОТ} \cdot 30}{100}. \quad (3)$$

В результате расчета получим следующее:

$$Z_{\text{СТР.ВЗ}} = \frac{29904 \cdot 30}{100} = 8972 \text{ руб.}$$

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

$$Z_{\text{НС}} = \frac{\text{ФОТ} \cdot 0,6}{100}. \quad (4)$$

В результате расчета получим следующее:

$$Z_{\text{НС}} = \frac{29904 \cdot 0,6}{100} = 180 \text{ руб.}$$

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

$$Z_{\text{КОН}} = \frac{\text{ФОТ} \cdot 70}{100} + Z_{\text{стр.вз.}}, \quad (5)$$

$$Z_{\text{кон}} = \frac{29904 \cdot 7}{100} + 29904 + 8972 + 180 = 41150 \text{ руб.}$$

Затраты на топливо для транспортных средств определим по формуле:

$$Z_{\text{топ}} = C_{\text{топ}} \cdot \text{Кол}_{\text{топ}}, \quad (6)$$

где $C_{\text{топ}}$ – розничная цена на топливо за 1 литр, руб.

$\text{Кол}_{\text{топ}}$ – необходимое количество топлива для транспортных средств, при ликвидации ЧС, л.

$Z_{\text{топ}}$ – затраты на топливо при ликвидации ЧС.

При ликвидации разлива расход бензина составит АИ-80 – 10 л., АИ-92 – 7 л., дизельного топлива – 7 л.

Соответственно опираясь на формулу (6) получаем:

$$Z_{\text{мон1}} = 46,3 \cdot 10 = 463 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{мон2}} = 49,2 \cdot 7 = 344,4 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{мон3}} = 52,5 \cdot 7 = 367,5 \text{ руб};$$

$$\sum Z_{\text{мон}} = 463 + 344,4 + 367,5 = 1174,9 \text{ руб.}$$

Основные средства со сроком службы менее 12 месяцев и стоимостью менее 40000 руб. в полном объеме списываются на издержки производства.

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

$$Ам.отч. = \frac{C_{oc} \cdot H_A}{100}, \quad (7)$$

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

H_A – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_A = \frac{100}{Срокслужбы(г)}.$$

Таблица 9 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость ед., без НДС руб.	Срок экпл., лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма ам-х отчислений, за 2 часа руб.
Распылитель сорбента РС-1	1	43333,4	10	10	0,99
ГАЗ-66	1	350000	6	16,7	13,35
ЗИЛ 131	1	1000050	8	12,5	28,54
УАЗ-3741	1	747000	6	16,7	28,48
Газель 3302	1	837000	6	16,7	31,9
ПАЗ- 32054	1	1960000	6	16,7	74,73
Автоцистерна пожарная АЦ-5-40	1	3500000	8	12,5	99,9
Итого					277,89

Таблица 10 – Затраты на ликвидацию разлива и его последствий

Статья затрат	Сумма, руб.
Стоимость 25 кг сорбента	21225
Стоимость распылителя сорбента РС-1	52000
ФОТ	29904
Страховые взносы	8972
Взносы от несчастных случаев	180
Накладные расходы	41150
Расходы на топлива	1174,9
Амортизация	277,89
Итого затрат:	155063,8

Сумма затрат на ликвидацию разлива нефти (1 т) магистрального трубопровода и его последствий, учитывая, что работы производились в течении 2 часов составила 155070 руб.

8.2 Расчет затрат, связанных с потерей 1 т нефтепродукта

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

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

1 тонна = 7,48 баррелей.

1 баррель = 74,27 американских доллара.

1 тонна = 7,48 · \$74,27 = \$555,54.

Т.к. курс доллара равен 71,99, получаем:

1 тонна = \$372,8032 · 71,99 = 39993,3 руб.

8.3 Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды

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

Таблица 11 – Расчет штрафа за экологическое загрязнение

Показатель	Коэф.-т для районов в КС	Коэф.-т, уч. экологический фактор	Коэф.-т за сверхлимитное загрязнение	Кол-во пролитого НП, т.	Нормативная плата, руб.	Штраф за экологическое загрязнение, руб.
В пределах норм	2	1,03	1	Менее 1	27550	56753
Сверх норм	2	1,03	5	От 1	27550	283765

8.4 Суммарные затраты на рекультивацию загрязненных земель

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

Затраты на рекультивацию включают расходы на:

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

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

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

Общая площадь проведения работ по рекультивации нарушенных земель составляет 15 м². Полагаясь на данные Ванкорского Производственного участка (ВПУ), стоимость выполнения работ технического этапа рекультивации – 15895 руб., стоимость выполнения работ биологического этапа – 28786 руб.

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

8.5 Суммарные затраты на ликвидацию последствий отказа трубопровода

Смета затрат на ликвидацию отказа трубопровода и его последствий приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат на ликвидацию отказа трубопровода и его последствий

Наименование работ	Сумма затрат, руб
Ликвидация разлива нефти	155063,8
Потеря (разлив) нефти	39993,3
Оплата штрафа за разлитую нефть	283765
Рекультивация земель	44681
Итого:	523503,1

Итого по смете затрат на ликвидацию отказа трубопровода и его последствий составило 523510 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной бакалаврской работы был выполнен анализ зарубежной и отечественной литературы о надземных трубопроводах, их особенностях и основных причинах их аварийного состояния. В процессе анализа было подобрано оптимальное техническое обеспечение для уменьшения риска аварийного состояния надземных трубопроводов – зарубежная технология цифрового моделирования коррозионных процессов сегментов трубопровода.

Был произведен расчет затрат на ликвидацию разливов нефти при аварии из-за разрушения трубопровода под действием коррозии. 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

- МН – магистральный нефтепровод;
МГ – магистральный газопровод;
НП – нефтепродукт;
УВС – углеводородное сырье;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
СОД – средства очистки и диагностики;
СД – стабилизатор давления;
ОПО – опасный производственный объект;
АКП – аниткоррозионное покрытие;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ТРГ – терморасширенный графит;
ВПУ – Ванкорский производственный участок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования – М.: ГУП ЦПП Госстроя России, 2012.
- 2 СП 86.13330.2011 Магистральные трубопроводы. – Взамен главы СНиП Ш-Д.10-72 ; введ. – 01.01.1981. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 77 с.
- 3 Пестунов В.А. Самостабилизатор давления – противоаварийная защита трубопроводов и оборудования / Пестунов В.А. // Инженерная практика. – 2021. – №2. – С. 30-34.
- 4 Лисанов М.В., Сумской С.И., Савина А.В., и др. Анализ риска магистральных трубопроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – №3. – С 58-66.
- 5 Гумеров А.Г., Гиззатуллин Р.Р., Гумеров Р.С. Защитные покрытия для трубопроводов // СПб: Недра. – 2004. – С. 136.
- 6 Владимиров А.И., Кершенбаум В.Я. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов – М.: Национальный институт нефти и газа. – 2009. – 696 с.
- 7 Nauman Tehsin, Mohammed Al-Rabeeah. Advanced Corrosion Growth Modeling In Pipelines For Repair Optimization // Pipeline Technology Journal. – 2020. – №4 – С. 8-12.
- 8 Dr. Alasdair Murray, Dominic Graham, Dr. Chris Minto. Application of Distributed Fiber Optic Sensing for Pipeline Integrity and Security // Pipeline Technology Journal. – 2020. – №6 – С. 15-22.
- 9 Standard “Oil and Gas pipelines”. – CSA Group, 2015.
- 10 American National Standard. Сборник правил ASME B31.3-2002 для трубопроводов, работающих под давлением. – The American Society of Mechanical Engineers, 2002.

11 ГОСТ 12.0.003 Системы стандартов безопасности труда. Опасные производственные факторы. - Введ. 01.01.1976. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.

12 ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум. Общие требования безопасности». – Введ. 06.06.1983. – Москва : Госстрой СССР, 1983. – 12 с.

13 ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – Взамен ГОСТ 12.1.005-76 : введ. 29.09.1988. – Министерство здравоохранения СССР, 1988. – 71 с.

14 ГОСТ 12.4.115 – 82 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке». – Введ. 01.01.83. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1983. – 3 с.

15 ГОСТ 305 – 2013 «Топливо дизельное. Технические условия» – Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 9 с.

16 ГОСТ 12.1.013 – 78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования». – Введ. 01.01.1980. – Москва : Госстандарт СССР, 1980. – 4 с.

17 ГОСТ Р 51330.0 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования». – Введ. 01.01.2001. – Москва : Госстандарт, 2001. – 46 с.

18 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы / Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47 с.

19 ППБ 01 – 03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Введ. 18.06.2003. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 86с.

20 РД 13.220.00-КТН-575 – 06 «Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ (взамен ВППБ-01-05-99, ППБО-104-83) – Введ. 28.12.2006. – Москва : , 2006. – 12 с.

21 СП 2.2.1.1312 – 03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий». – Введ. 25.06.2003 – Москва : Стандартинформ, 2003. – 21 с.

22 СП 12.13.130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Актуализированная редакция СП 12.13130.2009». – Введ. 25.03.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31с.

23 СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». – Введ. 01.01.2013. – Москва : Минрегион России, 2013. – 62 с.

24 СП 36.13330.2010 «Магистральные трубопроводы» – Введ. 01.01.1986. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 60 с.

25 СП 52.13330.2010 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 01.01.1992. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 83 с.

26 СП 131.13330.2018 «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2003. – Москва : Минрегион России, 2018. – 113 с.

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

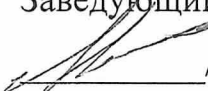
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

«21» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов


Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных
трубопроводов

Руководитель

 18.06.21

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

 17.06.2021

Г.С. Шайхутдинова

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных трубопроводов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусяченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Анализ зарубежной литературы по вопросам снижения аварийности надземных трубопроводов» содержит 91 страницу текстового документа, 10 рисунков, 12 таблиц, 27 использованных источников.

НАДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД, ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА, КОРРОЗИЯ, РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЯ, АВАРИЙНОСТЬ, МОДЕЛИРОВАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ.

Объектом исследования являются современные технологии снижения аварийности надземных трубопроводов, для повышения уровня безопасности их эксплуатации.

Целью работы является исследование современных зарубежных технологий по снижению аварийности надземных трубопроводов, для предложения этих технологий в российские предприятия.

Задачи данной работы заключаются в следующем:

- изучение особенностей конструкции надземного трубопровода;
- проведение анализа аварийности надземных нефтепроводов и газопроводов;
- исследование основных методов снижения аварийности в России и за рубежом;
- обеспечение технического предложения;
- обоснование предложения с экологической и экономической точек зрения.

В выпускной квалификационной работе проводится анализ причин аварийности надземных трубопроводов с подробной статистикой и причинами на базе аварийных ситуаций за 2018-2021 годы. Данный анализ выполняется с целью определения наиболее обширных факторов, влияющих на аварийность,

что позволяет отсортировать наиболее распространенные методы снижения аварийности, как в России, так и за рубежом. После выполнения анализа и выборки наиболее распространенных методов, проводится исследование наиболее приемлемого зарубежного технического предложения – цифровое моделирование коррозионных процессов трубопровода.