



Санкт-Петербургский горный университет
Нефтегазовый факультет
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

Допускается к защите в ГЭК

Зав. кафедрой ТХНГ

проф. Щипачев А.М.

«__» _____ 2019 г.

ВЫПУСКНАЯ РАБОТА
(выпускная квалификационная работа бакалавра)

на тему: «Техническое перевооружение трубопровода-коллектора
с целью исключения образования гидравлических ударов
на сливо-наливной эстакаде комплекса перевалки ООО «Сургут Перевалка»

Направление 21.03.01 – Нефтегазовое дело

Автор: студент гр. ЭХТ-15-3 / Коптев М.Е. /
(шифр) (подпись) (Ф.И.О.)

Руководитель: доцент / Беляев А.С. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Рецензент: инженер первой категории
отдела проектно-изыскательных
работ и экспертизы проектов
ПАО «Газпром», ООО «Газпром переработка» / Онацкий В.Л. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

КОНСУЛЬТАНТЫ

1. Безопасность жизнедеятельности: доцент / Пасынков А.В. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)
2. Охрана окружающей среды: доцент / Стриженок А.В. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)
3. Экономика: доцент / Ильинова А.А. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург
2019 год

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Нефтегазовый факультет
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой ТХНГ
_____ проф. Щипачев А.М.
« ____ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИРОВАННУЮ РАБОТУ

Студенту группы ЭХТ-15-3 _____ / Коптеву М.Е. /
(шифр) (подпись) (Ф.И.О.)

Тема работы: «Техническое перевооружение трубопровода-коллектора с целью исключения образования гидравлических ударов на сливо-наливной эстакаде комплекса перевалки ООО «Сургут Перевалка».

Исходные данные: принять по данным производственной и преддипломной практики.

Вопросы, которые должны быть отражены в пояснительной записке: способы предотвращения гидравлических ударов, предложение и обоснование технологического решения, краткая характеристика объекта, описание работ, реализующихся в рамках технического перевооружения, безопасность жизнедеятельности, экологические мероприятия, экономическая эффективность проекта.

Перечень графических материалов:

1. Чертеж стабилизатора давления СДГ 16-600-8;
2. Фрагмент технологической схемы цеха слива-налива;
5. Фундаментная плита под СДГ 16-600-8;
4. План монтажных работ;
5. Экономический эффект проекта.

Руководитель работы, доцент _____ / Беляев А.С. /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Дата выдачи:

«20» марта 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В данной выпускной квалифицированной работе поднят вопрос о техническом перевооружении с целью исключения образования гидравлических ударов на сливо-наливной эстакаде. Проведен анализ и обоснован выбор стабилизатора давления.

Выбранные к исполнению технические и технологические решения отвечают требованиям безопасности, экологическим, противопожарным и другим нормам. В целях подтверждения целесообразности технического решения были рассчитаны предотвращенный экономический ущерб, капитальные затраты и экономический эффект, приведенные в экономической части проекта.

Выпускная квалифицированная работа содержит 68 страниц, 11 таблиц, 16 рисунков, 5 графических приложений, 13 страниц приложений.

ABSTRACT

In this graduation qualification work, the question was raised about the technical re-equipment in order to prevent the formation of hammer-blow on the loading / unloading tank car loading rack. The analysis of methods of protection from hammer-blow was conducted and the pressure regulator due to technical evaluation was chosen.

The technical and technological solutions meet the requirements of safety, environmental, fire prevention and other standards. In order to confirm the appropriateness of the technical solution, the prevented economic damage, capital costs and economic effect, given in the economic part of the project, were calculated.

The graduation qualification work consists of pages 68, tables 11, figures 16, graphic applications 5, application pages 13.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ	6
1.1 Анализ технологических операций, способных вызвать гидравлический удар	6
1.2 Способы предотвращения повышения давления в трубопроводе	9
2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	14
2.1 Краткая характеристика объекта.....	14
2.1.1 Технологическая характеристика	14
2.1.2 Климатическая характеристика	15
2.1.3 Сейсмическая характеристика	17
2.2 Обоснование для проведения технического перевооружения.....	18
2.2.1 Расчет теплофизических свойств КГС	20
2.2.2 Расчет максимально возможного повышения давления при гидроударе	22
2.2.3 Гидравлический расчет трубопровода	23
2.3 Работы по реализации технического решения	25
2.3.1 Подготовительные работы.....	25
2.3.2 Сварочно-монтажные работы	27
2.3.3 Контроль качества работ.....	29
3 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	32
3.1 Характеристика условий и анализ потенциальных опасностей	32
3.1.1 Физико-географические и климатические условия района.....	32
3.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	32
3.1.3 Динамика производственного травматизма	33
3.2 Обеспечение безопасности при проектируемых работах	34
3.2.1 Производственная санитария.....	34
3.2.2 Техника безопасности	34
3.2.3 Пожарная безопасность	36
3.3 Обеспечение безопасности в ЧС	37
3.4 План ликвидации аварий.....	38
4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	40
4.1 Характеристика объекта как источника воздействия на окружающую среду	40
4.2 Охрана атмосферного воздуха	42
4.3 Охрана поверхностных и подземных вод.....	45
4.4 Охрана земельных ресурсов.....	45
4.5 Обращение с отходами.....	46
5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	53
ПРИЛОЖЕНИЯ	55

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические и ресурсосберегающие технологии позволяют использовать новые методики для решения большого комплекса экономических, экологических, научно-технических и иных задач, формируя при это комфортную среду для жизни и здоровья людей.

Особо актуальным является вопрос снижения выбросов загрязняющих веществ с использованием усовершенствованных технологических процессов.

Важной составляющей такого процесса является защита трубопроводов и оборудования. Существуют различные методы защиты: антикоррозионная, защита от статического электричества, молниеотводы и др. Но не менее важным способом защиты является установка оборудования, способного предотвратить появление гидравлического удара либо повышение давления.

В настоящее время, можно сказать, что это одно из самых важных частей. Потому что такая защита продлевает долговечность труб и оборудования. Благодаря методам, исключая гидравлические удары, не происходят крупные аварии, не приходится тратить большие деньги на устранение последствий аварий, на покупку нового оборудования и т.д. Также авария на производстве влечет за собой и экологические последствия, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Целью выпускной квалифицированной работы является принятие мер по исключению образования гидравлических ударов на эстакаде налива стабильного газового конденсата на комплексе перевалки ООО «Сургут перевалка».

К задачам выпускной квалифицированной работы можно отнести:

- анализ современных способов защиты трубопроводов и оборудования;
- выбор и обоснование наиболее подходящего в данных условиях способа;
- проведение расчета на максимальное повышение давления в трубопроводе, гидравлического расчета и расчета на прочность и устойчивость трубопровода.
- изучение правил промышленной безопасности и охраны труда при проектируемых работах;
- выявление возможных экологических последствий при проектируемых работах;
- оценка экономической эффективности проекта.

1 ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ

1.1 Анализ технологических операций, способных вызвать гидравлический удар

Резкое изменение скорости жидкости в каком-либо сечении напорного трубопровода приводит к изменению движения жидкости. В результате возникают силы инерции, обуславливающие быстрое повышение или понижение давления в потоке (гидроудар, распространяющийся вдоль трубы волнами).

Гидравлический удар – внезапный скачок давления в трубопроводе, заполненном жидкостью, при резком изменении скорости потока.

Гидравлический удар представляет собой колебательный процесс, возникающий в упругом трубопроводе с капельной жидкостью при внезапном изменении ее скорости. Этот процесс является очень быстротечным и характеризуется чередованием резких повышений и понижений давления. Изменение давления при этом тесно связано с упругими деформациями жидкости и стенок трубопровода [1].

Н.Е. Жуковский экспериментально вывел формулу, с помощью которой можно посчитать повышение давление при гидроударе. Выглядит она следующим образом:

$$\Delta p = \rho_T \cdot \Delta v \cdot c = \rho_T \cdot (v_1 - v_0) \cdot c, \quad (1.1)$$

где ρ_T - плотность жидкости при условиях перекачки, кг/м³;

Δv – изменение скорости, м/с;

v_0 – начальная скорость жидкости, м/с; $v_0 = 0$;

v_1 – установившаяся скорость жидкости при работающих насосах, м/с;

c – скорость распространения ударной волны, м/с:

$$c = \sqrt{\frac{1}{\rho_T \cdot \left(\frac{1}{k} + \frac{D_{вн}}{\delta \cdot E} \right)}}, \quad (1.2)$$

где k - модуль упругости жидкости, Па, определяемый по формуле (3):

$$k = \rho_T \cdot \omega^2, \quad (1.3)$$

где ω - скорость звука в жидкости, м/с;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубопровода, м;

δ - толщина стенки трубы, м;

E - модуль упругости материала стенки трубы, Па.

Из формул (1), (2) видно, что величина давления растет при:

- увеличении плотности перекачиваемой среды;
- уменьшении диаметра трубы;

- увеличении изменения скорости потока [1].

При этом максимальное давление в трубопроводе, которое возможно при гидроударе, определяется по формуле:

$$P_{\max} = P_{абс} + \Delta p, \quad (1.4)$$

где $P_{абс}$ – давление в трубопроводе при перекачке, МПа.

При возникновении скачка давления возможно возникновение аварий или аварийных ситуаций, которые могут привести к большим материальным затратам при восстановлении, ремонте объекта. Наиболее часто встречающиеся исходы при возникновении гидроудара на объекте нефтепродуктообеспечения:

- продольные трещины в трубопроводе;
- нарушение целостности сварных соединений;
- осевое разъединение фланцевых соединений;
- нарушение соосности трубопровода и насоса;
- повреждения сильфонных компенсаторов, станций налива, фильтров, задвижек;
- деформации площадок обслуживания;
- смещение трубопровода с опор при надземной прокладке трубопровода и др.

Основные причины возникновения волн давления, которые способны привести к последствиям, приведенным выше:

1. Резкое закрытие задвижки.

Чтобы понять, закрылась ли задвижка быстро, необходимо знать фазу волны гидроудара, которая определяется по формуле:

$$T = \frac{2 \cdot L}{c}, \quad (1.5)$$

где L – длина трубопровода от закрытой задвижки до технологической насосной, м.

Быстрым закрытием считается закрытие, при котором время этого действия меньше фазы волны гидравлического удара.

2. Пуск и остановка насосов

Возникновение гидравлического удара при данных технологических операциях чаще всего встречаются на нефтеперекачивающих станциях. Но на нефтебазах тоже возможно повышение давления.

Чтобы не случилось аварийной остановки, необходимо создавать давление на всасывающей линии выше кавитационного запаса насоса. В другом случае возможно остановка насоса или всей НПС и произойдет повышение давления, что может вызвать гидравлический удар. На рисунке 1.1 представлено колебание давления при остановке насоса.

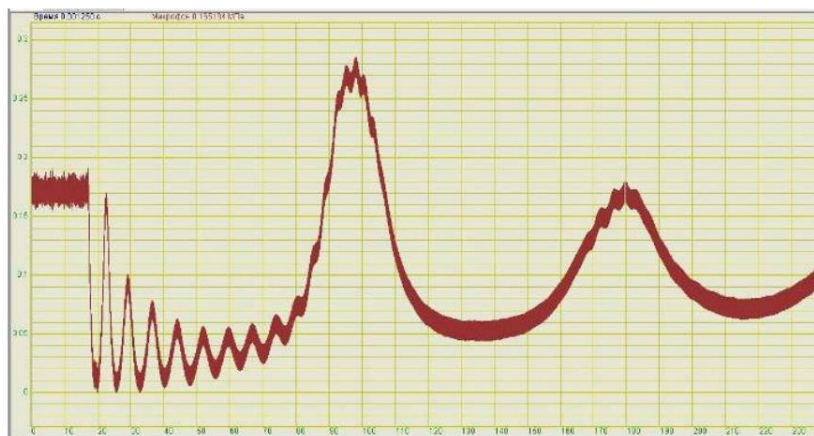


Рисунок 1.1 - Колебания давления при остановке насоса

Как видно из рисунка, происходят колебания большой амплитуды, которые могут впоследствии вызвать негативные последствия, нарушения и аварии трубопровода и самого насоса.

Также остановка может произойти при сбое в электроснабжении, что повлечет за собой волну давления.

Пуск насоса происходит в основном на закрытую задвижку, чтобы избежать перегрузки двигателя, а затем, когда насос заполнен жидкостью, открывают задвижку на напорном трубопроводе. Также может возникнуть повышение давления вследствие резкого впуска жидкости в систему (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 - Колебания давления при пуске насоса

3. Срабатывание обратных клапанов

На предприятии случаются внештатные ситуации, например, случилась какая-то авария на сливо-наливной эстакаде (СНЭ), в этом случае ее отсекают от напорного трубопровода. В результате жидкость начинает двигаться в обратном направлении из-за сил инерции, возникающих при отсечении СНЭ (жидкость продолжает двигаться вперед до тех пор, пока давление столба жидкости не станет меньше давления в трубопроводе). Происходит срабатывание обратных клапанов, установленных в технологической насосной для предотвращения повреждения насосов. Здесь и происходит гидравлический удар.

В таком случае, появляется замкнутый участок повышенного давления между обратным клапаном и задвижкой. Следовательно, волна будет осуществлять движения от одного конца к другому, при этом постепенно затухая, так как это колебательный процесс. Но давление может установиться на совершенно другом уровне, отличным от давления перекачки (рисунок 1.3).

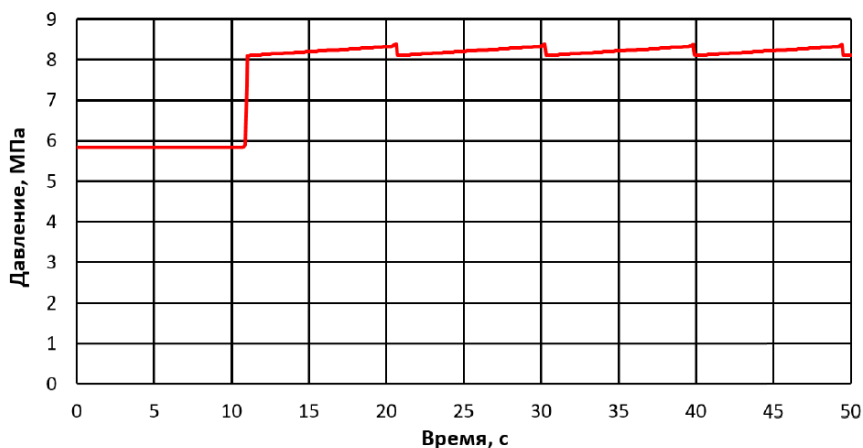


Рисунок 1.3 – График записи ударного давления

Данная причина является опасной, так как высокое давление может сохраняться довольно долго. Следовательно, необходимо предотвратить это различными неэнерго- и нересурсоемкими способами.

Также к причинам повышения давления следует отнести:

- аварийные отключения электроэнергии, короткие замыкания;
- ошибки персонала;
- сбои в системе управления.

1.2 Способы предотвращения повышения давления в трубопроводе

В настоящее время существует множество различных способов предотвращения гидравлических ударов как в магистральном транспорте нефти и нефтепродуктов, так и на различных технологических объектах хранения и транспорта, т.е. которые предотвращают повышение давления на технологических трубопроводах.

В основном используют:

- плавное изменение расхода в нефтеперекачивающей системе;
- системы автоматического регулирования давления (САРД);
- системы сглаживания волн давления (ССВД);
- гидропневматические аккумуляторы;
- различные компенсаторы;
- демпфирующие устройства – стабилизаторы давления.

1. Обеспечение плавного изменения расхода

Данный метод осуществляется путем плавного закрытия задвижки или плавного пуска и остановки насосов, когда повышение давления может возникнуть из-за отсекающей задвижки или НПС соответственно.

Если задвижка будет медленно закрываться, то считают, что гидравлический удар будет непрямым, так как фаза гидроудара будет намного больше, чем время закрытия запорного органа. А следовательно, повышение давления будет намного меньше. Но так как магистральный нефтепровод – это длинный участок, фаза гидроудара может быть долгой по времени, и тогда плавное закрытие не имеет никакого смысла. Поэтому его используют на участках небольшой протяженности.

2. САРД

Система автоматического регулирования давления обеспечивает регулирование давления на входе НПС не ниже заданного значения и на выходе НПС не выше заданного значения. Для этого пользуются следующими средствами:

- производят перепуск жидкости из линии нагнетания в линию всасывания;
- управляют задвижками (дросселирование);
- регулируют скорость работы насоса.

Недостаток данного метода – большие потери энергии во время регулирования переходных процессов.

3. ССВД

ССВД разработана специально для того, чтобы защищать магистральный нефтепровод от гидравлических ударов, которые могут возникать, в том числе, при неисправностях насосов. Она действует совершенно автоматически и позволяет вручную на месте отрегулировать допустимую скорость нарастания давления.

ССВД сбрасывает жидкость из трубопровода в подземный резервуар сброса. Скорость потока сбрасываемой жидкости регулируется таким образом, чтобы обеспечить скорость нарастания давления, соответствующую заданным настройкам.

Основные ССВД, используемые для предотвращения повышения давления, это ССВД «Daniel» и ССВД «Аркрон», основными элементами которых являются сбросные клапаны «Danflo» и «Flexflo» соответственно (рисунок 1.4).

5. Компенсаторы

Рассмотрим компенсаторы на примере наиболее часто встречающихся – сильфонных (рисунок 1.6). Данный вид компенсаторов защищает не только от перепадов давлений и пульсаций, но также от температурных деформаций, несоосности деталей. Также возможно гашения гидравлического удара.

Достоинства:

- легкость и удобство монтажа;
- большой срок эксплуатации.

Но недостатком данного способа является то, что при достаточно сильном превышении давления, как показывает практика, сильфонные компенсаторы теряют свою упругость и не могут прийти в изначальное положение, тем самым приходя в негодность.



Рисунок 1.6 – Сильфонный компенсатор

6. Стабилизаторы давления

Согласно ГОСТ Р 54086-2010 [2], Стабилизаторы давления (СД) – это устройства, предназначенные для гашения гидравлических ударов, провалов давления и вибраций, возникающих в трубопроводной системе, путем диссипации энергии колебаний рабочей среды, упругодемпфирующего воздействия на нее в демпфирующих камерах. Устройство СД представлено на рисунке 1.7.

Когда в трубопроводе повышается давление или происходит гидравлический удар, в СД жидкость перетекает через отверстия перфорации в демпфирующую камеру, в результате чего изменяется давление в гидравлической полости демпфирующей камеры.

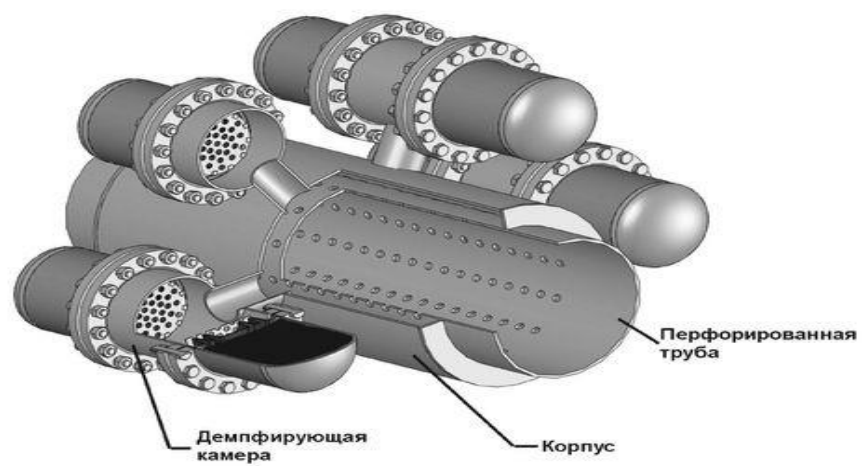


Рисунок 1.7 – Устройство стабилизатора давления

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Краткая характеристика объекта

2.1.1 Технологическая характеристика

Комплекс перевалки 2,5 млн.т. в год стабильного газового конденсата Сургутского ЗСК в ж/д транспорт размещается на территории Сургутской нефтебазы. Сургутская нефтебаза является действующим производственным объектом и выполняет прием, хранение и перевалку стабильного газового конденсата производства Сургутского завода стабильного конденсата (ЗСК).

База представляет собой действующее предприятие с застроенной территорией, введена в эксплуатацию в 1983 году.

Территория нефтебазы находится в центральной части Западно-Сибирской низменности на правом берегу р. Обь, в 27 км западнее г. Сургута Тюменской области.

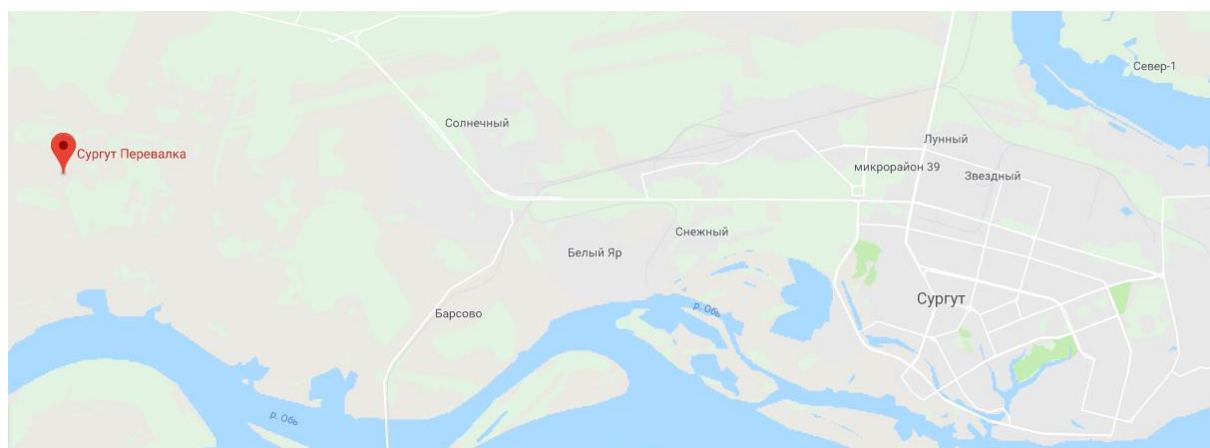


Рисунок 2.1 – Расположение ООО «Сургут Перевалка»

Комплекс перевалки ООО «Сургут Перевалка» подразделяется на две зоны: опасный производственный объект (ОПО) «База товарно-сырьевая» и ОПО «Площадка нефтебазы по хранению и перевалке газового конденсата стабильного в ж/д транспорт» (далее ЦСН).

Основным технологическим процессом ЦСН является прием, хранение и отгрузка КГС в вагон цистерны. Ввод объекта в эксплуатацию в 2012г. [3]

Проектная перевалочная мощность составляет 2,5 млн. т в год стабильного газового конденсата (далее КГС).

ЦСН включает в себя:

- коммерческий узел учета СИКНП СК, предназначенный для индикации, регистрации и архивирования данных о количестве принятого в резервуарный парк КГС;
- двустороннюю ж/д эстакаду под навесом для налива газового конденсата на шестьдесят наливных постов;
- резервуарный парк газового конденсата (шесть РВС по 5000 м³);

- технологическую насосную;
- установку утилизации ЛУФ при наливке газового конденсата;
- аварийную емкость для слива газового конденсата $V = 63 \text{ м}^3$;
- противопожарную насосную станция;
- два противопожарных резервуара $V = 1000 \text{ м}^3$;
- резервуар технической воды $V = 1000 \text{ м}^3$;
- железнодорожные весы (динамические) ВВЭ-СД-120Т.1 - оборудование,

предназначенное для определения количества отгруженного КГС в цистерны прямым методом динамических измерений. Отображает и регистрирует массу тары вагона- цистерны в процессе подачи под эстакаду и массу брутто вагона-цистерны в процессе уборки; [3]

- канализационную насосную станцию для перекачки загрязненных дождевых вод;
- систему очистки производственных и дождевых сточных вод.

Во вспомогательной зоне размещаются:

- здание пожарного депо IV типа;
- административно-бытовой корпус;
- анализаторная со складом арбитражных проб;
- котельная;
- ремонтно-механический цех;
- система очистки бытовых сточных вод.

Стабильный газовый конденсат (КГС) из резервуарного парка подается на эстакаду налива насосами, расположенными в технологической насосной. Диаметр условный напорного коллектора – 600 мм. Производительность подачи КГС – 2000 м³/ч.

На каждом стояке налива установлены электроприводные отсечные клапаны. При падении напряжения в электросети происходит одновременное закрытие всех шестидесяти отсечных клапанов и отключение насосов, подающих КГС на эстакаду налива, что может вызвать гидроудар в напорном коллекторе.

2.1.2 Климатическая характеристика

Согласно карте А.1 СП 131.13330 [4] г.Сургут относится к I климатическому району, подрайону I Д.

Климат района - континентальный с умеренно-холодной зимой продолжительностью – со второй половины октября до середины апреля и сравнительно коротким и умеренно тёплым летом. Весна в Сургуте гораздо прохладнее, чем осень.

Преобладающее направление ветра холодного периода года юго-западное, тёплого периода года - северное. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 4,5-5,3 м/с.

Климатические параметры теплого и холодного периодов представлены согласно пунктам 3 и 4 СП 131.13330. [4]

Средняя годовая температура воздуха составляет $-3,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Наиболее холодным месяцем в году является январь: со среднемесячной температурой воздуха $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$, с абсолютный минимум составлял $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет $+16,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум – $+34\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Продолжительность теплого и холодного периодов составляет соответственно 7 и 5 месяцев. Расчетная температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет $-43\text{ }^{\circ}\text{C}$, с обеспеченностью 0,98 – $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$; температура воздуха тёплого периода обеспеченностью 0,95 составляет $+19,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, обеспеченностью 0,98 – $+23,6\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Температура почвы связана с температурой воздуха. Наиболее низкая среднемесячная температура поверхности почвы наблюдается в январе, наиболее высокая – в июле. С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность. Нормативная глубина сезонного промерзания почвы составляет 220...330 см.

Распределение осадков в течение года неравномерное. Большая часть выпадает в теплый период года (467 мм), за холодный период года - 209 мм. Самое большое количество осадков приходится на весну и осень. Лето довольно засушливое, но периодически случаются ливневые дожди с грозами.

Устойчивый снежный покров образуется с конца октября по начало мая. Максимальной высоты снежный покров достигает в феврале, марте. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 142 см. Реки замерзают и покрываются прочным слоем льда к концу ноября.

Наибольшая среднемесячная относительная влажность воздуха наблюдается в зимний период (79 %), наименьшая – в теплый период года (70 %). Среднее годовое парциальное давление водяного пара, содержащегося в воздухе, составляет 5,7 гПа, в течение года оно изменяется от 1,2 гПа в январе, до 13,6 гПа в июле.

- Облачность. В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается сто семьдесят шесть пасмурных дней, сто пятьдесят девять облачных и тридцать три ясных.

- Туманы. За год среднее количество дней с туманами составляет двадцать один.

- Метели. В среднем в году наблюдается тридцать один день с метелью.

- Грозы. В среднем за год наблюдается шестнадцать дней с грозой.

2.1.3 Сейсмическая характеристика

В тектоническом отношении территория приурочена к Западно-Сибирской плите, имеющей двухъярусное строение: нижний ярус-фундамент плиты и верхний ярус-мезокайнозойский платформенный чехол.

Согласно инженерно-геологическому районированию Западно-Сибирская плита рассматривается как инженерно-геологический регион первого порядка, который подразделён (по особенностям рельефа) на шесть инженерно-геологических областей первого порядка.

Исследуемая территория отнесена к пятой инженерно-геологической области первого порядка (область крупных речных долин, сложенных аллювиальными верхнечетвертичными отложениями), по особенностям геологического и геоморфологического строения – к долине Оби (инженерно-геологической области второго порядка). Долина Оби – ступенчатая аккумулятивная равнина, сложенная верхнечетвертичными и современными отложениями.

Абсолютные отметки поверхности земли (по устьям выработок) составляют 35,57...40,05 м.

В геологическом строении участка на исследуемую глубину (до 20 м) принимают участие отложения четвертичной системы: неоплейстоценовые аллювиальные отложения второй надпойменной террасы Оби (аQ III), представленные мелкими водонасыщенными песками.

С поверхности природные образования частично перекрыты техногенными (насыпными) грунтами, мощностью 0,8...3,0 м.

В инженерно-геологическом разрезе участка изысканий выделен один инженерно – геологический элемент (ИГЭ) и один слой:

Слой представляет собой насыпной грунт: песок серовато-бурый мелкий однородный, с включением опилок и почвенно-растительного слоя; встречен с поверхности мощностью 0,8...2,0 м на площадке и 3,0 м на участке железной дороги. На период изысканий грунт до глубины 2 м находился в мёрзлом состоянии.

ИГЭ представляет собой песок серый мелкий однородный, насыщенный водой, средней плотности, прослойками плотный, в интервале глубин 10,0...13,0 м с тонкими прослойками мягкопластичного суглинка. Встречен грунт повсеместно и полностью не вскрыт, вскрытая мощность составила 3,0...20,0 м. По материалам «ВОСТОК-БУРВОД» (разведочно-эксплуатационные скважины) мощность песков на площадке составляет около 40,0 м.

Грунты выше уровня подземных вод не засолены, не агрессивны по отношению к бетону и арматуре железобетонных конструкций, на конструкции из углеродистой стали грунты ниже и выше уровня подземных вод - слабоагрессивны.

По результатам лабораторных определений коррозионная агрессивность грунтов до глубины 6,0 м по отношению к углеродистой и низколегированной стали средняя.

На исследуемой площадке встречены грунты, согласно СП 11-105-97, Часть III, обладающие специфическими свойствами: техногенные. [5]

Гидрогеологические условия. На проектируемом участке в пределах изученной глубины (20 м) встречены подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта. Воды, встреченные на период бурения на глубине 0,3...2,7 м, на абсолютных отметках 33,29...38,62 м, относятся к типу поровых, безнапорных (грунтовых) и приурочены к мелким пескам. Относительный водоупор не вскрыт; вскрытая мощность водоносного горизонта составила 3,3...19,4 м.

Тип режима подземных вод – террасовый, способ питания, преимущественно, инфильтрационный, в связи с чем уровень подвержен сезонным и годовым колебаниям.

По результатам многолетних наблюдений за режимом подземных вод максимальный уровень подземных вод следует ожидать в мае, минимальный – в марте. Средняя годовая амплитуда колебания уровня на данном геоморфологическом элементе примерно в среднем составляет 1,2 м. Уровень подземных вод в период максимума следует ожидать на отметках, близких к поверхности земли.

Геологические и инженерно-геологические процессы. Согласно СП 11-105-97, часть II из опасных геологических процессов на исследуемой территории отмечается подтопленность подземными водами: уровень подземных вод в период максимума ожидается на отметках, близких к поверхности земли. [6]

Грунты в зоне сезонного промерзания и в открытых котлованах, траншеях подвержены воздействию сил морозного пучения. При промерзании они способны увеличиваться в объеме, что сопровождается подъёмом поверхности грунта и развитием сил морозного пучения, действующих на конструкции сооружений. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка.

Согласно карте общего сейсмического районирования территории РФ сейсмичность в г. Сургуте составляет 5 баллов, участок строительства к сейсмоопасным не относится. По подтоплению подземными водами и по сейсмичности территория изысканий относится к умеренно опасной.

2.2 Обоснование для проведения технического перевооружения.

Двух сторонняя эстакада налива стабильного газового конденсата в вагон-цистерны состоит из 60 наливных стояков диаметром 100 мм (по 30 стояков на сторону), каждый из которых оборудован электромагнитным клапаном. Время закрытия электромагнитного клапана 4 сек.

По длине эстакады наливной коллектор оборудован сильфонными компенсаторами. Одновременно наливается от 15 до 60 цистерн.

Инцидент, при котором произошел гидроудар:

При наливке 60 вагонов-цистерн (в работе было 2 насоса, налив происходил с двух РВС) произошло одновременное закрытие электромагнитных клапанов на всех 60 станциях из-за сбоя в эл. снабжении, что привело к возникновению гидроудара.

Последствия:

Деформация до 50 мм. всех сильфонных компенсаторов на основном коллекторе, коллектор соскочил с опор на СНЭ, деформация площадки обслуживания секующих задвижек на СНЭ, смещение основного коллектора на технологической эстакаде от технологической насосной до СНЭ.

Технологическое решение:

Для предотвращения возникновения гидравлического удара в трубопроводе подачи SGK на эстакаду налива предлагается монтаж демпфирующего устройства – стабилизатора давления СДГ 16-600-8 производства ООО «ЭКОВЭЙВ Технологии» с общим объемом демпфирующих камер 1,2 м³ (8 демпфирующих камер).

Предложение по установке стабилизатора давления основано на следующих достоинствах данного способа противоаварийной защиты трубопровода и оборудования:

1. СД монтируется путем врезки в трубопровод, в отличие от гидропневматического аккумулятора, для которого необходимо выделение территории для установки, монтаж отвода от трубопровода до аккумулятора. Также для гидропневматического аккумулятора необходим монтаж специальной системы подвода воздуха или инертного газа, вследствие его растворения;

2. СД практически не требуют обслуживания в процессе эксплуатации, только визуально-измерительный контроль;

3. Стабилизатор давления работает в автоматическом режиме, то есть он не потребляет никакую энергию извне;

4. Полная герметичность из-за отсутствия регулирующих механизмов управления. Следовательно, отсутствие потерь рабочей среды;

5. Быстродействие (менее 0,005 сек.).

Чертеж стабилизатора давления представлен в графическом приложении ВКР-23.01.03.01.

Чтобы понять, насколько необходима нам установка каких-либо устройств, предотвращающих возникновение гидравлического удара и любых пульсаций давления, нужно провести расчет максимального повышения давления при гидравлическом ударе.

2.2.1 Расчет теплофизических свойств КГС

Расчеты выполняются в соответствии с учебником [7].

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета		
Параметр	Обозначение	Значение
Плотность нефти при 20°C	ρ_{293} , кг/м ³	755
<i>Для определения кинематического коэффициента вязкости</i>		
Вязкость нефти при 20°C	ν_{20} , мм ² /с	0,982
Вязкость нефти 50°C	ν_{50} , мм ² /с	0,775
Температура	t_1 , °C	20
Температура	t_2 , °C	50
<i>Условия течения стабильного конденсата</i>		
Температура	t , °C	25

1. Температура, К:

$$T_i = t_i + 273, \quad (2.1)$$

где t_i – температура в градусах Цельсия.

$$T = 25 + 273,14 = 298 \text{ K};$$

$$T_1 = 20 + 273,14 = 293 \text{ K};$$

$$T_2 = 50 + 273,14 = 323 \text{ K}.$$

2. Плотность КГС при расчетной температуре, кг/м³:

Температурная поправка:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (2.2)$$

где ρ_{293} - плотность КГС при 20 градусах цельсия, кг/м³.

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 755 = 0,832 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}.$$

Плотность:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (2.3)$$

где T – расчетная температура, °C.

$$\rho_T = 755 + 0,832 \cdot (293 - 298) = 750,9 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Также пользуются формулой Менделеева (2.4) для определения изменения плотности вместо формул (2.2), (2.3):

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p \cdot (T - 293)}, \quad (2.4)$$

где β_p - коэффициент объемного расширения, который равен $0,001098 \text{ K}^{-1}$ для плотностей 750-759 кг/м³.

$$\rho_T = \frac{755}{1 + 0,001098 \cdot (298 - 293)} = 750,9 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

3. Теплоемкость КГС определяется по формуле Крето, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$:

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T). \quad (2.5)$$

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{755}} \cdot (762 + 3,39 \cdot 298) = 2035,5 \frac{Дж}{кг \cdot К}.$$

4. Теплопроводность КГС определяется по формуле Крето-Смита, $\frac{Вт}{м \cdot К}$:

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T). \quad (2.6)$$

$$\lambda_n = \frac{156,6}{755} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 298) = 0,18 \frac{Вт}{м \cdot К}.$$

5. Коэффициент температуропроводности, $м^2/ч$:

$$a = \frac{\lambda_n}{C_p \cdot \rho_T} \cdot 3600. \quad (2.7)$$

$$a = \frac{0,18}{2035,5 \cdot 750,9} \cdot 3600 = 0,000424 \text{ м}^2 / \text{ч}.$$

6. Кинематический коэффициент вязкости КГС определяется по формуле Вальтера (2.8):

$$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = a + b \cdot \lg T, \quad (2.8)$$

где a, b – эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам (14), (15):

$$b = \frac{\lg \left(\frac{\lg \nu_{20} + 0,8}{\lg \nu_{50} + 0,8} \right)}{\lg \frac{T_1}{T_2}}, \quad (2.9)$$

где ν_{20}, ν_{50} – кинематические коэффициенты вязкости при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно, которые были определены по ГОСТ 33-2000, сСт;

$$a = \lg [\lg (\nu_{20} + 0,8)] - b \cdot \lg T_1. \quad (2.10)$$

Тогда кинематический коэффициент вязкости равен:

$$\nu_T = 10^{10^{a+b \cdot \lg T}} - 0,8. \quad (2.11)$$

$$b = \frac{\lg \left(\frac{\lg 0,982 + 0,8}{\lg 0,775 + 0,8} \right)}{\lg \frac{293}{323}} = -2,468;$$

$$a = \lg [\lg (0,982 + 0,8)] - b \cdot \lg 293 = 5,485;$$

$$v_T = 10^{10^{5,485-2,468 \lg 298}} - 0,8 = 0,94 \text{ мм}^2 / \text{с}.$$

7. Динамический коэффициент вязкости:

$$\mu = v_T \cdot \rho_T. \quad (2.12)$$

$$\mu = 0,94 \cdot 10^{-6} \cdot 750,9 = 0,706 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

2.2.2 Расчет максимально возможного повышения давления при гидроударе

Таблица 2.2

Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Значение
Наружный диаметр трубопровода	D_y , мм	630
Сталь трубопровода	-	09Г2С
Толщина стенки	δ , мм	8
Производительность насоса	Q_n , м ³ /ч	1000
Количество насосов	N , шт.	2
Соединение насосов	-	параллельное
Скорость звука в жидкости при условиях перекачки (принять по данным расчета термодинамических показателей конденсата по программе SP6)	ω , м/с	1051
Модуль упругости материала стенки трубы	E , Па	$2 \cdot 10^{11}$
Давление рабочее	p_n , МПа	0,6
Длина трубопровода	L , м	800

1. Скорость жидкости определяется по формуле (2.13):

$$v_1 = \frac{4 \cdot Q_c}{3600 \cdot \pi \cdot D_{вн}^2}, \quad (2.13)$$

где Q_c – расход, определяемый как сумма производительностей насосов (так как соединение насосов параллельное), м³/ч:

$$Q_c = n \cdot Q_n, \quad (2.14)$$

где n – количество работающих насосов, шт;

Q_n – производительность одного насоса, м³/ч;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, определяемый по формуле (2.15), м:

$$D_{вн} = D_y - 2 \cdot \delta, \quad (2.15)$$

где D_y – номинальный диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки трубопровода, м.

$$Q_c = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

$$D_{вн} = 0,63 - 2 \cdot 0,008 = 0,614 \text{ м};$$

$$v_1 = \frac{4 \cdot 2000}{3600 \cdot \pi \cdot 0,614^2} = 1,88 \text{ м/с}.$$

2. Максимальное повышение давление при гидроударе определяется по формулам (1.1)

– (1.3):

$$k = 750,9 \cdot 1051^2 = 8,3 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

$$c = \sqrt{\frac{1}{750,9 \cdot \left(\frac{1}{8,3 \cdot 10^8} + \frac{0,614}{0,008 \cdot 2 \cdot 10^{11}} \right)}} = 915,6 \text{ м/с};$$

$$\Delta p = 750,9 \cdot 1,88 \cdot 915,6 = 1,29 \text{ МПа}.$$

3. Максимальное давление в трубопроводе при гидроударе определяется по формуле

(1.4):

$$p_{\max} = 0,6 + 1,29 = 1,79 \text{ МПа} = 17,9 \text{ кг/см}^2.$$

4. Найдем фазу гидроудара по формуле (1.5):

$$T = \frac{2 \cdot 800}{915,6} = 1,75 \approx 2 \text{ с}.$$

2.2.3 Гидравлический расчет трубопровода

Рассмотрим гидравлический расчет трубопровода, чтобы определить потери напора при перекачке стабильного газового конденсата из технологической насосной на СНЭ.

1. Средняя скорость течения перекачиваемой жидкости определяется по формуле

(2.13).

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (2.16)$$

где ν - кинематическая вязкость конденсата, определенная по формуле (2.11), м²/с.

$$Re = \frac{1,88 \cdot 0,63}{0,94 \cdot 10^{-6}} = 1260000.$$

3. Значение переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 определяются по формулам:

$$Re_1 = \frac{10}{k}; \quad (2.17)$$

$$Re_2 = \frac{500}{\bar{k}}, \quad (2.18)$$

где k - относительная шероховатость трубы, определяемая по формуле (2.19):

$$\bar{k} = \frac{k_s}{d_{\text{вн}}}, \quad (2.19)$$

где k_s – эквивалентная шероховатость стенки трубы, равная 0,2 мм.

$$\bar{k} = \frac{0,2 \cdot 10^{-3}}{0,63} = 0,000317;$$

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,000317} = 31546;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{0,000317} = 1577287.$$

Таким образом, имеет место турбулентный режим в зоне смешанного трения ($\text{Re}_1 < \text{Re} < \text{Re}_2$), для которого коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \bar{k} \right)^{0,25}. \quad (2.20)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{1260000} + 0,000317 \right)^{0,25} = 0,0153.$$

4. Потери энергии по длине определяются по формуле Дарси:

$$\Delta h_l = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2.21)$$

где l – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр, м.

$$\Delta h_l = 0,0153 \cdot \frac{800}{0,63} \cdot \frac{1,88^2}{2 \cdot 9,81} = 3,5 \text{ м.}$$

5. Потери энергии на местное сопротивление определяются по формуле Вейсбаха:

$$\Delta h_m = \zeta \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2.21)$$

где ζ - коэффициент местного сопротивления.

По длине трубопровода встречаются следующие местные сопротивления (таблица 2.3):

Таблица 2.3

Местные сопротивления

Тип местного сопротивления	Количество	ζ
Задвижка	1	0,15
Поворот под 90°	4	0,3

$$\Delta h_m = (0,15 + 4 \cdot 0,3) \cdot \frac{1,88^2}{2 \cdot 9,81} = 0,24 \text{ м.}$$

6. Потеря напора на преодоление силы тяжести:

$$\Delta z = z_{\text{ст}} - z_{\text{нас}}, \quad (2.22)$$

где $z_{нас}$, $z_{эст}$ - геодезические отметки насосной и сливо-наливной эстакады, которые равны 41 и 43,5 м соответственно;

$$\Delta z = 43,5 - 41 = 2,5 \text{ м.}$$

7. Полные потери напора в трубопроводе:

$$H_{полн} = \Delta h_m + \Delta h_l + \Delta z. \quad (2.23)$$

$$H_{полн} = 0,24 + 3,5 + 2,5 = 6,24 \text{ м.}$$

Полные потери напора после установки стабилизатора давления будут идентичные, поскольку он полнопроходный, то есть он выполняется того же внутреннего диаметра, что и трубопровод-коллектор. Следовательно, будут отсутствовать местные сопротивления, а в связи с этим и потери на трение. Это еще одно преимущество стабилизатора давления перед другими устройствами, предотвращающими возникновение волн давления.

При закрытии электромагнитного клапана давление возрастает в 3,5 раза. Это довольно большое значение для технологических трубопроводов. Следовательно, существует необходимость в установке оборудования, предотвращающего гидравлический удар и любые пульсации давления.

2.3 Работы по реализации технического решения

2.3.1 Подготовительные работы

Перед монтажом СД необходимо провести некоторые подготовительные мероприятия:

- определить место установки стабилизатора давления;
- определить условия производства работ и обозначить территорию для проезда к трубопроводу;
- отключить трубопровод от системы;
- провести опорожнение трубопровода от КГС;
- произвести промывку и продувку трубопровода;
- удалить изоляционный слой;
- подготовить площадки под сбор отходов, строительный мусор и демонтированные части трубопровода;
- произвести демонтаж участка трубопровода.
- доставка СД к месту монтажа.

Ввиду застроенности территории ЦСН было принято решение установить СДГ 16-600-8 на основном коллекторе по направлению двухсторонней эстакады налива КГС. При этом осуществляется защита основного коллектора и оборудования только в направлении эстакады налива КГС и защита самих насосов от обратного гидроудара.

Место предполагаемого монтажа представлено на фрагменте технологической схемы в графическом приложении ВКР – 21.03.01.02

Задвижку №58 необходимо закрыть, чтобы отключить основной коллектор. Перед проведением демонтажа необходимо опорожнить трубопровод от конденсата с помощью имеющейся дренажной системы. Затем необходимо провести промывку трубопровода водой. Жидкость должна двигаться со скоростью 1-1,5 м/с. Затем необходимо снова опорожнить трубопровод от воды и слить ее в сеть промышленной канализации.

Продувка воздухом осуществляется при рабочем давлении (0,6 МПа) продолжительностью 10 мин.

Непосредственно перед самим демонтажом необходимо снять изоляционный и покровный слой. После получения разрешения на производство огневых работ можно приступать к демонтажу трубопровода. В таблице 2.4 представлено какие трубопроводы подвергаются демонтажу и в каком количестве.

Таблица 2.4

Демонтажная ведомость

№	Наименование работ	Ед. изм.	Количество
<i>Демонтаж трубопроводов (в металлолом):</i>			
1.	Демонтаж коллектора Ду 600	м.	4
	Демонтаж пенопровода Ду 150	м.	13
<i>Демонтаж трубопроводов (на перемонтаж):</i>			
2	Демонтаж трубы на УРП Ду 80	м.	6
	Демонтаж воздушника Ду 20	м.	0,4
<i>Демонтаж задвижек (на перемонтаж):</i>			
3	Ду 150	шт.	1
	Ду 80	шт.	1
	Ду 20	шт.	1
<i>Продолжение таблицы 2.4</i>			
<i>Демонтаж изоляции:</i>			
4	Изоляция (утилизировать)	м ³	1,4
	Покровный слой (на склад)	м ³	19,2

По плану необходимо произвести демонтаж 4 метров трубопровода коллектора для монтажа стабилизатора давления. Демонтаж труб диаметром 150 и 80 производят для того, чтобы была возможность подъехать ближе к месту монтажа для установки СДГ.

После демонтажа утилизировать изоляционный слой в специальных контейнерах, сдать ненужные трубы в металлолом.

Доставка СД к месту монтажа осуществляется путем перемещения с помощью автокрана марки КС-45717К-1Р «Ивановец», так как стабилизатор – крупногабаритное устройство.

Масса СДГ 16-600-8 равна 4500 кг. Даже не проводя расчет на прочность и устойчивость после монтажа можно понять, что конструкция не выдержит (приложение 1,2).

Следовательно, необходимо устанавливать дополнительные опоры для СДГ (рисунок 2.2). Предусматривается установка фундаментной плиты и двух двутавров 20Б1 длиной 1000 мм. Чертеж представлен в графическом приложении ВКР–21.03.01.03.

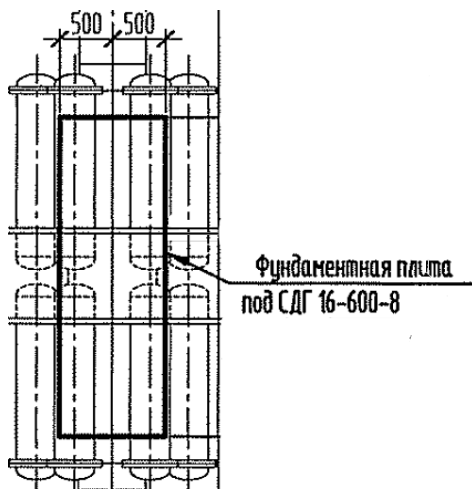


Рисунок 2.2 – Расположение фундаментной плиты

2.3.2 Сварочно-монтажные работы

Весь технологический процесс сварочно-монтажных работ производится согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [8].

План монтажных работ представлен в графическом приложении ВКР–21.03.01.04. Согласно нему необходимо произвести монтаж СДГ 16-600-8, трубы пенопровода Ду150, трубы подачи КГС на УРП Ду 80, а также произвести перемонтаж задвижек Ду150, Ду 80 и воздушника Ду 20.

Сварочно-монтажные работы включают себя:

- укладку фундаментной плиты и двутавров;
- постановку СДГ 16-800-8 на фундаментную плиту;
- подготовку кромок для сварки;
- сборку стыков;
- прихватку стыков трубопроводом;
- сварку стыков трубопроводов.

Подготовка кромок под сварку производится для стыковых соединений по типу С17 и угловых соединений по типу У19 в соответствии с ГОСТ 16037-80 [9] (рисунки 2.3, 2.4). Соединение С17 необходимо для сварки встык технологических трубопроводов и стабилизатора давления, а У17 – для сварки воздушника Ду 20. Также производится очистка кромок от окалины, масла, ржавчины, краски до металлического блеска для предотвращения непровара.

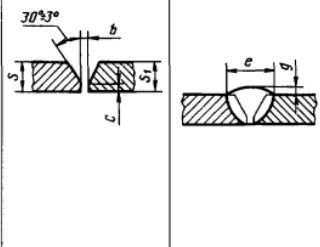

Размеры, мм												
Условное обозначение сварного соединения	Конструктивные элементы и размеры		Способ сварки	$s = s_1$	b		c		e		g	
	подготовленных кромок свариваемых деталей	сварного шва			Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.
C17			ЗП; ЗН; Р; Г	3	1,0	0,5	+0,5	7	+2	1,5	+1,5	-1,0
				4				8				
				5				9				
				6	1,5	0,5	+0,5	11	+3			
				7				12				
				8	1,0	±0,5	13	+4				
				10			16					
			12	18								
			ЗП; ЗН; Р	14	2,0	1,5	21	+6	2,0	+2,0	-1,5	
				16			23					
				18	+1,5	1,5	26					
				20			28					

Рисунок 2.3 – Сварное соединение C17 [9]

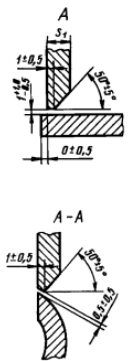
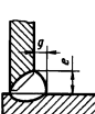
Условное обозначение сварного соединения	Конструктивные элементы и размеры		Способ сварки	s_1	e		g +2	
	подготовленных кромок свариваемых деталей	сварного шва			Но-мн.	Пред. откл.		
У19			ЗП; ЗН; Р	4	8	+2	3	
				5	10			
				6	11			
				8	14	+3		
				10	16	+4		
				12	19			
				14	22	+5		
				16	24	+6		5
				18	26			
				20	28			
22	30							
25	33							

Рисунок 2.4 – Сварное соединение У19 [9]

Сварка будет производиться встык ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А при катете шва равному минимальной толщине стенки между свариваемыми элементами. Данный тип электрода согласно ГОСТ 9467-75 применяется для углеродистой и низколегированной стали. Сталь трубопроводов и СДГ – 09Г2С, которая является низколегированной сталью с хорошей свариваемостью как с подогревом, так и без подогрева.

После подготовки кромок необходимо собрать стык, т.е. обеспечить правильное взаимное положение свариваемых труб или оборудования (соосность). Допустимое отклонение, при котором свариваемые детали будут считаться соосными – не более 1,5 мм на расстоянии 200 мм от стыка (определяется линейкой) [10].

Количество прихваток для одного стыка равно для труб Ду 80, Ду 20 равно двум, Ду150 - трем, Ду 600 – четырем при длине прихватки 2-2,5 толщины стенки, но не менее 15 мм. и высоте 0,4-0,5 толщины стенки [10].

После проведения сварки необходимо очистить сварные швы от окалины, загрязнений, брызг металла.

2.3.3 Контроль качества работ

Контроль качества работ включает в себя:

- производственный контроль качества;
- контроль качества сварных соединений;
- проведение испытаний на плотность, прочность и герметичность/

При производственном контроле качества отслеживается выполнение работ согласно проектной документации, соблюдение требований НТД, выполнение требования по охране труда и технике безопасности.

Операционный контроль качества должен производиться мастером ЦСН в ходе выполнения работ. Данный вид контроля выполняется при выполнении сварочных, изоляционных, монтажных работ и испытаний на прочность и герметичность трубопровода.

Контроль качества сварных соединений проходит в несколько этапов:

- визуально-измерительный контроль (ВИК) и измерения;
- контроль неразрушающими методами [8].

ВИК подвергаются все сварные швы после очистки на длину не менее 20 мм. от сварного шва. После ВИК определяют наихудшие сварные швы, по мнению дефектоскопистов. Число сварных швов, которые должны контролироваться неразрушающими методами контроля (ультразвуковым или радиографическим), для трубопроводов, которые перекачивают КГС – 2% от числа сварных швов, для пенопровода – 0% (хватает операционного контроля).

При нахождении дефектов, их необходимо сразу же устранять. Если обнаруживается дефект при проверке сварных швов неразрушающими методами, то начинается перепроверка сварных швов неразрушающими методами в два раза большем объеме (4%) [8].

После монтажа стабилизатора давления и трубопроводов, проведения контроля качества сварных соединений необходимо полностью осмотреть трубопровод (провести визуальный осмотр), а затем проверить трубопровод на прочность, плотность и герметичность вместе с СДГ 16-600-8 [8].

При визуальном осмотре необходимо проверить соответствие смонтированного трубопровода проектной документации, окончание всех работ, включая врезку воздушников и дренажных линий. Затем можно начинать гидравлическое испытание на прочность и плотность. Это испытание лучше всего проводить в весенне-летний период (май – сентябрь).

Перед началом испытаний необходимо отключить участок трубопровода, где производился монтаж, заглушками. Пробное давление рекомендуется определять по формуле:

$$P_{np} = 1,25 \cdot P \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]}, \quad (2.24)$$

где P — расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ — допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С, МПа;

$[\sigma]_t$ — допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре, МПа.

В общем случае принимается пробное давление должно быть не менее 1,25 давления расчетного. Воду под таким давлением выдерживают в течение 15 минут, затем снижают до расчетного, осматривают трубопровод, снова поднимают до пробного давления и еще выдерживают 5 минут, затем эта процедура повторяется снова, пока не осмотрят всю зону монтажа.

Затем так же, как и в самом начале работ, необходимо выполнить промывку и продувку воздухом трубопровода. Воду сбросить в промышленную канализацию.

Согласно ГОСТ 32569-2013 основной коллектор относится к трубопроводам Б(б), из-за того, что транспортирует КГС (4-й класс опасности) [11].

Для таких трубопроводов предусматривается проведение испытания на герметичность с определением падения давления во время испытания. Его проводят с помощью воздуха под давлением равным рабочему на протяжении 4 часов.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность рекомендуется определять по формуле:

$$\Delta P = \left(1 - \frac{P_{кон} \cdot T_{нач}}{P_{нач} \cdot T_{кон}} \right) \cdot 100\%, \quad (2.25)$$

где ΔP — падение давления, % от испытательного давления;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ — сумма манометрического и барометрического давления в начале и конце испытания, МПа;

$T_{нач}$, $T_{кон}$ — температура в трубопроводе в начале и конце испытания, К.

Давление и температуре есть среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний [8].

После испытания на герметичность необходимо очистить поверхность трубопровода от окалины, ржавчины, масла и подготовить поверхность трубопровода и оборудования под покраску.

Нанесение изоляции осуществляется в зависимости от того, изолирован ли трубопровод:

- для неизолированных трубопроводов (группа покрытий Ia, слабоагрессивная среда) один слой грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 и два слоя краски БТ-177 по ГОСТ 5631-79;

- для изолированных трубопроводов (группа покрытий Ia, слабоагрессивная среда) два слоя грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Для пенопровода предусмотрена тепловая изоляция, так как зимой возможны похолодания до -55 градусов. Она выполняется после испытания на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных дефектов.

В состав теплоизоляционных конструкций входит:

- основной теплоизолирующий слой, состоящий из минераловатных изделий;
- армирующие и крепежные детали;
- защитно-покровный слой из алюминия или алюминиевых сплавов;

Затем происходит приемка смонтированных трубопроводов, составление технической документации на эксплуатацию объекта.

Перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ:

- прием в монтаж труб, арматуры, деталей трубопроводов и оборудования;
- проверка технических свойств электродов;
- проверка внутренней части трубопроводов;
- сварка стыков трубопроводов и контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- испытание трубопроводов на прочность и плотность;
- испытание трубопроводов на герметичность;
- промывка и продувка трубопроводов;
- подготовка поверхностей под окраску;
- нанесение каждого слоя грунтовки и лакокрасочного покрытия;
- затяжка болтов (шпилек) оборудования и анкерных болтов на проектные усилия;
- готовность трубопроводов и оборудования к работам по устройству тепло/пароизоляции.

3 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

3.1 Характеристика условий и анализ потенциальных опасностей

3.1.1 Физико-географические и климатические условия района

Все физико-географические и климатические условия района проектируемых работ представлено выше в п. 2.1.

К наиболее возможным опасностям можно отнести сильные морозы и снегопады в осенне-зимний период времени. Максимальный минимум температуры достигает -55°C . Такие факторы влияют на людей и оборудование. Необходимо обеспечить весь персонал теплой одеждой и обувью, способных выдержать сильный мороз и предотвратить обморожение. Также необходимо иметь достаточно мощную котельную для прогрева всех административных и технологических помещений.

Во избежание охрупчивания материала оборудования, трубопроводов, а также замерзания жидкости на комплексе перевалки предусмотрено переносная паровая машина. Для предотвращения засыпания снегом технологического оборудования, находящегося на открытом воздухе, предусмотрены навесы.

3.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Согласно трудовому кодексу РФ охрана жизни и здоровья персонала – наиважнейшее направление государства в области охраны труда [12].

При техническом перевооружении трубопровода на работников могут действовать следующие опасные и вредные производственные факторы (ОПВФ), т.е. те факторы, воздействие которых могут нанести травму или привести к заболеванию [12]:

1. Разливы остатков стабильного газового конденсата (КГС) вследствие недостаточной продувки трубопровода или плохой герметизации, возможно испарение данного сырья;
2. Повышенное количество пыли и газа в рабочей зоне из-за сварочных, окрасочных, изоляционных работ;
3. Заостренные необработанные кромки во время монтажных работ;
4. Повышенный шум в рабочей зоне, связанный с работой машин и механизмов;
5. Повышенная температура оборудования и рабочей зоны. Это связано со сварочными работами (нагрев сварочного аппарата), антикоррозионными и изоляционными работами;
6. Движущие машины и механизмы (транспортировка, разгрузка материалов).

3.1.3 Динамика производственного травматизма

Согласно таблице №2 ФЗ № 116 [13] перевалочный комплекс относится к опасному производственному объекту (ОПО) III класса, так как количество стабильного газового конденсата на территории объекта менее 50 000 т.

Динамика травматизма определяется по годовому отчету Ростехнадзора за 2017 г. В 2017 году на опасных производственных объектах произошло 19 аварий, что на одну аварию больше, чем за тот же период 2016 года (рисунок 3.1).

Класс опасности	Количество аварий		Количество несчастных случаев	
	2016 г.	2017 г.	2016 г.	2017 г.
I класс опасности	12	13	7	10
II класс	3	3	2	2
III класс	3	2	2	
IV класс				
Без класса		1	1	
Всего:	18	19	12	12

Рисунок 3.1 - Распределение аварий и несчастных случаев на ОПО различных классов опасности в 2016-2017 гг. [14].

Финансовые потери от восстановления производства после аварий за 2017 год составили 419,5 млн. руб. Количество аварий с летальным исходом не изменилось в 2017 году по сравнению с 2016 годом (рисунок 3.2).

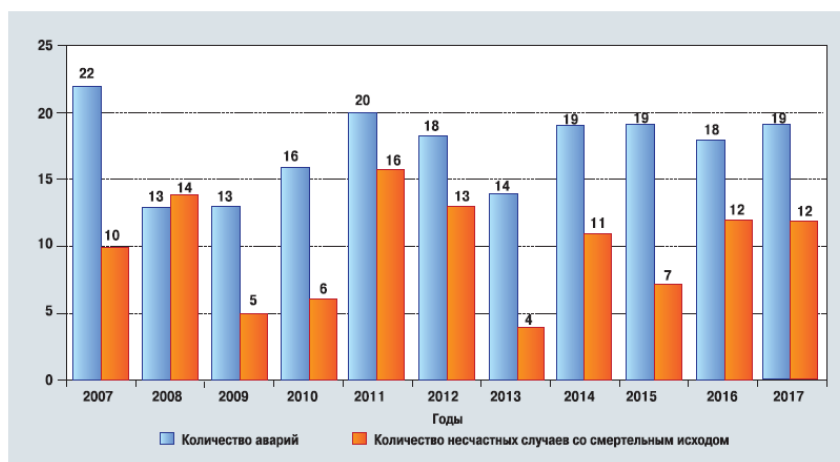


Рисунок 3.2 – Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом на ОПО в 2007–2017 гг. [14].

В 2017 году на ОПО, связанных с нефтепродуктообеспечением, почти 50 % связаны с пожарами, доля которых по сравнению с тем же периодом 2016 года возросла на 30 %. Снизилось количество аварий, связанных с выбросом опасных веществ, на 20%, и количество аварий, связанных со взрывом, на примерно на 13 % (рисунок 3.3) [14].

Виды аварий	Количество аварий				+/-
	12 мес. 2016 г.		12 мес. 2017 г.		
		%		%	
Взрыв	8	44,4	6	31,6	-2
Пожар	3	16,6	9	47,3	+6
Выброс опасных веществ	7	39	4	21,1	-3
Всего:	18	100	19	100	+1

Рисунок 3.3 – Распределение аварий по видам на ОПО в 2016–2017 гг. [14].

3.2 Обеспечение безопасности при проектируемых работах

3.2.1 Производственная санитария

Необходимо тщательно продувать трубопровод перед демонтажом, а также надежно герметизировать во время сварочно-монтажных работ, чтобы КГС не испарялся и не разливался. По ГОСТ 12.1.007 КГС относится к 4-му классу опасности. Контакт с КГС оказывает вредное воздействие на ЦНС, раздражает кожу, слизистые оболочки глаз и верхние дыхательные пути. [15];

При работе рассматривают ПДК вредных веществ КГС в воздухе рабочей зоны. ПДК КГС по углеродам алифатическим предельным $C_1 - C_{10}$ в пересчете на углерод - 900/300 мг/м³ (где 900 мг/м³ - максимальная разовая, а 300 мг/м³ - среднесменная ПДК). Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны осуществляют в соответствии с ГОСТ 12.1.005.

При превышении ПДК необходимо применять противогазы. При попадании жидкости на кожу необходимо обильно промыть водой. При отравлении парами выйти из загазованной зоны. Сообщить диспетчеру о ситуации.

При повышенной запыленности необходимо использовать респираторы, маски по ГОСТ 23407-78, наличие необходимых знаков и ограждений по ГОСТ 12.4.011-87

Чтобы не пораниться от необработанных кромок, персонал обязан носить спецодежду.

Для уменьшения воздействия повышенных температур оборудования и рабочей зоны необходимо иметь СИЗ (каска, спецодежда), а также предусматривать для оборудования охлаждение.

3.2.2 Техника безопасности

При техническом перевооружении (ТП) необходимо соблюдать технику безопасности при проведении газоопасных, огневых (сварочных), земляных и др. видах работ, а затем при эксплуатации трубопровода.

В соответствии с ТОИ Р-112-17-95 [16] газоопасные - это работы, при которых возможно выделение взрыво- и пожароопасных веществ, в данном случае КГС, которые могут вызвать отравление персонала или возгорание.

Ответственность за проведение газоопасных работ на объекте отвечает начальник цеха слива-налива (ЦСН). В его обязанности входит организация мероприятий по безопасному проведению газоопасных работ и контроль за выполнением.

ТП относится к газоопасным работам I группы, тогда, для их выполнения необходимо оформления наряда-допуска.

Работы проводятся только в дневное время, с необходимыми средствами коллективной защиты и пожаротушения. Необходимо вывесить плакаты по безопасному выполнению работ.

Ответственный за проведение газоопасных работ I группы обязан:

- выполнить проверку выполнения подготовительных работ;
- провести инструктаж по ТБ;
- провести проверку умения пользоваться СИЗ.
- провести анализ воздушной среды.

Члены работающей бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты, спецобувью, спецодеждой, инструментами и материалами (перчатки, рукавицы).

При выполнении газоопасных работ нельзя:

- работать в обуви, подбитой гвоздями, подковками;
- работать поломанным и вызывающим искру инструментом;
- пользоваться неисправными и большими по размеру противогазами, веревками и др. [16].

При проведении газосварочных работ работнику необходимо:

- проверить наличие и исправность средств индивидуальной защиты, газосварочной аппаратуры;
- подготовить место, убрать все лишние предметы;
- подготовить средства коллективной защиты и пожаротушения;

Работник во время сварочных работ должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими СИЗ, а также на ОПО должен носить каску.

При выполнении работ на действующих предприятиях необходимо наличие наряда-допуска. Сварочные работы проводятся ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А.

Электросварочные работы выполняются при следующих требованиях безопасности:

- место работ освобождено от горючих материалов в радиусе не менее 5 м, а от взрывоопасных материалов и установок - 10 м;
- при производстве сварочных работ должен быть навес (во время дождя или снегопада), так как сварочные работы выполняются на открытом воздухе;
- сварка должна осуществляться с применением двух проводов.

Охрана труда и промышленная безопасность обеспечивается при условии выполнения правил технической эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов, инструкций по охране труда и промышленной безопасности и других нормативно-технических документов.

Решения рабочей документации и существующее положение предусматривают следующие мероприятия по охране труда и промышленной безопасности:

- расположение арматуры и трубопроводов обеспечивает доступ для их осмотра;
- предусмотрено защитное заземление, молниезащита и зануление оборудования и трубопроводов;
- в местах прохода предусмотрены переходные мостики через технологические трубопроводы;
- обеспечение персонала спецодеждой, спецобувью, СИЗ.

3.2.3 Пожарная безопасность

Для обеспечения требований взрывобезопасности технологического процесса, проектом предусматривается:

- все оборудование и трубопроводы герметичны и соответствуют средам;
- размещение оборудования, трубопроводов, трубопроводной арматуры выполнено с учётом возможности ведения визуального контроля над их состоянием, выполнением работ по обслуживанию, ремонту, принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций и локализации аварий.

В процессе эксплуатации Комплекса по наливу SGK обслуживающий персонал должен соблюдать инструкции по рабочим местам, по охране труда и промышленной безопасности, пожарной безопасности.

Характеристика пожароопасных и токсических свойств транспортируемых по трубопроводам веществ приведена на рисунке 3.4.

Наименование сырья, полу-продуктов, готовой продукции, отходов производства	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007)	Агрегатное состояние (при н.у.)	Удельный вес для твердых и жидких веществ, г/см ³	Возможно ли воспламенение или взрыв при воздействии			Температура, °С			ПДК в воздухе рабочей зоны	Характеристики токсичности (воздействие на организм человека)
				Воды	Кислорода	Плавления	Самовоспламенения	Вспышки			
Стабильный газовый конденсат	4	жид.	0,7583 при 20°С	нет	нет	ниже минус 60	выше 380	ниже 0	300 мг/м ³ (в пересчете на углерод)	По токсикологической характеристике относится к веществам 4 класса опасности. Пары стабильного газового конденсата оказывают вредное воздействие на центральную нервную систему, вызывают раздражение кожного покрова, слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей	

Рисунок 3.4 - Пожароопасные и токсические свойства транспортируемых по трубопроводам веществ.

На комплексе перевалки установлен следующий противопожарный режим:

- определены места для курения, запрещено курение на территории и во всех помещениях;
- определен порядок сбора и вывоза мусора, отходов;
- определено отключение электрических приборов и оборудования в случае пожара и при завершении рабочего дня.
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Территории должны:

- своевременно очищаться от отходов, мусора, опавших листьев, сухой травы и т.п.;
- иметь освещение в ночное время. [17]

На объекте предусмотрены пожарные щиты с ящиком для песка, кошмой, лопатой, ломом и двумя порошковыми огнетушителями типа ОП-10. Все средства пожаротушения прошли сертификацию. На всем протяжении сливо-наливной эстакады находятся пожарные гидранты, которые должны быть исправны.

Сигнальные цвета и знаки пожарной безопасности должны соответствовать требованиям НД по ПБ.

Спецодежда персонала должна храниться в металлических шкафчиках.

Сети противопожарного водопровода должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать требуемый по нормам расход воды на нужды пожаротушения. Проверка их работоспособности должна осуществляться не реже двух раз в год (весной и осенью).

На всей территории предприятия находятся средства молниезащиты, предназначенные для защиты от ударов молнии и возникновения искры и предотвращения пожара.

Необходимо иметь план эвакуации людей, чтобы при возникновении пожара весь персонал смог покинуть территорию без жертв и суеты до наступления огромных очагов, которые будут препятствовать эвакуации.

3.3 Обеспечение безопасности в ЧС

Аварийные ситуации могут возникнуть при следующих ситуациях:

- нарушение герметичности запорных устройств, трубопроводов и оборудования.

Разгерметизация трубопровода возможна в следующих случаях:

- коррозия и эрозия трубопровода;
- гидравлический удар;
- физический износ, механическое повреждение, температурная деформация,
- брак при сварке, усталость металла.

Обеспечение необходимой герметизации оборудования, запорных устройств и фланцевых соединений трубопроводов, знание и строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по промышленной безопасности, охране труда и пожарной безопасности гарантируют безопасность работающих и безаварийное ведение технологического процесса.

В аварийных ситуациях, в результате которых возможно возгорание, образование взрывоопасных смесей и загазованность на площадке, технологический персонал должен

руководствоваться инструкциями по промышленной безопасности, охране труда и пожарной безопасности.

Рассмотрим меры безопасности при возникновении гидравлического удара. Места наиболее вероятного возникновения прорыва – это повороты трубопровода, а также фланцевые соединения, так как паронитовая прокладка может не выдержать.

ОПВФ, возникающие при гидроударе:

- разлив КГС;
- пары КГС, испаряющиеся с поверхности трубопровода и земли.

Для препятствия возникновению гидроудара предлагается установка стабилизатора давления СДГ, который способствует гашению ударной волны и предотвращает волновые возмущения и гидроудар. Также необходима периодический контроль за состоянием трубопровода и оборудования методами неразрушающего контроля (УЗ дефектоскопия, толщинометрия, визуальный измерительный контроль и др.)

Для оповещения на территории комплекса находятся пожарные извещатели, пожарное депо.

При возникновении аварий нужно:

- прекратить работы и известить руководителя о возникновении аварии;
- принять меры по устранению причин аварии.

В случае возникновения пожара:

- включить пожарную сигнализацию;
- оповестить работающих принять меры к тушению очага;
- вызвать пожарников для тушения пожара;
- оповестить руководителей о возникновении пожара.

3.4 План ликвидации аварий

В соответствии со статьей 10 закона [13], организации, эксплуатирующей ОПО, необходимо планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА). Необходимо разработка плана по ликвидации аварии при разливе нефти и нефтепродуктов, так как на комплексе осуществляется хранение и перевалка КГС.

Разделы ПЛА:

- оперативная часть (виды аварий, мероприятия по ликвидации и др.);
- порядок мероприятий;
- разделение обязанностей между работниками;
- список лиц, которых необходимо известить при аварии;
- технологическая схема объекта.

Необходим пересмотр один раз в два года. Срок действия для объектов III класса опасности в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 730 [18] равен пяти годам.

Руководитель осуществляет:

- сбор информации о развитии аварии и принятых мерах по её локализации и ликвидации;
- принятие решений по оперативным действиям в зоне аварийной ситуации;
- организация, распределение обязанностей персонала, которые участвуют в локализации и ликвидации аварии.

Рассмотрим мероприятия по локализации аварии вследствие возникновения гидроудара. Авария – порыв трубопровода, деформация сильфонных компенсаторов, смещение основного коллектора с опор.

1. Сообщение диспетчеру комплекса о прорыве;
2. Диспетчер оповещает с помощью извещателей о выявлении аварии;
3. Диспетчер изолирует участок трубопровода, закрыв задвижки по обе стороны трубопровода;
4. Поиск утечки, обозначение места ее выхода оградительными знаками;
5. Локализация и ликвидация утечки в соответствии с ПМЛА.

4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Характеристика объекта как источника воздействия на окружающую среду

Комплекс перевалки – это предприятие, состоящее из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям. То есть можно сказать, что это перевалочная нефтебаза, предназначенная для перегрузки нефти или нефтепродукта с одного вида транспорта на другой.

Комплекс перевалки состоит из административного корпуса и территории цеха слива-налива (ЦСН), где осуществляется прием, учет, хранение и отгрузка стабильного газового конденсата (КГС) в ж/д цистерны через железнодорожную эстакаду.

Рассмотрим схему территории ЦСН:

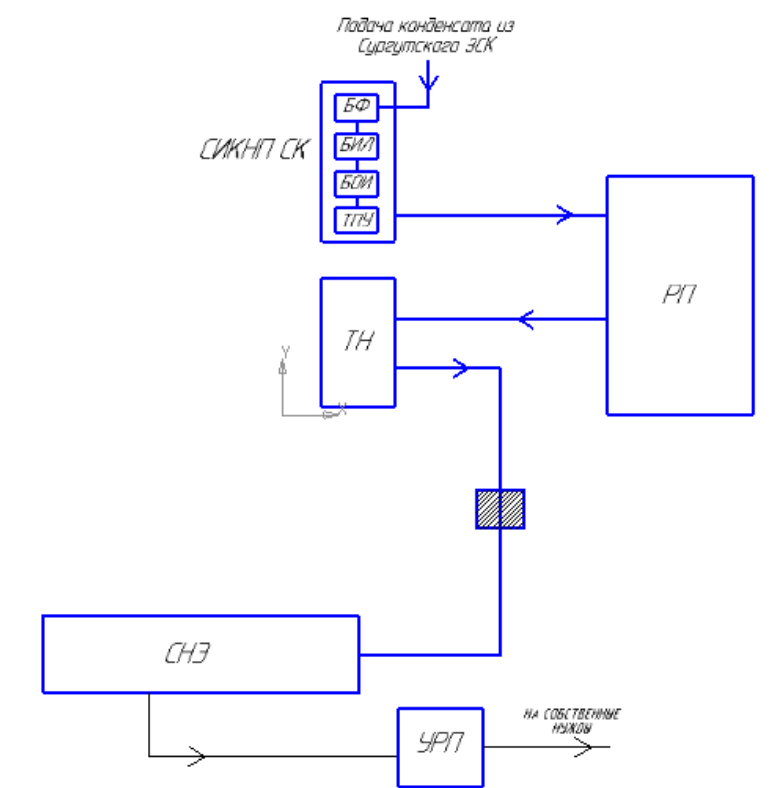


Рисунок 4.1 – Схема ЦСН:

ЗСК – завод стабильного конденсата; СИКНП СК – система измерения количества нефтепродукта стабильного конденсата; БФ – блок фильтров; БИЛ – блок измерительных линий; БОИ – блок сбора, обработки и передачи информации; ТПУ – блок турбопоршневой установки; ТН – технологическая насосная; РП – резервуарный парк; СНЭ – сливо-наливная эстакада; УРП – установка рекуперации паров;

Синяя линия – стабильный газовый конденсат; Черная линия – газ.

Заштрихованным прямоугольником обозначается область проведения технического перевооружения трубопровода с установкой стабилизатора давления. То есть в этом месте будут вестись строительные-монтажные, сварочные и др. виды работ.

В таблице 4.1 представлены основные загрязнения и нарушения, которые могут возникнуть в результате проведения технического перевооружения.

Таблица 4.1

Загрязнения и нарушения комплекса перевалки

Компонент ОС	Загрязнение	Нарушение
1. Атмосфера	<p>1. Химическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выброс загрязняющих веществ в результате проведения строительно-монтажных, сварочных, окрасочных работ; - разгерметизация трубопровода (испарение КГС). <p>2. Физическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тепловое (выброс тепла от работающих машин, от сварочного аппарата); - шумовое (работа двигателей, насосов при проведении испытаний); - вибрационное (работа двигателей); - электромагнитное (сотовый телефон, генераторы, проводка); - механическое (выделение пыли, твердых частиц при обработке поверхности трубопровода). 	<p>Аэродинамические:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) температурные инверсии (выделение тепла при испарении); б) разряжение (ветровая тень за зданиями и сооружениями).
2. Гидросфера	<p>1. Химическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - утечка КГС (загрязнение подземных вод); - сброс вод после испытаний трубопровода на прочность в канализационные емкости (возможно загрязнение подземных вод). <p>2. Физическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тепловое (нагрев воды в трубопроводах при гидроиспытаниях). 	<p>Гидродинамические:</p> <p><i>А) поверхностные:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - истощение (водозабор в связи с необходимостью проведения гидроиспытаний); - заболачивание (грунт не впитывает влагу после дождя)
3. Литосфера	<p>1. Химическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - свалка ненужного металла, которое не сдается в металлолом (будет происходить окисление металла и попадания в землю вредных веществ); - через канализационные емкости сточные воды могут попасть в почву; - утечка КГС (загрязнение почвы). <p>2. Физическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вибрационное (строительная техника); - электромагнитное (генераторы, проводка); - механическое (осаждение пыли и аэрозолей). 	<p>Геомеханические:</p> <p><i>А) насыти:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - отвалы (при проведении земельных работ); <p><i>Б) деформация:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - уплотнение и разрыхление (создание территории под техническое перевооружение); <p><i>В) выемки:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - траншейная (вырыты траншеи для прокладки технических трубопроводов);

4. Биота	<p>1. Химическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выброс загрязняющих веществ; - утечка КГС; - сточные воды; - свалка металла; <p>2. Физическое:</p> <ul style="list-style-type: none"> -вибрационное (техника, оборудование); - электромагнитное (генераторы); - шумовое (работа насосов). - тепловое (нагрев оборудования и от испарения нефтепродуктов); - световое (включение световых матч в ночное время). 	<p>Биоморфологические:</p> <p><i>А) Фитоценоотические:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - повреждение и уничтожение растительности (под участок строительства); <p><i>Б) Зооценоотические:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - распугивание (миграция животных в связи с застройкой территории, распугивание вибрацией, шумом, светом); - уничтожение (дезинфекция); - интродукция. <p><i>В) Микроценоотические:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - уничтожение (дезинфекция); - интродукция; - распугивание (вибрацией, шумом, светом и т.д).
----------	--	---

4.2 Охрана атмосферного воздуха

При проведении технического перевооружения (ТП) трубопровода происходит выброс загрязняющих веществ (ЗВ) в основном при строительно-монтажных, сварочных работах, а также устройстве антикоррозийной защиты с последующими окрасочными работами.

Так как техническое перевооружение ограничено сроками, то воздействие на воздушный бассейн можно отнести к кратковременному воздействию.

Выброс загрязняющих веществ в атмосферу во время работ незначителен, следовательно можно принять нормативы предельных допустимых выбросов (ПДВ) на уровне расчетных.

Строительно-монтажные работы включают в себя следующие основные этапы:

- дренирование трубопровода (откачивание конденсата из трубопроводов);
- демонтаж задвижек, отводов, трубопроводов;
- монтаж стабилизатора давления.

Главными источниками выбросов ЗВ во время строительно-монтажных работ являются двигатели внутреннего сгорания транспортной и строительно-монтажной техники. При работе двигателей происходит выброс выхлопных газов, который в свою очередь включают такие ЗВ, как СО, сажа, NO₂, NO, SO₂, формальдегиды, пары бензина, бензпирен и др. (таблица 4.2).

Также во время дренирования трубопровода может произойти утечка КГС, при это ЗВ попадут в атмосферу.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) и класс опасности определен в соответствии с нормативами [19,20].

Список ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при строительно-монтажных работах

Название вещества	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	Класс опасности
Оксид углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Диоксид азота	0,04	3
Оксид азота	0,06	3
Диоксид серы	0,05	3
Формальдегиды	0,003	2
Бензпирен	1·10 ⁻⁶	1
Бензин	1,5	4
Взвешенные вещества	0,15	3

Для обеспечения герметичности трубопровода, чтобы трубопровод мог выдерживать все нагрузки, необходимо провести сварочные работы. Они ведутся аппаратами для ручной электродуговой сварки при помощи электродов типа Э50А марки УОНИ-13/55 в соответствии со спецификацией материалов для проведения ТП.

Для начала необходимо подготовить кромки трубопровода к сварке, очистить от ржавчины, грязи, окалины. Вследствие чего в воздух выбрасываются взвешенные вещества (пыль, твердые вещества). Непосредственно при проведении самой сварки электрод нагревается некоторые ЗВ поступают в атмосферу, такие как оксид железа, марганец, диоксид азота, оксид углерода, фтористый водород и др. (таблица 4.3).

Выбросы ЗВ определены на основании методикой [21] и приведены в приложении 3. ПДК и класс опасности определен в соответствии с нормативами [19,20].

Таблица 4.3

Список загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при сварочных работах.

Название вещества	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	Класс опасности	Максимальный выброс вещества, г/с	Валовый выброс вещества, т/год
Железа оксид	0,04	3	0,008278	0,010877
Марганец и его соединения	0,001	2	0,000606	0,000796
Пыль неорганическая (70-20% SiO ₂)	0,1	3	0,000556	0,00073
Фтористый водород	0,005	2	0,000517	0,000679
Диоксид азота	0,04	3	0,0015	0,001971
Оксид углерода	3	4	0,007389	0,009709
Взвешенные вещества	0,15	3	-	-

Работы по ТП трубопровода включают обеспечение защиты от коррозии. Сначала необходимо подготовить поверхность к нанесению защитного слоя, для этого производится

механическая очистка наружной поверхности трубы от окалины, ржавчины, оксидов металла до определенной степени шероховатости, обеспечивающей хорошее сцепления слоя с металлом. При этом выделяются взвешенные частицы в виде пыли и твердых частиц.

Защита от коррозии выполняется с нанесением слоя грунтовки ГФ-021 в соответствии со спецификацией оборудования изделий и материалов, необходимых для ТП. Грунтовка содержит небольшое количество летучих компонентов, таких как ксилол (рисунок П.4.2).

До проведения покрасочных работ необходимо обезжирить поверхность трубопровода при помощи уайт-спирита. Покраска производится пневматическим методом (пульверизатором) с использованием лакокрасочного покрытия БТ-177 в соответствии со спецификацией оборудования изделий и материалов, необходимых для ТП. При его нанесении выделяются в атмосферу летучие компоненты - ксилол, уайт-спирит (рисунок П.4.2).

Выбросы ЗВ определены на основании методиками [22,23] и приведены в приложении 4. ПДК и класс опасности определен в соответствии с нормативами [19,20].

Список ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при окрасочных работах представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Список ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при окрасочных работах.

Название вещества	Используемый критерий	Значение критерия, мг/м ³	Класс опасности	Максимальный выброс вещества, г/с	Валовый выброс вещества, т/год
Ксилол (смесь изомеров)	ПДК _{м.р.}	0,2	3	0,0729	0,0958
Взвешенные вещества	ПДК _{с.с}	0,15	3	-	-
Уайт-спирит	ПДК _{с.с}	300	4	0,0373	0,049

Во время эксплуатации трубопровода-коллектора возможна разгерметизация фланцевых соединений, вследствие чего пары КГС попадают в атмосферу, загрязняя ее. Чтобы свести данные потери к минимуму перед введением в эксплуатацию трубопровод проверяют на прочность, плотность и герметичность, чтобы проверить работоспособность системы.

Мероприятия по охране воздушного бассейна необходимы для того, чтобы минимизировать выбросы ЗВ в окружающую среду, т.к. избежать выбросов ЗВ невозможно. Поэтому необходимо:

- следить за выполнением всех технологических процессов для организации минимальных выбросов ЗВ;
- установить ПДК и/или ПДВ загрязняющих веществ,
- осуществлять контроль за выбросами в атмосферу;

- исключить применение при строительстве расходных материалов, которые выделяют токсичные вещества;

- распланировать время технологического процесса, чтобы не допускать холостой работы оборудования и строительной и транспортной техники;

- провести осмотр всего оборудования и техники на наличие повреждений, дефектов.

4.3 Охрана поверхностных и подземных вод

Техническое перевооружение трубопровода предусматривает использование водных ресурсов для промывки трубопровода, а также для проведения гидроиспытаний. Также вода необходима для собственных нужд строителей.

Объект ТП находится на территории комплекса перевалки вне водоохраных зон. Водозабор происходит из водопровода, находящегося на территории комплекса. После проведения промывки и испытаний воду сбрасывают в сеть промышленной канализации. Эта вода содержит остатки стабильного газа конденсата после промывки и окалин и ржавчину после проведения гидроиспытаний. Следовательно, опасность загрязнения поверхностных вод минимизирована.

Мероприятия по охране водных ресурсов включают в себя:

- обеспечение вывоза строительных отходов и мусора;

- оборудование контейнерами для отходов территории, отведенной под перевооружение;

- слив КГС и горюче-смазочных материалов (ГСМ) в специально отведенные места;

- слив сточных вод в канализацию с последующей транспортировкой на очистные сооружения;

- наблюдение за состоянием трубопровода, сварных соединений, изоляционного покрытия для предотвращения утечек вследствие коррозионных процессов;

- эксплуатация трубопровода и оборудования в исправном состоянии.

Во время эксплуатации необходимо также следить за состоянием трубопровода, чтобы исключить утечек КГС, для уменьшения количества загрязненных стоков, которые сбрасываются в сеть канализации. Для этого оператору цеха слива-налива необходимо проверять ежедневно все фланцевые соединения на наличие выпота, при необходимости подтягивать шпилечные соединения.

4.4 Охрана земельных ресурсов

Чтобы начать осуществлять какие-либо работы, необходимо подготовить площадку для проведения работ. Для этого осуществляют техническую рекультивацию в соответствии с требованиями [24]. Работы по технической рекультивации проходят на всем этапе

технического перевооружения. К ней относятся планировка, формирование откосов, снятие и транспортирование почв, строительство дорог.

После выполнения работ необходимо обеспечить сбор всего мусора (металлолом, огарки сварных электродов, окалина, сварной шлак), в противном случае это может негативно повлиять на почву и грунт.

После проведения технической рекультивации необходимо приступить к биологическому этапу рекультивации. Он включает восстановление почвы, посев трав и внесение в почву минеральных удобрений.

Земляные работ в проекте будут незначительные, так как производится технического перевооружение надземного трубопровода, для которого нет необходимости рыть траншеи. Поэтому плодородный слой почвы должен сразу прижиться на старом месте.

При проведении технического перевооружения трубопровода необходимо обеспечить минимальное загрязнение плодородного слоя грунта и литосферы в целом. В связи с этим проводятся следующие мероприятия:

- обеспечение контейнерами рабочих мест для разного вида отходов;
- ежедневный сбор мусора по всей территории, отведенной под работы;
- оперативный вывоз отходов с площадки;
- хранение всех ГСМ, электродов для сварки, антикоррозийной защиты, краски в специальных емкостях, обеспечивающих целостность материалов и в специально отведенных местах;
- проведение всех работ по ТП только на территории, отведенной под эти работы;
- мойка, заправка, ремонт транспортных средств невозможен на территории строительства;
- стоянка машин осуществляется в специально отведенных местах с твердым покрытием;
- использование оборудования с неисправностями невозможно в целях безопасности, а также возможны негативные последствия для окружающей среды;
- наблюдение за рекультивированными землями для предотвращения возникновения и развития водной и ветровой эрозии почвы.

4.5 Обращение с отходами

Во время проведения строительно-монтажных, сварочных, окрасочных работ появляются бытовой и производственный мусор, ненужные детали трубопровода (задвижка, шпильки, гайки, отводы и др.), которые необходимо утилизировать как можно быстрее либо обеспечить возможности избежать негативного воздействия на компоненты окружающей

среды. Для этого на территории необходимы специально отведенные места для временного складирования отходов до их вывоза на металлолом, переработку или на объект размещения отходов. При выборе мест необходимо учитывать удобство вывоза. Все это вместе позволит минимизировать загрязнение окружающей среды.

Площадки должны соответствовать требованиям [25]. При этом необходимо иметь заключенный договор с организацией, которая специализируется на вывозе отходов и имеет лицензию на этот род деятельности.

Специфика хранимых отходов:

- твердые бытовые отходы, должны храниться в металлических контейнерах с крышкой;
- металлолом может храниться на открытой площадке с твердым покрытием;
- строительный мусор хранится на открытой площадке с последующей утилизацией на свалку;
- использованная замасленная ветошь должна утилизироваться отдельно от других отходов в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой.
- огарки и остатки сварочных электродов собираются в контейнеры для отправления на переработку (переплавку) и др.

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА

Чтобы понять эффективен (выгоден) ли проект нужно вычислить разницу между капитальными затратами и так называемым предотвращенным экономическим ущербом, то есть затратами, которые необходимо понести при возникновении аварии вследствие гидравлического удара или каких-либо скачков давления:

$$\text{ЭЭ} = Z_a - K, \quad (5.1)$$

где Z_a – затраты на устранение аварий, аварийных случаев, дефектов, руб.;

K – капитальные затраты, необходимые на строительство СД, руб.

Затраты на устранение аварий, дефектов могут быть вычислены по формуле:

$$Z_a = (Z_{\text{рем}} + P_{\text{КГС}} + Y_{\text{СНЭ}} + Y_{\text{ш}}) \cdot N_a, \quad (5.2)$$

$Z_{\text{рем}}$ - затраты на ремонтно-восстановительные работы, проводимые в ходе ликвидации дефекта, аварийного случая, аварии, руб.;

$P_{\text{КГС}}$ - стоимость потерь КГС при дефекте, аварийном случае, аварии, руб.;

$Y_{\text{СНЭ}}$ - убытки, понесенные организацией, за счет простоя сливо-наливной эстакады, руб.;

$Y_{\text{ш}}$ - убытки, понесенные организацией, за счет штрафов надзорных и других органов, руб.;

N_a – среднегодовое количество дефектов (аварийных случаев, аварий, в т.ч. вероятных) по данным эксплуатации, шт.

1. Затраты на ремонтно-восстановительные работы

В режиме ЧС оплата работников осуществляется по двойной ставке за смену (обычная ставка 2500 руб./смена) в связи с опасностью проведения мероприятий по ликвидации и локализации аварии. Задействовано 15 человек.

$$Z_{\text{работники}} = 2 \cdot \alpha \cdot N_{\text{раб}} \cdot t, \quad (5.3)$$

где α – ставка работника, руб./смена;

$N_{\text{раб}}$ – количество работников;

t – число смен, необходимых для ликвидации аварии ($t = 4$), смена.

$$Z_{\text{работники}} = 2 \cdot 2500 \cdot 15 \cdot 4 = 300000 \text{ руб.}$$

Все затраты представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Затраты на ремонтно-восстановительные работы

Перечень затрат	Стоимость, руб.
стоимость заменяемых труб, поврежденного оборудования и материальных средств для выполнения работ:	
- 20 м. труб 09Г2С;	200 000
- материалы на сварочные и изоляционные работы.	30 000

оплата труда задействованного в устранении аварий персонала своей организации	300 000
затраты на сбор и вывоз отходов:	
- грунта, содержащего КГС;	75 000
- разлившейся жидкости;	900 000
- строительный и бытовой мусор.	20 000
проведение рекультивационных работ:	
- аренда техники;	20 000
- завоз плодородного грунта.	30 000
Итого	1 535 000

2. Ущерб от потери КГС

Примем, что во время порыва разлилось 100 т. стабильного газового конденсата. Тогда определим ущерб от потери КГС:

$$P_{\text{КГС}} = M \cdot P_{\text{за т. КГС}}, \quad (5.4)$$

где M – масса разлившейся жидкости, т;

$P_{\text{за т. КГС}}$ – цена за тонну КГС.

Средняя цена за тонну КГС на современном рынке равна 22000 руб/т. Тогда по формуле (5.4):

$$P_{\text{КГС}} = 100 \cdot 22000 = 2\,200\,000 \text{ руб.}$$

3. Ущерб от остановки СНЭ:

Основной коллектор на предприятии один, резервного не предусмотрено. В связи с этим будет вынуждена остановка работы сливо-наливной железнодорожной эстакады (СНЭ).

Комплекс перевалки ООО «Сургут перевалка» перегружает 800 тыс. т. КГС от Сургутского завода стабильного конденсата в ж/д цистерны за год.

Следовательно, можно определить количество тонн КГС в сутки:

$$G_{\text{сут}} = \frac{G_{\text{год}}}{N_{\text{раб}}}, \quad (5.5)$$

где $G_{\text{год}}$ – годовой грузооборот КГС, т/год;

$N_{\text{раб}}$ – число рабочих дней в году, сут/год.

Согласно таблице 5.3 учебного пособия [26] рабочих дней на перевалочной нефтебазе равно 365.

$$G_{\text{сут}} = \frac{800\,000}{365} \approx 2192 \text{ т/сут.}$$

Стоимость за каждую отгруженную тонну КГС в ж/д цистерну равна 1050 руб. Тогда можно найти количество денег в сутки, которое будет терять предприятие при остановке работы СНЭ:

$$TR_{\text{сут}} = G_{\text{сут}} \cdot P_{\text{за т. продукции}}, \quad (5.6)$$

где $P_{за т. продукции}$ – цена за одну отгруженную тонну КГС в ж/д цистерну, руб/сут.

$$TR_{сут} = 2192 \cdot 1050 = 2301370 \text{ руб./сут.}$$

Ущерб от остановки СНЭ:

$$Y_{СНЭ} = TR_{сут} \cdot T, \quad (5.7)$$

где T – количество дней от остановки до запуска СНЭ, сут.

Согласно нормативам, времени на ремонт и восстановление отводится в зависимости от категории аварийной обстановки:

- чрезвычайная ситуация – до 64 ч;
- авария – до 48 ч;
- аварийная ситуация – до 24 ч;
- дефект – до 8 ч.

Примем среднее время на ликвидацию аварии – 48 часов. Затем необходимо провести пусковые испытания и удостовериться в прочности и герметичности трубопровода и оборудования. Для этого необходимо еще необходимо еще двое суток, так как в ночное время пусковые испытания не проводятся.

Тогда по формуле (5.7):

$$Y_{СНЭ} = 2301370 \cdot 4 = 9\,205\,480 \text{ руб.}$$

4. Штрафные санкции от надзорных органов:

Согласно статье 9.10 КоАП РФ повреждение трубопроводов влечет наложение административного штрафа на юридическое лицо в размере сорока тысяч рублей [27].

По формуле (5.2) определим все затраты, необходимы на выполнение мероприятий по ликвидации и локализации аварии, при этом примем тот факт, что какая-либо авария случается ежегодно:

$$Z_a = (1535000 + 2\,200\,000 + 9\,205\,480 + 40\,000) \cdot 1 = 12\,980\,480 \text{ руб.}$$

Предотвращенный экономический ущерб представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Потери при возникновении аварии

Ремонтно- восстановительные работы	1 535 000
Потеря КГС	2 200 000
Ущерб от остановки СНЭ	9 205 480
Штраф	40 000
Итого	12 980 480

Чтобы предотвратить возникновение аварий на предприятии необходимо применить технологию противоаварийной защиты от гидроударов, провалов и вредных пульсаций давления посредством установки в гидросистему стабилизатора давления (СД).

Стоимость СД равна 4 250 000 рублей. В стоимость входит техническое обследование объекта, проектирование, изготовление и доставка СД, авторский надзор за монтажом и

проведение пусковых испытаний. Демонтаж, строительного-монтажные и сварочные работы осуществляются строительного-монтажной организацией; покрасочные работы сбор и вывоз отходов осуществляется персоналом комплекса. Эти виды работ и пусковые испытания займут примерно 3 дня.

В таблице 5.3 представлены необходимые капитальные затраты на техническое перевооружение трубопровода.

Таблица 5.3

Капитальные затраты

Перечень затрат	Стоимость, руб.
Стабилизатор давления	4 250 000
Договор подряда на демонтаж труб	150 000
Договор подряда со строительного-монтажной организацией	500 000
Диагностика сварных соединений ультразвуковым и радиогрaфическим методами	30 000
Материалы для изоляционных работ	70 000
Непредвиденные расходы	100 000
Итого	5 100 000

Определим по формуле (5.1) экономический эффект проекта:

$$ЭЭ = 12980480 - 5100000 = 7880480 \text{ руб.}$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, что установка стабилизатора давления экономит организации около 8 млн. рублей. Помимо этого, не будет никаких выбросов в окружающую среду, что также положительно сказывается на эффективности проекта.

Диаграммы капитальных затрат и предотвращенного экономического ущерба, а также экономический эффект представлены в графическом приложении ВКР–21.03.01.05

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологическое перевооружение заключалось в принятии мер по исключению гидравлических ударов на сливо-наливной эстакаде перевалочного комплекса.

Проанализировав существующие методы защиты от гидравлических ударов, было выявлено, что в конкретных условиях для комплекса перевалки ООО «Сургут перевалка», лучше всех подходит стабилизатор давления СДГ. Вот основные его преимущества:

1. СДГ монтируется путем врезки в трубопровод, не требуя дополнительной территории, необходимой для установки других методов защиты от гидроудара (таких как гидропневматический аккумулятор);

2. СДГ не создает никаких гидравлических сопротивлений движущемуся потоку, так как он проектируется одного диаметра, что и трубопровод коллектор;

3. СДГ энергонезависим, т.е. работает в автоматическом режиме;

4. Полная герметичность из-за отсутствия регулирующих механизмов управления. Следовательно, отсутствие потерь рабочей среды;

Но также был выявлен один недостаток – СДГ большого размера, вследствие чего было необходимо произвести ремонт некоторых трубопроводов, чтобы стабилизатору хватило места для установки.

В специальной части выпускной квалифицированной работы был проведен расчет на максимальное превышение давления при возникновении гидроудара. Выяснилось, что давление повысится на 1,3 МПа (13 атмосфер) почти в 3 раза больше рабочего давления. Это, конечно же, недопустимо.

Установка стабилизатора давления увеличит срок службы коллектора и оборудования на сливо-наливной эстакаде.

Было определены все опасные и вредные производственные факторы, все загрязняющие вещества, которые могли бы возникнуть при выполнении работ по монтажу, сварке, покраске и т.д. Были предложены мероприятия ограничивающие или совсем исключают эти факторы/загрязняющие вещества.

При оценке экономической эффективности был рассчитан предотвращенный экономический ущерб, который затем сравнивался с капитальными затратами, необходимыми для установки стабилизатора давления. Выяснилось, что эффект составил около 8 млн. рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; под ред. А. А. Коршака. - СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
2. ГОСТ Р 54086-2010 Стабилизаторы давления. Общие технические условия.
3. Регламент на технологический процесс приема, хранения и отгрузки стабильного газового конденсата ОПО «Площадка нефтебазы по хранению и перевалке стабильного газового конденсата», ООО «Сургут перевалка», Сургутский район, 2017г.
4. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями).
5. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов.
6. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов.
7. Тугунов П.И., В.Ф. Новосёлов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов, ДизайнПолиграфСервис, Уфа – 2002, 655 с.
8. Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Серия 03. Выпуск 67. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 194 с.
9. ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
10. ОСТ 36-39-80. Ручная дуговая сварка покрытыми металлическими электродами. Типовой технологический процесс.
11. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
12. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
13. Федеральный закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 7 марта 2017 года)».
14. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2017 год.
15. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
16. ТОИ Р-112-17-95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

17. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. Постановление Правительства РФ от 26.08.2013 N 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».
19. ГН 2.1.6.1338-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
20. ГН 2.1.6.3492-17. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений
21. Методика расчёта выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей), СПб, 1997г.
22. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных показателей), СПб, 1997 г.
23. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, СПб, 2012 г.
24. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения.
25. СанПиН 2.1.7.1322-03. Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.
26. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. — 416 с.
27. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 N 195-ФЗ.
28. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86.
29. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*.
30. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.
31. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. / Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие; под редакцией д-ра техн. наук. проф. Л.И. Быкова. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с., ил.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Расчет нагрузок на трубопровод

Расчет выполнен в соответствии с требованиями СП 33.13330.2012 [28].

1. Нормативную нагрузку от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода следует определять по формуле:

$$q_{cp} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_{cp} \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2 = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{cp} \cdot g \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2, \quad (\text{П.1.1})$$

где γ_{cp} - объемный вес транспортируемой среды, Н/м³;

d_e - наружный диаметр трубопровода, м;

t_{nom} - номинальная толщина стенки трубопровода, м;

ρ_{cp} - плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

$$q_{cp} = \frac{\pi}{4} \cdot 750,9 \cdot 9,81 \cdot (0,63 - 2 \cdot 0,008)^2 = 2181 \text{ Н / м.}$$

2. Нормативная нагрузка от собственного веса трубопровода на единицу длины трубопровода

$$q_{mp} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_{mp} \cdot (d_e^2 - d_{вн}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{cm} \cdot g \cdot (d_e^2 - d_{вн}^2), \quad (\text{П.1.2})$$

где γ_{mp} - объемный вес трубопровода, Н/м³;

$d_{вн}$ - наружный диаметр трубопровода, м;

ρ_{cm} - плотность материала трубопровода, кг/м³; для стали 09Г2С $\rho_{cm} = 7850$ кг/м³.

$$q_{mp} = \frac{\pi}{4} \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot (0,63^2 - 0,614^2) = 1203,84 \text{ Н / м.}$$

3. Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода:

$$q_{сн} = 0,4 \cdot S_q \cdot (d_e + 2 \cdot t_i), \quad (\text{П.1.3})$$

где t_i - толщина изоляционного покрытия, м;

S_q - вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, Па.

$$q_{сн} = 0,4 \cdot 2500 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,01) = 650 \text{ Н / м.}$$

Вес снегового покрова следует принимать по рисунку П.1.1. Объект относится к категории V.

Снеговые районы (принимаются по карте 1 приложения Е)	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Рисунок П.1.1 – Таблица 10.1 СП 20.13330 [29]

4. Нормативная нагрузка от обледенения на единицу длины надземного трубопровода:

$$q_{лед} = \pi \cdot (d_e + 2 \cdot t_i) \cdot i', \quad (\text{П.1.4})$$

где i' - нормативное значение поверхностной гололедной нагрузки, Па.

Нормативное значение поверхностной гололедной нагрузки определяется по формуле:

$$i' = b \cdot k \cdot \mu_2 \cdot \rho_l \cdot g, \quad (\text{П.1.5})$$

где b - нормативное значение толщины стенки гололеда, принимаемое по рисунку П.1.2, мм;
 k - коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда по высоте и принимаемый при высоте до 100 м по рисунку П.1.3;

μ_2 - коэффициент, учитывающий отношение площади поверхности элемента, подверженной обледенению, к полной площади поверхности элемента; для объектов с малыми размерами поперечного сечения $\mu_2 = 0,6$;

ρ_l - плотность льда, г/см^3 ; $\rho_l = 0,9 \text{ г/см}^3$.

$$i' = 5 \cdot 0,8 \cdot 0,6 \cdot 0,9 \cdot 9,81 = 21,19 \text{ Па};$$

$$q_{лед} = \pi \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,01) \cdot 21,19 = 43,27 \text{ Н/м}.$$

В соответствии с картой №3 приложения Е объект относится к категории II.

Гололедные районы (принимаются по карте 3 приложения Е)	I	II	III	IV	V
Толщина стенки гололеда b , мм	Не менее 3	5	10	15	Не менее 20

Рисунок П.1.2 – Таблица 12.1 СП 20.13330 [29]

Высота над поверхностью земли, м	5	10	20	30	50	70	100
Коэффициент k	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0

Рисунок П.1.3 – Таблица 12.3 СП 20.13330 [29]

Высота трубопровода над поверхностью земли составляет от 1 метра до 4-х метров.

5. Нормативная ветровая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода w , действующую перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости:

$$q_{вет} = (w_{st} + w_{dyn}) \cdot (d_e + 2 \cdot t_i), \quad (\text{П.1.6})$$

где w_{st} – статическая составляющая ветровой нагрузки, Па;

w_{dyn} – динамическая составляющая ветровой нагрузки, Па.

Нормативное значение основной ветровой нагрузки w следует определять как сумму средней w_m и пульсационной w_p составляющих:

$$w = w_m + w_p. \quad (\text{П.1.7})$$

Нормативное значение средней составляющей в зависимости от эквивалентной высоты z_e над поверхностью земли следует определять по формуле (П.1.8):

$$w_m = w_0 \cdot k(z_e) \cdot c, \quad (\text{П.1.8})$$

где w_0 - нормативное значение ветрового давления, которое принимается в соответствии с рисунком П.1.4, кПа;

$k(z_e)$ - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления для высоты z_e , который принимается по рисунку П.1.5;

c - аэродинамический коэффициент, примем 0,8.

Ветровые районы (принимаются по карте 2 приложения Е)	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
w_0 , кПа	0,17	0,23	0,30	0,38	0,48	0,60	0,73	0,85

Рисунок П.1.4 – Таблица 11.1 СП 20.13330 [29]

Высота z_e , м	Коэффициент k для типов местности		
	A	B	C
≤ 5	0,75	0,5	0,4
10	1,0	0,65	0,4
20	1,25	0,85	0,55
40	1,5	1,1	0,8
60	1,7	1,3	1,0
80	1,85	1,45	1,15
100	2,0	1,6	1,25
150	2,25	1,9	1,55
200	2,45	2,1	1,8
250	2,65	2,3	2,0
300	2,75	2,5	2,2

Рисунок П.1.5 – Таблица 11.2 СП 20.13330 [29]

По карте 2 приложения Е было определено, что объект относится к категории – II.

В соответствии с СП 20.13330 данное предприятие относится к категории В, так как находится рядом с городом Сургут и лесным массивом, где высота деревьев выше 10м.

Нормативное значение пульсационной составляющей основной ветровой нагрузки w_p на эквивалентной высоте z_e следует определять по формуле (П.1.9):

$$w_p = w_m \cdot \zeta(z_e) \cdot \nu, \quad (\text{П.1.9})$$

где $\zeta(z_e)$ - коэффициент пульсации давления ветра, принимаемый по рисунку П.1.6

ν - коэффициент пространственной корреляции пульсаций давления ветра, примем 0,8.

$$w_m = 0,3 \cdot 0,5 \cdot 0,8 = 0,12 \text{ кПа} = 120 \text{ Па};$$

$$w_p = 120 \cdot 1,22 \cdot 0,8 = 117,12 \text{ Па};$$

$$w = 120 + 117,12 = 237,12 \text{ Па};$$

$$q_{вет} = 237,12 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,01) = 154,13 \text{ Н/м}.$$

Общая нагрузка:

$$q_{общ} = q_{ср} + q_{тр} + q_{сн} + q_{лед} + q_{вет}. \quad (\text{П.1.10})$$

$$q_{\text{общ}} = 2181 + 1203,84 + 650 + 43,27 + 154,13 = 4232,24 \text{ Н / м.}$$

Высота z_e , М	Коэффициент пульсаций давления ветра ζ для типов местности		
	А	В	С
≤ 5	0,85	1,22	1,78
10	0,76	1,06	1,78
20	0,69	0,92	1,50
40	0,62	0,80	1,26
60	0,58	0,74	1,14
80	0,56	0,70	1,06
100	0,54	0,67	1,00
150	0,51	0,62	0,90
200	0,49	0,58	0,84
250	0,47	0,56	0,80
300	0,46	0,54	0,76

Рисунок П.1.6 – Таблица 11.4 СП 20.13330 [29]

Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

Расчет выполнен в соответствии с требованиями СП 33.13330.2012 [28].

09Г2С – это низколегированная сталь.

1. Расчетные сопротивления материала трубопровода по временному сопротивлению и пределу текучести соответственно:

$$R_u = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n \cdot \gamma_{ty}}; \quad (\text{П.2.1})$$

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n \cdot \gamma_{ty}}; \quad (\text{П.2.2})$$

где R_{un} , R_{yn} - нормативные значения временного сопротивления и предела текучести соответственно, которые представлены на рисунке П.2.1, МПа;

γ_{tu} , γ_{ty} - коэффициент надежности по материалу труб, значения которых следует принимать по рисунку П.2.2, П.2.3;

γ_{tu} , γ_{ty} - поправочные коэффициенты надежности по материалу труб, значения которых следует принимать по рисунку П.2.4;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности трубопровода, значения которого следует принимать по рисунку П.2.5;

γ_c - коэффициент условий работы трубопровода, значения которых следует принимать по рисунку П.2.6.

Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Предел текучести σ_T , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Относительное удлинение δ_5 , %
	не менее		
08Ю	255(26)	174(18)	30
08кп	294(30)	174(18)	27
08, 08пс, 10кп	314(32)	196(20)	25
10, 10пс, 15кп, Ст2сп, Ст2пс, Ст2кп	333(34)	206(21)	24
15, 15пс, 20кп, Ст3сп, Ст3пс, Ст3кп	372(38)	225(23)	22
20, 20пс, Ст4сп, Ст4пс, Ст4кп	412(42)	245(25)	21
20Ф, 20-КСХ, 06ГБ	470 (48)	294 (30,0)	20,0
09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 08ХМФЧА, 22ГФ, 26ХМА	490 (50)	343 (35,0)	20,0

Рисунок П.2.1 – Таблица 1 ГОСТ 10705-80 [30]

Характеристика труб и соединительных деталей	Коэффициент надежности по материалу $\gamma_{мв}$
Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,40
Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами; бесшовные холодно- и теплodeформированные	1,47
Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты; штампованные и штампосварные соединительные детали; остальные бесшовные трубы и соединительные детали	1,55

Рисунок П.2.2 – Таблица 2 СП 33.13330 [28]

Характеристика труб и соединительных деталей	Коэффициент надежности по материалу $\gamma_{мв}$
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Сварные из стали с отношением $R_{yn} / R_{un} \leq 0,8$	1,15
Сварные из стали с отношением $R_{yn} / R_{un} > 0,8$	1,20

Рисунок П.2.3 – Таблица 3 СП 33.13330 [28]

Трубы и соединительные детали из сталей	Поправочные коэффициенты надежности по материалу по временному сопротивлению $\gamma_{и}$ и по пределу текучести $\gamma_{т}$ при температуре эксплуатации трубопровода, °С						
	минус 70	минус 40 – плюс 20	100	200	300	400	450
Углеродистых:							
$\gamma_{и}$	–	1,0	1,0	1,0	1,0	–	–
$\gamma_{т}$	–	1,0	1,05	1,15	1,40	–	–
Низколегированных:							
$\gamma_{и}$	1,0	1,0	1,05	1,05	1,10	1,40	1,90
$\gamma_{т}$	1,0	1,0	1,10	1,15	1,25	1,60	2,20
Легированных:							
$\gamma_{и}$	1,0	1,0	1,05	1,15	1,25	1,35	1,45
$\gamma_{т}$	1,0	1,0	1,05	1,15	1,25	1,35	1,45

Рисунок П.2.4 – Таблица 4 СП 33.13330 [28]

Транспортируемая среда и номинальный диаметр трубопровода (D_N)	Коэффициент надежности по ответственности γ_n трубопровода при нормативном давлении транспортируемой среды, МПа		
	$0 < p_n \leq 2,5$	$2,5 < p_n \leq 6,3$	$6,3 < p_n \leq 10$
Горючие газы, $D_N \leq DN 500$; трудногорючие и негорючие (инертные) газы, $D_N \leq DN 1000$; легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, $D_N \leq DN 1000$; трудногорючие и негорючие жидкости, $D_N \leq DN 1200$	1,0	1,0	1,0
Горючие газы, $DN 500 < D_N \leq DN 1000$; трудногорючие и негорючие (инертные) газы, $D_N = DN 1200$; легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, $D_N = DN 1200$; трудногорючие и негорючие жидкости, $D_N = DN 1400$	1,0	1,0	1,05
Горючие газы, $D_N = DN 1200$; трудногорючие и негорючие (инертные) газы, $D_N = DN 1400$; легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, $D_N = DN 1400$	1,0	1,05	1,10
Горючие газы, $D_N = DN 1400$	1,05	1,10	1,15

Рисунок П.2.5 – Таблица 5 СП 33.13330 [28]

Характеристика транспортируемой среды	Коэффициент условий работы трубопровода γ_c
Вредные (классов опасности 1 и 2), горючие газы, в том числе сжиженные	0,55
Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости; вредные (класса опасности 3) и трудногорючие и негорючие (инертные) газы	0,70
Трудногорючие и негорючие жидкости	0,85
Примечание – Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.007.	

Рисунок П.2.6 – Таблица 6 СП 33.13330 [28]

$$R_u = \frac{490 \cdot 0,70}{1,47 \cdot 1,0 \cdot 1,0} = 233,3 \text{ МПа};$$

$$R_y = \frac{343 \cdot 0,70}{1,15 \cdot 1,0 \cdot 1,0} = 208,8 \text{ МПа}.$$

Для определения коэффициента надежности по материалу γ_{mu} необходимо вычислить отношение нормативных значений предела текучести и временного сопротивления:

$$\frac{R_{ym}}{R_{um}} = \frac{343}{490} = 0,7 \leq 0,8.$$

Стабильный газовый конденсат – это легковоспламеняющаяся жидкость, относящаяся к 4 классу опасности вредных веществ по ГОСТ 12.1.007, так как ПДК стабильного газового конденсата равна 300 мг/м³.

2. Определение толщины стенки трубы трубопровода:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R + \gamma_f \cdot p_n)}, \quad (\text{П.2.3})$$

где $R = \min \{R_u; R_y\}$;

γ_f - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимается 1,15;

p_n - рабочее давление, МПа;

η - коэффициент несущей способности: для труб $\eta = 1$.

$$t = \frac{1,15 \cdot 1,0 \cdot 0,2 \cdot 0,63}{2 \cdot (208,8 + 1,1 \cdot 0,2)} = 3,5 \cdot 10^{-4} \text{ м} = 0,35 \text{ мм}.$$

Принимаем по СП 33.13330 толщину стенки равную 4 мм. [29]

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию (П.2.4), чтобы величина гидростатического давления была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления, равного 0,2 МПа.

$$p_u = \frac{2 \cdot t_{\min} \cdot R}{d_{\text{вн}}}, \quad (\text{П.2.4})$$

где t_{\min} - минимальная толщина стенки, мм;

R - расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% $R_{\text{нy}}$, МПа;

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубы, мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 343}{614} = 4,25 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие выполняется ($p_u > p_{\text{раб}}$).

3. Напряжения, возникающие в трубопроводе:

- кольцевые:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{\gamma_f \cdot p_n \cdot d_{\text{вн}}}{2 \cdot t_{\text{ном}}}. \quad (\text{П.2.5})$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,15 \cdot 0,2 \cdot 0,614}{2 \cdot 0,008} = 8,83 \text{ МПа.}$$

- температурные напряжения, возникающие в стенках трубы:

$$\sigma_t = -\alpha \cdot E \cdot (t_s - t_\phi), \quad (\text{П.2.6})$$

где α - коэффициент линейного расширения, равный $-12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$;

E - модуль упругости стали, принимаемые по таблице 2.2, Па;

t_s - максимальная рабочая температура стенок трубы в процессе эксплуатации;

t_ϕ - наименьшая (t^x) температура фиксации расчетной схемы трубопровода (температура укладки).

Для надземных трубопроводов ориентировочно перепад температуры можно принять $\pm 50^\circ\text{C}$ [31].

$$\sigma_t = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 50 = -120 \text{ МПа.}$$

- продольные напряжения от внутреннего давления для надземных прямолинейных трубопроводов определяется:

$$\sigma_{\text{нр.р}} = 0,25 \cdot \frac{\gamma_f \cdot p_n \cdot d_{\text{вн}}}{t_{\text{ном}}}. \quad (\text{П.2.7})$$

$$\sigma_{\text{нр.р}} = 0,25 \cdot \frac{1,15 \cdot 0,2 \cdot 0,614}{0,008} = 4,41 \text{ МПа.}$$

4. Проверка прочности и устойчивости.

Расчет производится в соответствии с [31].

1) Определение длины пролета:

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot (R_y - \sigma_{np.p})}{q_{общ}}}, \quad (\text{П.2.8})$$

где W – момент сопротивления поперечного сечения, м^3 , определяемый по формуле (П.2.9):

$$W = \frac{2 \cdot I}{d_e}, \quad (\text{П.2.9})$$

где I – осевой момент инерции трубы, м^4 :

$$I = \pi \cdot \frac{(d_e^4 - d_{вн}^4)}{64}. \quad (\text{П.2.10})$$

2. Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{общ}$:

$$f_q = \frac{1}{384} \cdot \frac{q_{общ} \cdot l^4}{E \cdot I}. \quad (\text{П.2.11})$$

3. Продольное усилие, действующее в трубопроводе:

$$N = N_1 + N_2 = 0,3 \cdot \sigma_{кц} \cdot F - \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t, \quad (\text{П.2.12})$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, м^2 .

4. Критическая сила:

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{(\eta \cdot l)^2}, \quad (\text{П.2.13})$$

где $\eta \cdot l$ – свободная длина рассматриваемого перехода, при двух пролетах и более $\eta = 0,7$.

5. Фактическая стрела прогиба:

$$f_\phi = \frac{f_q}{1 - \frac{N}{N_{кр}}}. \quad (\text{П.2.14})$$

6. Суммарный изгибающий момент:

$$M = M_1 + M_2 = \frac{q_{общ} \cdot l^2}{12} + N \cdot f_\phi, \quad (\text{П.2.15})$$

где M_1, M_2 – изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении и изгибающий момент от действия продольной силы соответственно, $\text{Н} \cdot \text{м}$;

7. Продольные напряжения:

$$\sigma_{np} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W}. \quad (\text{П.2.16})$$

$$I = \pi \cdot \frac{(0,63^4 - 0,614^4)}{64} = 7,56 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4;$$

$$W = \frac{2 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4}}{0,63} = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3;$$

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot 2,4 \cdot 10^{-3} \cdot (208,8 - 4,41) \cdot 10^6}{4232,24}} = 37,3 \text{ м};$$

$$f_q = \frac{1}{384} \cdot \frac{4232,24 \cdot 37,3^4}{2 \cdot 10^{11} \cdot 7,56 \cdot 10^{-4}} = 0,14 \text{ м};$$

$$N = 0,3 \cdot 8,83 \cdot 10^6 \cdot \pi \cdot \frac{(0,63^2 - 0,614^2)}{64} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot \pi \cdot \frac{(0,63^2 - 0,614^2)}{4} \cdot 50 = -1,83 \text{ МН}$$

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 7,56 \cdot 10^{-4}}{(0,7 \cdot 37,3)^2} = 2,19 \text{ МН};$$

$$f_\phi = \frac{0,14}{1 - \frac{-1,83}{2,19}} = 0,07 \text{ м};$$

$$M = \frac{4232,24 \cdot 37,3^2}{12} + (-1,83) \cdot 10^6 \cdot 0,07 = 368,9 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$\sigma_{np} = \frac{4 \cdot (-1,83) \cdot 10^6}{\pi \cdot (0,63^2 - 0,614^2)} + \frac{368900}{2,4 \cdot 10^{-3}} = 61,77 \text{ МПа}.$$

1) Проверка на прочность надземных трубопроводов производится из условия:

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_4 \cdot R_y, \quad (\text{П.2.17})$$

где ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное состояние металла труб; при растягивающих продольных усилиях ($N \geq 0$) принимается равным единице, при сжимающих ($N < 0$) – по формуле (П.2.18):

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кш}}{R_y}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кш}}{R_y}. \quad (\text{П.2.18})$$

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{8,83}{208,8}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{8,83}{208,8} = 0,98.$$

$$|61,77| \leq 0,98 \cdot 208,8;$$

$$|61,77| \leq 204,624.$$

Условие прочности выполняется.

Определение выбросов загрязняющих веществ при проведении сварочных работ

В соответствии со спецификацией материалов электродов типа Э50А марки УОНИ-13/55 необходимо 20 кг. Расход примем 2 кг/ч.

1. Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в воздушный бассейн в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{bi} = \frac{B \cdot K_m^x \cdot (1 - \eta)}{3600}, \text{ г/с} \quad (\text{П.3.1})$$

где: B - расход применяемых сырья и материалов, кг/ч;

K_m^x - удельный показатель выделения загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов (рисунок П.3.1), г/кг;

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжена группа технологических агрегатов, принимаем ($\eta = 0$).

Технологический процесс (операция)	Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества выделяемых загрязняющих веществ, г/кг										
		сварочный аэрозоль	в том числе					Прочие		фтористый водород	диоксид азота	оксид углерода
			железа оксид	марганец и его соединения	хром шестивалентный (в пересчете на трехокись хрома)	пыль неорганическая, содержащая SiO ₂ (20-70%)	наименование	колич.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
РУЧНАЯ ДУГОВАЯ СВАРКА												
Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами	УОНИ-13/45	16,4	10,69	0,92	-	1,40	Фториды (в пересчете на F)	3,3	0,75	1,50	13,3	
	УОНИ-13/55	16,99	14,90	1,09	-	1,0	-	-	0,93	2,70	13,3	
	УОНИ-13/65	7,5	4,49	1,41	-	0,80	Фториды (в пересчете на F)	0,80	1,17	-	-	
	УОНИ-13/80	11,2	8,32	0,78	-	1,05	-	1,05	1,14	-	-	
	УОНИ-13/85	13,0	9,80	0,60	-	1,30	-	1,30	1,10	-	-	
	ЭА 606/П	10,7	9,72	0,68	0,30	-	-	-	0,004	1,30	1,40	
	ЭА 395/9	16,0	15,47	0,10	0,43	-	-	-	0,90	-	0,5	
	ЭА 981/15	9,5	8,08	0,70	0,72	-	-	-	0,80	-	-	
ЭА 400У	11,0	7,40	0,70	0,9	-	-	Фториды (в пересчете на F)	2,0	1,60	-	-	

Рисунок П.3.1 - Удельные показатели выделения загрязняющих веществ при сварке и наплавке металлов

Определение выбросов загрязняющих веществ при нанесении лакокрасочных материалов (ЛКМ)

В соответствии со спецификацией материалов массы грунтовки и краски составляют 7 и 6 кг соответственно. Число рабочих часов в день – 3. Число дней – по 4 на грунтовку и покраску. Окраска и сушка производится одновременно.

1. Количество аэрозоля краски, выделяющегося при нанесении ЛКМ на поверхность изделия (детали), определяется по формуле:

$$P_{ок}^a = \frac{m_k \cdot \delta_a}{100}, \quad (П.4.1)$$

где m_k - масса краски, используемой для покрытия, кг;

δ_a - доля краски, потерянной в виде аэрозоля, % (рисунок П.2.1).

2. Количество летучей части каждого компонента по формуле:

$$P_{ок}^{нар} = \frac{m_k \cdot f_p \cdot \delta_p'}{10^4}, \quad (П.4.2)$$

где f_p - доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (рисунок П.2.2);

δ_p' - доля растворителя в ЛКМ, выделившегося при нанесении покрытия (рисунок П.4.1).

В процессе сушки происходит практически полный переход летучей части ЛКМ (растворителя) в парообразное состояние:

$$P_c^{нар} = \frac{m_k \cdot f_p \cdot \delta_p''}{10^4}, \quad (П.4.3)$$

где δ_p'' - доля растворителя в ЛКМ, выделившаяся при сушке покрытия (рисунок П.4.1).

4. Расчет максимального выброса:

$$G_{ок(суш)} = \frac{P_{ок(суш)}^{нар} \cdot 10^3}{n \cdot t \cdot 3600}, \text{ г/с} \quad (П.4.4)$$

где n – число рабочих часов в день при покраске (сушке), ч;

t – число дней работы участка за месяц напряженной работы при окраске (сушке).

Способ окраски	Доля аэрозоля при окраске. (%)	Пары растворителя (% от общего содержания растворителя в краске)	
	при окраске δ_a	при окраске δ_p'	при сушке δ_p''
Пневматический	30	25	75

Рисунок П.4.1 – Выделение ЗВ при нанесении лакокрасочных покрытий [22]

Вид	Марка	Доля летучей части (растворителя) %	Наименование	Содержание компонента "х" в летучей части ЛКМ %
1	2	3	4	5
ГРУНТОВКИ	АК-070	86	ацетон	20,04
			спирт н-бутиловый	12,6
			ксилол	67,34
	ГФ-017	51	ксилол	100
	ГФ-021	45	ксилол	100
	ЛАКИ	АК-113	93	бутилацетат
спирт н-бутиловый				19,98
спирт этиловый				9,94
толуол				19,98
АК-113Ф		91	спирт н-бутиловый	20,7
			ксилол	79,3
БТ-99		56	уайт-спирит	4
			ксилол	96
БТ-577		63	уайт-спирит	42,6
			ксилол	57,4

Рисунок П.4.2 – Состав лакокрасочных материалов [22]