

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

Направление подготовки 280700.62 «Техносферная безопасность»

Профиль «Безопасность технологических процессов и производств»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Обеспечение пожарной безопасности на установке подготовке нефти в
ООО «Самаранефтегаз»

| | | | |
|---------------|---------------------------------------|-------|------------------|
| Студент | <u>М.Г. Антипов</u> (И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |
| Руководитель | <u>К.Ш. Нуров</u> (И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |
| Нормоконтроль | <u>В.В. Петрова</u> (И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.п.н., профессор Л.Н. Горина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения

Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»

Направление подготовки 280700.62 «Техносферная безопасность»

Профиль «Безопасность технологических процессов и производств»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой «УПиЭБ»

_____ Л.Н. Горина

« ____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение бакалаврской работы

Студент Антипов Михаил Геннадьевич

1. Обеспечение пожарной безопасности на установке подготовке нефти в ООО «Самаранефтегаз»
2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы: 15 июня 2016 года
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе
 - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ УПН «Зольненская» Цех подготовки нефти и газа № 4 №П1-01.05 ТР-097 ЮЛ-035 Версия 1.01;
 - ПЛАН ТУШЕНИЯ ПОЖАРА на УПН «Зольненская» ЦПНГ-4 ООО «Самаранефтегаз»;
 - ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»
 - ППБО-85, Правила пожарной безопасности
 - ПБ 03-517-02 Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)

ВВЕДЕНИЕ

- 1 Характеристика производственного объекта
 - 1.1 Расположение
 - 1.2 Виды производимых работ
- 2 Технологический раздел
 - 2.1 План размещения основного технологического оборудования
 - 2.2 Описание технологического процесса
 - 2.3 Анализ аварийности на производственном объекте
- 3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов, обеспечения безопасных условий труда
- 4 Научно-исследовательский раздел
 - 4.1 Противопожарное водоснабжение объекта
 - 4.2 Предлагаемое изменение
- 5 Охрана труда
- 6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность
 - 6.1 Защита поверхности поверхностных вод, недр и почвы от загрязнения сточными водами
- 7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях
 - 7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций на установке
- 8 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Лист 1 генеральный план УПН «Зольненская»
- Лист 2 схема противопожарного водоисточника УПН «Зольненская»
- Лист 3 схема расположения
- Лист 4 схеме маршрута следования ЦТКП СПб и АСР на УПН «Зольненская»
- Лист 5 схема расстановки сил и средств вариант 1
- Лист 6 схема расстановки сил и средств вариант 2
- Лист 7 табель пожарного расчета добровольной пожарной охраны
- Лист 8 выписка как из привлечения сил и средств
- Лист 9 таблицы по взрывоопасности

К.Ш. Нуров

Дата выдачи задания _____ 201__года

Руководитель бакалаврской работы

(подпись)

К.Ш. Нуров

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

М.Г. Антипов

(И.О. Фамилия)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения
Кафедра «Управление промышленной и экологической безопасностью»
Направление подготовки 280700.62 «Техносферная безопасность»
Профиль «Безопасность технологических процессов и производств»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой «УПиЭБ»
_____ Л.Н.Горина
« ____ » _____ 2016г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы

Студента: Антипов Михаил Геннадьевич
по теме Обеспечение пожарной безопасности на установке подготовке нефти в
ООО «Самаранефтегаз»

| Наименование раздела работы | Плановый срок выполнения раздела | Фактический срок выполнения раздела | Отметка о выполнении | Подпись руководителя |
|--|----------------------------------|-------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Характеристика производственного объекта | 18.03.2016 | 18.03.2016 | выполнено | |
| Технологический раздел | 25.03.2016 | 25.03.2016 | выполнено | |
| Научно-исследовательский раздел | 30.03.2016 | 30.03.2016 | выполнено | |
| Раздел «Охрана труда» | 08.04.2016 | 08.04.2016 | выполнено | |
| Охрана окружающей среды и экологическая безопасность | 15.04.2016 | 15.04.2016 | выполнено | |
| Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях | 20.04.2016 | 20.04.2016 | выполнено | |
| Экономическая эффективность | 25.04.2016 | 25.04.2016 | выполнено | |

Руководитель бакалаврской
работы

Задание принял к исполнению

(подпись) **К.Ш. Нуров**
(И.О. Фамилия)

(подпись) **М.Г. Антипов**
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Тема бакалаврской работы: Обеспечение пожарной безопасности на установке подготовке нефти в ООО «Самаранефтегаз»

В первом разделе дана характеристика УПН (установка подготовки нефти) «Зольненская»

ЦПНГ-4(цех подготовки нефти и газа №4) ООО «Самаранефтегаз», указаны основные виды производимой продукции.

В технологическом разделе приведено описание технологического процесса производства обезвоживания нефти. Рассмотрены основные опасные вещества, которые возникают при данном технологическом процессе.

В научно исследовательском разделе предложено замена труб водоснабжения на больший диаметр.

В разделе «Охрана труда» рассмотрена система управления охраной труда на площадке.

В разделе «Охрана окружающей среды и экологическая безопасность» рассмотрена экологическая политика предприятия.

В разделе «Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях» проанализированы возможные аварийные ситуации на установке и меры по предотвращению их возникновения.

В экономическом разделе определена экономическая эффективность предлагаемого изменения.

Объем работы составляет 59 страниц, 9 таблиц, 1 приложение.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1 Характеристика производственного объекта..... | 5 |
| 1.1 Расположение..... | 5 |
| 1.2 Виды производимых работ..... | 5 |
| 2 Технологический раздел..... | 6 |
| 2.1 План размещения основного технологического оборудования..... | 6 |
| 2.2 Описание технологического процесса..... | 6 |
| 2.3 Анализ аварийности на производственном объекте..... | 18 |
| 3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов, обеспечения безопасных условий труда | 19 |
| 4 Научно-исследовательский раздел..... | 25 |
| 4.1 Противопожарное водоснабжение объекта..... | 25 |
| 4.2 Предлагаемое изменение..... | 27 |
| 5 Охрана труда..... | 28 |
| 6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность..... | 34 |
| 6.1 Защита поверхности поверхностных вод, недр и почвы от загрязнения сточными водами..... | 34 |
| 7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях..... | 39 |
| 7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций на установке..... | 39 |
| 8 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности..... | 49 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 55 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 56 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ..... | 59 |

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа разработана на основании документов, предоставленных руководством цеха подготовки нефти и газа №4 АО «Самаранефтегаз» основные из которых – это технологический регламент производства установки подготовки нефти «Зольненская» цех подготовки нефти и газа № 4

Назначение установки подготовки нефти «Зольненская»:

- сепарация газа от жидкости, поступающей по системе сбора со скважин Зольненского месторождения;
- отделение пластовой воды от нефти теплехимическим способом, с добавлением химических реагентов и пресной воды;
- получение сточной воды пригодной для закачки в нагнетательные скважины;
- хранение, (вывоз) полученной кондиционной нефти.

Фактическая производительность установки составляет:

- по жидкости – 1000 – 1500 т/сут;
- по обезвоженной нефти – 150 – 170 т/сут;
- по газу – 12000 - 15000 м³/сут;
- по сточной (пластовой) воде – 850 – 1330 т/сут.

Объектом рассмотрения в данной работе являются зоны технологического процесса, на которых возможны аварии. С целью снижения риска распространения аварийных ситуаций предлагается заменить участок трубопровода длиной 50м диаметром 100мм на трубопровод диаметром 200мм.

1 Характеристика производственного объекта

1.1 Расположение

Установка по подготовки нефти «Зольненская» административно входит в состав цеха подготовки нефти и газа № 4 ООО «Самаранефтегаз» расположена в 1 километре к востоку от с. Зольное Городского округа Жигулевск Самарской области и занимает 2,5 га.

1.2 Виды производимых работ

Открытие скважин Зольнесенского и Стрельненского оврага было сделано в 1941, в 1943 была пробурена первая скважина, Зольненская установка подготовки нефти введена в эксплуатацию в 1988 году.

В 2005 году проведена реконструкция установки в установку предварительного сброса воды.

УПН «Зольненская» предназначена для предварительной подготовки и обезвоживания нефтяной эмульсии добываемой со скважин Зольнесенского, Стрельненского месторождения. Нефтяная эмульсия поступает двумя потоками Девонски, Угленосный. После сепарации и обезвоживания нефтяной эмульсии кондиционная нефть поступает на сливную эстакаду и перевозиться нефтевозами на «Сызранский» НПЗ для последующий переработки. Годовой дебит по кондиционной нефти составляет 56575тонн.

2 Технологический раздел.

2.1 План размещения установки

План-схема рассматриваемого объекта представлено на первом чертеже формата А1.

2.2 Особенности технологического процесса

Зольненская установка подготовки нефти предназначена для сепарации и обезвоживания в следующей последовательности (для каждого потока):

- ввод в поток сырья реагента - деэмульгатора;
- сепарация и обезвоживание нефти при обеспечении нагрева;
- подготовка и закачка пластовой воды в нагнетающие скважины;
- подготовка нефтяного газа;
- дополнительный отстой обезвоженной нефти;
- хранение, (вывоз) кондиционной нефти.

Жидкость со скважин, поступает на УПН Зольненская двумя отдельными потоками (угленосный «С» и девонский «D»). Каждый из указанных потоков направляется на блок обезвоживания нефти, обеспечивающий подготовку нефти и сепарации газа и подготовку воды. Угленосный поток в количестве до 400 м³/сут. при обводненности эмульсии 78 - 80% через задвижки № 3, 5 при давлении до 0,4 МПа, заводится в отстойник О-3 В качестве отстойника О-3 принята горизонтальная емкость V=176 м³, диаметром 3000 мм. оборудованная теплообменным змеевиком, обеспечивающим нагрев обрабатываемой нефтяной эмульсии до 35°С. Данные по температуре (ТЕ-31) жидкости выводятся на щит контроля в операторную. Острый пар под давлением 0,45 МПа может подаваться на теплообменный змеевик через задвижку №.51 Перед вводом нефтяной эмульсии в отстойник О-3 в поток дозировочным насосом реагентного блока БПР через задвижку №93, производится подача реагента-деэмульгатора с дозировкой базового реагента Реапон 4В 145–155г/т (альтернативного Decleave S-1251 135-145г/т).

Регулирование температуры процесса в отстойнике производится регулированием расхода пара задвижкой № 51

В процессе отделения воды в сосуде О-3, контроль уровня, производится при помощи уровнемера РУПШ и поворотного пробоотборного крана.

При регулирование уровня раздела фаз «нефть-вода» в данном аппарате может производиться сбросом воды задвижкой №70. Рабочий уровень нефти в отстойнике О-3 контролируется при помощи уровнемера РУПШ-16 (LIA-30) с выводом сигнала предельных значений на щит контроля в операторной, «нижний - верхний» уровни регулируются задвижкой №14 и поддерживается в пределах 800-2100 мм. Аппарат оборудован двумя предохранительными клапанами СППК сброс с клапанов на факел. Давление в аппарате контролируется техническим манометром (PI-32) по месту. Регулирование перепуска нефтяной эмульсии из отстойника О-3 в О-9, производится задвижкой № 14. Пластовая вода, отделившаяся в отстойнике О-3 через задвижку № 70 поступает для подготовки в буферную ёмкость угленосной воды О-8, в котором при давлении до - 0,35 МПа происходит гравитационное отделение уловленной нефти, от пластовой воды. В качестве отстойника пластовой воды угленосного потока О-8 емкость объемом 100 м³. Уровень пластовой воды (LIA-20) в О-8 контролируется при помощи уровнемера РУПШ, поддерживается на уровне 800 – 2200 мм, давление в сосуде контролируется техническим манометром (PI-21) по месту. Для предотвращения превышения давления на сосуде установлены два предохранительные клапана СППК с сбросом давления на факел.

Откачка воды с О-8 производится водяными насосами №1,2 под давлением P=3,5-5,0 МПа в нагнетательные скважины или при технической необходимости насосами №3,4 (Д), открыв задвижку №36 на перемычке приёмных трубопроводов (Д.С) На напорных линиях насосов установлены технические манометры (PI-26,25) на насосах №1,2) с контролем по месту и электроконтактный манометр на напорном водоводе (PIA-27)с выводом сигнализации при достижение предельных значений в операторную на щит

контроля Расход закачиваемой воды угленосного потока контролируется расходомером (FE-29) с

Девонский поток Зольненского месторождения в количестве до 550 м³/сут и обводненностью 93-94% через задвижку №2 заводится в отстойник О-4. В качестве отстойника О-4 принята горизонтальная емкость объемом 176 м³ и диаметром 3000 мм., оборудованная паровыми змеевиками, обеспечивающим нагрев обрабатываемой нефтяной эмульсии до 35 °С с выводом температурных данных на щит контроля в операторную Острый пар под давлением 0,45 МПа может подаваться на теплообменный змеевик через задвижку №52. Перед вводом нефтяной эмульсии в отстойник О-4 в поток дозировочным насосом реагентного блока БПР через задвижку №94 под давлением 0,45МПа производится подача реагента-деэмульгатора с расходом до 120 г/т.

Контроль уровня раздела фаз нефть – вода держится в пределах 1200-1300 мм и контролируется при помощи поворотного пробоотборника. Уровень нефти в отстойнике О-4 контролируется при помощи уровнемера РУПШ (LIA-14) и поддерживается в пределах 1300 –2100мм с выводом сигнала предельных значений на щит контроля в операторной. Давление в сосуде контролируется техническим манометром (PI-16) по месту. Для предотвращения превышения давления, аппарат оборудован двумя предохранительными клапанами СППК с сбросом на факел.

После отделения пластовой воды, в данном аппарате, нефтяная эмульсия с О-4 перепускается через задвижку № 16 в буферную ёмкость нефти О-9 , В качестве буферной ёмкости нефти О-9 принята горизонтальная емкость объемом 176 м³, оборудованная уровнемером РУПШ-16 (LIA-38) и поддерживается в пределах 800-2400мм с выводом сигнала предельных значений на щит контроля в операторной Давление в сосуде контролируется техническим манометром (PI-37) по месту. Для предотвращения превышения давления, аппарат оборудован двумя предохранительными клапанами СППК с сбросом на факел. Из буферной ёмкости нефти О-9 кондиционная нефть под остаточным давлением через задвижки № 116,109 перепускается в резервуар РВС-9 или через задвижки

№116,103,104,180 на пункт налива нефти (ПНН). Отделившаяся пластовая вода в О-4 поступает в буферную ёмкость девонской воды О-10. В качестве буферной емкости девонской воды О-10 принята горизонтальная емкость объемом 176 м³, оборудована уровнемером РУПШ-16 (LIA-38) м с выводом сигнала предельных значений на щит контроля в операторной и поддерживается в пределах 800-2200мм. Давление в сосуде контролируется техническим манометром (PI-35) по месту. Для предотвращения превышения давления, аппарат оборудован двумя предохранительными клапанами СППК с сбросом на факел. Подготовленная пластовая вода в О-10 подаётся на приём водяных насосов №3,4 или при технической необходимости на насосы №1,2, (С), открыв задвижку №36 на переключке приёмных трубопроводов (Д.С) На напорных линиях насосов установлены технические манометры (PI-23,24) на насосах №3,4) с контролем по месту и электроконтактный манометр на напорном водоводе (PIA-22)с выводом сигнализации при достижении предельных значений в операторную на щит контроля. Расход закачиваемой воды девонского потока контролируется расходомером (FE-28) с выводом показаний в операторную на вторичный прибор.

Резервуар PBC-9 оборудован уровнемером «РАДАР» (LE- 1) и служит для накопления нефти в случае не предоставления авто бойлеров под вывоз. Сброс газа из буферной ёмкости О-9 производится через задвижки №63, 172, СЦВГ, СИКГ подаётся на факел для дальнейшей утилизации. Газ выделенный в отстойниках О-3, О-4 сбрасывается на блок подготовки газа в газовые сепараторы последовательно О-5, О-6. В качестве газовых сепараторов приняты горизонтальные емкости объемом 30 м³ , оборудованные уровнемерами РУПШ-16, (LIA-9,12) с выводом сигнала предельных значений на щит контроля в операторной. Уровень в г/с О-5,6 поддерживается в пределах от 0 до 600мм. Давление в газовых сепараторах О-5,6 контролируется техническим манометром (PI-10,13) по месту. Для предотвращения превышения давления, аппарат оборудован двумя предохранительными клапанами СППК на каждом г/с с сбросом на факел. Отделившаяся капельная жидкость и конденсат в г/с О-5,6

через задвижки № 61,62,119 сбрасывается в РВС-9. Газ, подготовленный последовательно в О-5 и О-6, через СЦВГ, СИКГ (ФТ- 19а.19б) поступает на факел для сжигания. Дренажная жидкость с поворотных пробоотборников. аппаратов подготовки воды, подготовки нефти, пропуски через сальники насосов по дренажной линии сбрасывается в канализационную емкость Е-1. Дренажная ёмкость Е-1 оборудована уровнемером РУПШ-16 (LIA-6) с выводом сигнала предельного значения на щит контроля в операторной и поддерживается в пределах не более 2000мм. Скопившаяся нефтесодержащая жидкость в Е-1 поршневым насосом Н-5 (6) через задвижки № 129,131,132 откачиваются в входящий напорный трубопровод девонского потока. Давление на напорном трубопроводах насосов Н-5,6 контролируется при помощи технических манометров(PI-5,4) по месту. По мере накопления, нефть с РВС-9 через задвижки №107,180,175,176 под давление подпора подается на пункт налива нефти (ПНН) под налив авто бойлеров с дальнейшей транспортировкой на пункт слива нефти (ПСН) на УПН Красноярская.

В таблице 1 указаны нормы технологического режима.

Таблица 1- Нормы технологического режима

| Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Единица измерения | Допустимые пределы технологических параметров |
|---|-------------------|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Блок реагентный БР – 2 | | |
| Расход реагента в угленосный поток | г/т | 120 - 140 |
| Отстойник второй ступени О - 2 | | |
| - Нагрузка по нефтяной эмульсии | т/сутки | 100 - 110 |
| - давление | МПа | до 0,4 |
| - температура | С | 20 - 30 |
| - Уровень раздела фаз «нефть-вода» | мм | 1000 – 1200 |
| - Уровень (верхний) жидкости | мм | 1800 - 2400 |

Продолжение таблицы 1

| Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Единица измерения | Допустимые пределы технологических параметров |
|--|-------------------|---|
| Содержание в нефти | % вес | до 1,0 |
| - воды | | |
| - солей | мг/л | до 1000 |
| Отстойник подготовки пластовой воды (угленосный поток) О – 8 | | |
| - нагрузка по жидкости | т/сутки | 260 - 265 |
| - давление | МПа | до 0,4 |
| - температура | С | 20 - 30 |
| уровень жидкости | мм | 2200 |
| - максимальный | | |
| - минимальный | мм | 800 |
| Содержание в воде на выходе: | | |
| - нефти | мг/л | до 60 |
| - мех. примесей | мг/л | до 60 |
| Отстойник первой ступени (девонский поток) О - 3 | | |
| - нагрузка по жидкости | т/сутки | 1250 - 1300 |
| - давление | МПа | До 0,4 |
| - температура | °С | 25 - 35 |
| - уровень раздела фаз «нефть-вода» | мм | 1200 - 1300 |
| - уровень (верхний) нефтяной эмульсии | мм | 1800 - 2400 |
| Блок реагентный БР – 1 | | |
| - расход реагента в девонский поток | г/т | 120 - 140 |
| Отстойник второй ступени О – 4 | | |
| - нагрузка по нефтяной эмульсии | т/сутки | 125 - 130 |
| - давление | МПа | до 0,4 |
| - температура | С | 20 - 30 |
| - уровень раздела фаз «нефть-вода» | мм | 1000 - 1200 |
| Отстойник подготовки пластовой воды (девонский поток) О - 7 | | |
| - Нагрузка по жидкости | т/сутки | 1160 - 1170 |
| - давление | МПа | До 0,4 |

Продолжение таблицы 1

| Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Единица измерения | Допустимые пределы технологических параметров |
|--|---------------------|---|
| - температура | °С | 20 – 30 |
| - уровень жидкости: - максимальный - минимальный | мм мм | 2200 800 |
| Содержание в воде на выходе: - нефти - мех. примесей | мг/л мг/л | до 60 до 40 |
| Нефтесборная емкость О-9;О-10 | | |
| - Нагрузка по нефтяной эмульсии | т/сутки | 190 - 200 |
| - Давление | МПа | до 0,4 |
| - температура | °С | 25 - 35 |
| - уровень жидкости: - максимальный - минимальный | мм мм | 2400 800 |
| - содержание нефти на выходе: - воды - солей | % вес мг/л | 0,5 – 1,0 до 900 |
| Газоконденсатосборник О-5; О-6 | | |
| - давление | МПа | до 0,4 |
| - уровень жидкости | мм | Не более 600 |
| Водонасосная | | |
| - угленосный поток Н-1, Н – 2 - давление - расход (Турбоквант) | Мпа м³/час | 3.5 – 5,0 10 – 12 |
| - Девонский поток Н-3, Н –4 - давление - расход (Турбоквант) | Мпа м³/час | 3.5 – 5,0 40-42 |
| Резервуар РВС № 9 | | |
| - взлив | Нмакс. М Нмин. м | 10,5 0,5 |
| - Содержание в нефти: - воды - солей | % вес мг/л | до 1,0 до 900 |

Перечень газоопасных мест на территории УПН «Зольненская»ЦПНГ № 4 ОАО «СНГ»:

- Площадка слива и налива нефти.
- Площадка технологических отстойников.
- Нефтяные, водяные и канализационные колодцы.
- Территория внутри обвалования РВС, непосредственно резервуар.

Вещества и материалы, обращающиеся в производстве.

Сырьем для УПН служит газонефтяная эмульсия с содержанием воды до 97%, добываемая со скважин Зольненского месторождения. В качестве деэмульгатора применяются Диссолван – 4411, Реапон 4В.

Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции показаны в таблице 2.

Таблица 2- характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости) | | Область применения изготавливаемой продукции |
|--|--|--|---|-------------|--|
| | | | Потоки на входе УПН | | |
| | | | Зольненский | | |
| | | | угленосный | девонский | |
| 1. Нефть на входе установки (разгазированная) | ГОСТ 2177-82 | 1. Фракционный состав, % | | | Служит как сырье для НПЗ. |
| | | Начала кипения | - | - | |
| | | До 100 °С | - | - | |
| | | До 200 °С | - | - | |
| | | До 300 °С | 52,00-59,00 | 60,00-63,50 | |
| | ГОСТ 3900-85* | 2. Плотность, г/см ³ | 0,843 | 0,812 | |
| | ГОСТ 33-2000 | 3. Вязкость, сСт, при 20 °С | 8,6 | 3,3 | |
| | | 4. Массовое содержание, % масс. | | | |
| | ГОСТ 1437-75* МВИМ-049S/98 | • серы | 1,14-1,31 | 0,59-1,01 | |
| | Методика ОАО ГПВН №224.12.01.095/2003 | • асфальтенов | - | - | |
| Методика ОАО ГПВН №224.12.01.095/2003 | • смол | 4,90-26,00 | 2,38-4,00 | | |
| ГОСТ 11851-85* | • парафинов | 3,64-5,00 | 3,55-6,36 | | |
| ГОСТ 21534-76 | • соли, мг/л | 220,00 | 220,00 | | |

Продолжение таблицы 2

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости) | | Область применения изготавливаемой продукции |
|--|--|--|--|-----------|---|
| | | | Потоки на входе УПН | | |
| | | | Зольненский | | |
| | | | угленосный | девонский | |
| 2. Пластовая вода | Методика ГипВН № 224.12.14.298/2003 | 1. Плотность, г/см ³ | 1,121 | 1,180 | Используется для закачки в системе ППД. |
| | ПНДФ № 141; 2; 3; 4.121-97 | 2. Показатель активности водородных ионов, рН | 6,0 | 5,0 | |
| | | 3. Ионный состав воды, г/л | | | |
| | Методика ГипВН № 224.01.02.302/2003 | Cl ⁻ | 113,470 | 168,440 | |
| | | | 3199,91 | 3199,91 | |
| | Методика ГипВН № 224.01.01.301/2003 | SO ₄ ²⁻ | 0,66 | 0,06 | |
| | | | 13,73 | 1,25 | |
| | Методика ГипВН № 224.01.02.304/2003 | HCO ₃ ⁻ | 0,440 | 0,073 | |
| | | | 7,200 | 1,200 | |
| | Методика ГипВН № 224.01.02.290/2003 | Ca ²⁺ | 5,6 | 26,5 | |
| 280,0 | | | 1325,0 | | |
| Методика ГипВН № 224.01.02.300/2003 | Mg ²⁺ | 1,7 | 3,16 | | |
| | | 139,7 | 259,8 | | |
| Методика ГипВН № 224.01.02.297/2003 | Na ⁺ + K ⁺ | 64,64 | 72,9 | | |
| | | 2801,14 | 3167,65 | | |
| ГОСТ 21534-76* | 4. Минерализация, г/л | 186,3 | 271,13 | | |
| ГОСТ 39-133-81* | 5. Содержание нефтепродуктов, мг/л | 22,6 | 19,0 | | |

Продолжение таблицы 2

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости) | | Область применения изготавливаемой продукции |
|--|--|--|--|-----------|--|
| | | | Потоки на входе УПН | | |
| | | | Зольненский | | |
| | | | угленосный | девонский | |
| 3. Попутный нефтяной газ | Метод газового анализа ГОСТ 5439-76* | 1. Компонентный состав, % мольн. | | | Используется на собственные нужды. |
| | | Метан | 27,0-47,0 | 39,91 | |
| | | Этан | - | 15,32 | |
| | | Пропан | 15,0-23,0 | 15,43 | |
| | | Н – бутан | 2,0-11,0 | 5,47 | |
| | | С ₅ + высшие | остальное | остальное | |
| | ГОСТ 5439-76* | Сернистый водород (далее сероводород) | 1,5-5,5 | 0 | |
| | ГОСТ 5439-76* | Углекислый газ | - | 0,95 | |
| ГОСТ 5439-76* | Азот | - | 16,57 | | |
| ГОСТ 3900-85* | 2. Плотность газа по воздуху, г/л | 0,982-1,288 | 1,065 | | |

Продолжение таблицы 2

| Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости) | Область применения изготавливаемой продукции |
|--|--|--|---|--|
| Деэмульгатор - Реапон – 4В | Импортная поставка | 1. Массовая доля основного вещества, % вес. | 50±5 | Применяется для разрушения водо-нефтяных эмульсий. |
| | | 2. Температура, °С: • застывания • вспышки | минус 50 плюс 25 | |
| | | 3. Вязкость, сПз • +20 • -20 | 42 190 | |
| | | 4. Растворимость, г/л • в воде • в нефти | До 2,0 До 0,2 | |
| Деэмульгатор – Decleave S-1251 | Импортная поставка | 1. Внешний вид | Прозрачная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета | Применяется для разрушения водо-нефтяных эмульсий. |
| | | 2. Массовая доля активного вещества, % масс. | 20 | |
| | | 3. Вязкость кинематическая при температуре 20°С, сСт, не более | 60 | |
| | | 4. Температура застывания, °С, не выше | Минус 40 | |
| | | 5. Плотность при 20 °С, г/см ³ | 0,92±0,05 | |

2.3 Анализ аварийности на производственном объекте

Анализ опасности производственных объектов является составной частью управления промышленной безопасностью и заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возможных нежелательных событий.

В таблице 3 представлены аварии и инциденты за период 2014-2015 годы на УПН «Зольненская» ЦПНГ-4.

Таблица 3 – Сведения об авариях и инцидентах на УПН «Зольненская»

| Дата, объект | Вид аварии | Описание аварии и основные причины | Масштабы развития аварии | Число пострадавших, ущерб |
|--------------|------------------|--|--------------------------|---------------------------|
| 04.06.2014 | Розлив нефти | На задвижке №14 розлив за границы нефти ловушки Причина: при замене задвижки отсекающая прокладка не герметична. | 5м ² | |
| 15.08.2014 | Возгорание | При замене трубопровода во время газ резочных работ возгорание пирофорных отложений Причина: слабо пропаренная труба. | | |
| 09.09.2015 | Возгорание травы | Возгорание сухой скошенной травы при уборке вблизи территории УПН Причина: не аккуратное обращение с инструментом | 10м ² | |

3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов, обеспечения безопасных условий труда

Соблюдение ниже следующих правил безопасного ведения технологического процесса, и выполнение связанных с ним работ исключает возможные аварии, взрывы, пожары, травмирование людей.

Для оперативной работы со взаимосвязанными службами и быстрого вызова пожарных подразделений на Зольненской УПН предусмотрена круглосуточная оперативная связь.

Существующие средства связи на Зольненской УПН - телефон нефтянка.

Радиосвязь и корпоративная сотовая связь отсутствуют,

В технологическом процессе УПН используются продукты, реагенты, материалы, обладающие в той или иной степени токсичностью и опасны во взрывоопасном отношении. В связи с этим, данная установка характеризуется приведенными ниже опасными производственными факторами.

Газоопасность обусловлена наличием в производстве нефти, легколетучих газов содержащих: наркотические (метан, этан, пропан), удушающие (азот, сероводород, диоксид углерода), раздражающие дыхательные пути.

При наличии в воздухе двух или нескольких вредных веществ, их действие может суммироваться и тяжесть отравления в этом случае чаще всего увеличивается.

Взрывоопасность обусловлена наличием в производстве углеводородных газов, которые в смеси с кислородом воздуха могут образовывать в определенных пределах концентраций взрывоопасные смеси. При наличии источника зажигания может произойти хлопок, взрыв, который может вызвать разрушение производственных зданий, оборудования и

пожар, несущий большие разрушения и грозящий опасностью для жизни персонала. В связи с этим установка относится к категории взрыво-пожароопасных объектов.

Наличие высокого давления может привести к разрыву трубопроводов и аппаратов, что также опасно для жизни персонала.

Наиболее опасными местами на установке являются канализационные и технологические колодцы, насосная, сепараторы, различные токоведущие коммуникации, места отбора проб.

Пожароопасность обусловлена наличием в производстве горючих газов, горючих жидкостей (нефть, выделяющийся из нефти газ, деэмульгатор), горючих материалов, (электрические кабели, смазочные масла и промасленные материалы).

Кроме этого, производство характеризуется следующими опасностями:

- возможностью получения химических ожогов в результате попадания химикатов на тело человека;

- возможностью получения термических ожогов в результате соприкосновения с горячими и неизолированными поверхностями аппаратов и трубопроводов, корпусами насосов или попадании разогретых продуктов на тело человека;

- возможностью поражения электрическим током при соприкосновении с неизолированными участками токоведущих частей электрических машин, при повреждениях на электрооборудовании и кабелях, а также при нарушении правил электробезопасности.

- возможностью нанесения механических травм от вращающихся или движущихся механизмов и другие опасности, связанные с эксплуатацией оборудования, работающего под давлением, выполнением работ на высоте, в приямках, колодцах, внутри сосудов и при обращении с вредными веществами.

Вредными веществами на установке являются углеводородное сырье, углеводородные газы, реагент-ингибитор коррозии.

Опасными операциями являются - установка и замена заглушек, прокладок, смена СППК, работа в колодцах и на высоте, особенно в условиях обледенения, пропаривание трубопроводов от пробок, очистка внутренних поверхностей аппаратов, ремонт оборудования.

Для исключения возможности взрывов, пожаров, ожогов и отравлений необходимо соблюдать следующие правила ведения производственного процесса.

Обеспечивать ведение технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента, инструкции по рабочим местам, инструкций заводов - изготовителей оборудования. При этом недопустимо повышение или понижение значений параметров технологического процесса (давления, температуры, уровня концентрации вредных и взрывоопасных веществ в воздухе и др.) выше или ниже допустимых значений указанных в этих документах.

В том случае, когда значения параметров выходят за допустимые пределы и вмешательство обслуживающего персонала не позволяет вернуть их к норме, узел на котором произошла неполадка или УПН, в целом, должны быть остановлены для выяснения причины и устранения неполадки.

Поддерживать оборудование, трубопроводы, запорную и регулирующую арматуру в исправном и работоспособном состоянии, неисправное оборудование своевременно должно быть сдано в ремонт.

Поддерживать в работоспособном состоянии средства КИП и А, системы сигнализации и блокировок ПАЗ. Работа с отключенными блокировками запрещается.

Содержать предохранительные клапаны в исправном состоянии, проводить периодическую проверку на месте путем принудительного их подрыва. Кроме того, предохранительные клапаны должны 1 раз в год

проходить тарировку на стенде специальной организацией или в ремонтно-механическом цехе предприятия с обязательным их опломбированием.

Эксплуатацию аппаратов, работающих под давлением осуществлять в соответствии с ПБ 03-576-03 «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», своевременно проводить испытания и освидетельствования, предусмотренные этими «Правилами».

Все электрооборудование и электроарматура должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Содержать вентиляционное оборудование в исправном состоянии, приточная вентиляция должна быть постоянно включенной и обеспечивать необходимую кратность воздухообмена (не менее 8). Своевременно устранять пропуски, вибрацию.

Следить за состоянием изоляции аппаратов и трубопроводов, температура стенки которых в рабочем состоянии превышает плюс 50 °С.

Содержать в исправном состоянии ограждения движущихся частей машин и механизмов, перил, лестниц, обслуживающих и переходных площадок. При эксплуатации технологического оборудования не допускается загромождение и загрязнение производственных площадок, помещений, оборудования и т.п.

При выводе технологического оборудования в ремонт, оно должно быть отключено от действующей системы запорной арматурой, освобождено от продукта, промыто, продуто и отглушено заглушками, согласно «Схеме установки заглушек», с записью об этом в специальном журнале. Необходимо систематически производить осмотр и проверку производственного оборудования, и своевременный его ремонт согласно графику ППР. Недопустимо проведение огневых ремонтных работ на оборудовании, находящемся в рабочем режиме.

Для защиты персонала от опасных факторов необходимо применять средства индивидуальной защиты, выдаваемые обслуживающему персоналу, которые должны отвечать требованиям ТУ или ГОСТ.

Следить за исправным состоянием и своевременной проверкой средств индивидуальной защиты эксплуатационного и обслуживающего персонала, а также комплекта аналогичных средств в аварийных шкафах.

Содержать в исправном и рабочем состоянии средства пожаротушения. Систематически проверять и опробовать систему противопожарного водопровода и пенотушения.

Иметь на рабочем месте:

- эксплуатационно-техническую документацию (регламент, инструкции по рабочим местам, ПЛАС, инструкция по ТБ и промсанитарии, технологические схемы на бумажном носителе);

- рабочую документацию (сменный журнал, журнал регистрации нарядов-допусков; журнал установки и снятия заглушек, режимные листы и др.):

- медицинскую аптечку, укомплектованную необходимыми медикаментами по перечню;

- аварийного комплекта инструментов:

- аварийного комплекта фильтрующих и изолирующих противогазов.

Ремонтные работы на действующей установке проводить по наряду-допуску с применением искробезопасного инструмента и использованием светильников во взрывобезопасном исполнении. Производство газоопасных, огневых, земляных работ без наряда – допуска запрещается.

Проводить газоопасные работы по наряду - допуску, согласованному со службами предприятия и утвержденным техническим руководителем УПН.

Проводить огневые работы на действующей установке по «Разрешению на проведение огневых работ», согласованному с пожарной

охраной, отделом ТБ и утвержденным техническим руководителем УПН.

Испытание оборудования и трубопроводов на прочность проводить в строгом соответствии с ПБ 03-576-03 «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Не превышать пробное давление выше допустимого для каждого аппарата, трубопровода.

Замена гидравлического испытания на пневмоиспытание разрешается только в исключительных случаях, при этом должны приниматься дополнительные меры безопасности: манометры, по которым следят за давлением в системе, и вентиль, через которое идет заполнение системы, должны быть вынесены в безопасное место.

В целях недопущения пролива продукта, загазованности помещений, все оборудование и трубопроводы перед заполнением их рабочими средами должны быть испытаны на герметичность под рабочим давлением. Все неплотности в системе отыскиваются с помощью течеискателя или путем обмыливания фланцевых и резьбовых соединений, сальников арматуры и др. и устраняются после сброса из системы давления. Обстукивание трубопроводов во время испытания запрещается.

При остановке трубопроводов, отключении отдельных аппаратов или участков трубопроводов на ремонт после сброса давления, а также после ремонта перед пуском в работу, производить продувку их азотом до отсутствия кислорода и до содержания горючих газов не более 1 %.

Подтягивать фланцевые соединения, регулировать предохранительные клапаны на аппаратах и коммуникациях под давлением запрещается.

Необходимо следить за состоянием крепления трубопроводов и аппаратов, не допускать вибрации трубопроводов. Следить за перемещением опор горячих труб, вызванных термическим расширением.

Все электрооборудование и аппараты должны быть заземлены. Электрооборудование объекта должно обслуживаться электротехническим

персоналом.

Приточно-вытяжная вентиляция в блоке БР должна быть включена до приема сырья на установку.

Факельная установка должна быть зажжена до начала приема сырья на установку и постоянно поддерживаться в рабочем состоянии. Перед сбросом углеводородных газов на факел, факельная линия должна быть освобождена от кислорода до содержания не более 2% путем продувки ее азотом. Во избежание подсоса воздуха в факельную линию в начало ее подается топливный газ, а в его отсутствии – азот.

При проведении осмотра, ремонта и других работ на агрегатах и аппаратах, приводимых в движение от электродвигателей, необходимо предварительно разобрать схему питания данного электродвигателя, вывесить плакаты «Не включать, работают люди!».

Перед подачей электроэнергии на установку проверить, чтобы все работы на электрооборудовании и электроустановках были закончены, заземление подсоединено, чтобы не было оголенных концов кабелей, проводов, все распределительные устройства и щиты закрыты на замок.

К работе с кранами и другими механизмами допускаются специально обученные люди.

Работы, связанные с опасностью прорыва газа в помещение, работы в газоопасной среде должны производиться специально обученными людьми с применением специального оборудования и инструмента под непосредственным и непрерывным наблюдением ответственного лица из числа инженерно-технического персонала цеха.

Вентили для отбора проб открывать плавно, чтобы не вызвать большого напора струи.

Куриль разрешается только в специально отведенных местах.

4 Научно-исследовательский раздел

4.1 Противопожарное водоснабжение объекта

Подача воды для тушения и охлаждения объектов (РВС № 9; буллиты) расположенных на территории осуществляется 2-мя насосами, установленными в помещении насосной станции на расстоянии 1 км от объекта, которые забирают воду с р.Волга и подают ее в сеть противопожарного водопровода к пожарным гидрантам и к кольцу орошения РВС № 9, производительность насоса 180 м³/час или 50 л/с и 360 м³/час или 100 л/с

Характеристика водоснабжения

- количество пожарных гидрантов по периметру – 9 штук;
- вид сети – тупиковый;;
- диаметр водопровода до территории УПН «Зольненская» – 100 мм;
- напор – 9 атм. (при необходимости можно повысить до 12 атм.);
- расход – 33 л/с при давлении 12 атм.

Также летом возможен забор с р. Волги с установкой ПНС – 110, расстояние до резервуара составляет 400 м.

Перепад высоты с берега р. Волга до резервуара по горизонтали составляет в пределах 28 – 32 м.

- ПГ № 1 – на расстоянии 30м от буллита № 10 и 260м от РВС № 9
- ПГ № 2 – на расстоянии 33м от буллита № 10 и 263м от РВС № 9
- ПГ № 3 – на расстоянии 203м от РВС № 9
- ПК № 4 – на расстоянии 133м от РВС № 9
- ПГ № 5 – на расстоянии 102м от РВС № 9
- ПГ № 6 – на расстоянии 35м от РВС № 9
- ПГ № 7 – на расстоянии 35м от РВС № 9
- ПГ № 8 – на расстоянии 60м от РВС № 9
- ПГ № 9 – на расстоянии 100м от РВС № 9

РВС № 9 оборудован кольцом орошения, запитанным от противопожарного водопровода и стационарными ГПС-2000 в кол-ве 2 шт. с сухотрубной разводкой и соединительными головками Ø 77мм. На объекте хранится 6000 литров пенообразователя марки UNISEP UNISERAL FF 12-01/RU F-45 (6%) R 75F в емкостях по 1000 литров каждая и 10000 литров пенообразователя марки AFFF(6%) Нижегородский. В емкостях по 1000 литров каждая. Согласно, результатам весенних испытаний противопожарного водопровода, суммарный отбор воды на УПН «Зольненская» не обеспечивает требуемую водоотдачу акт прилагается в приложение А.

4.2 Предлагаемое изменение

Требуется заменить трубопровод наружного противопожарного водоснабжения с 100мм на 200мм. В связи с малой водоотдачей. В тупиковой водопроводной сети диаметром-200 мм при давлении-6 атм водоотдача будет составлять 80 л/с[2]

5 Охрана труда

Установка относится к категории пожаровзрывоопасных, вредных производств. Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического режима.

К самостоятельной работе на установке допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста и годные по состоянию здоровья к работе с химическими веществами. Труд подростков запрещен.

Обслуживающий персонал установки обязан выполнять следующие основные правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента «Нормы технологического режима»;
- не допускать резких изменений температур и давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении протекания нефтепродукта неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефтепродукта, а в случае необходимости остановить установку;
- следить за уровнями жидкости в емкостях.

УПН оснащена переносными газоанализаторами типа «Анкат», «Колион» а также стационарными газоанализаторами «СТМ».

Периодичность контроля:

- на открытых площадках -1 раз в смену.

Данные замеров заносятся в журнал.

В период ремонтных работ контроль воздушной среды ведется с

периодичностью и в сроки, определенные нарядом допуском на ведение газоопасных или огневых работ, но не реже чем:

- перед началом работ;
- в процессе работы. согласно наряда допуска
- после перерыва.

При нарушении технологического процесса принимать меры по его налаживанию, а в случае аварийной ситуации остановить установку, поставив в известность руководство установки.

Разогрев пробки в трубопроводе должен производиться паром или горячей водой. Запрещается пользоваться крюками, ломami для открытия замерзших задвижек, вентиляей и другой запорной арматуры.

Сосульки и корки льда, образующиеся на зимнее время на оборудовании, лестницах обслуживающих площадок и металлоконструкциях должны быть своевременно удалены.

Площадки, дороги, лестницы и переходы должны быть очищены от снега и льда и посыпаны песком.

При эксплуатации насосного оборудования должен быть установлен надзор за герметичностью насосов, обвязки, трубопроводов. Пропуски в торцевых уплотнениях насосов и в соединениях трубопроводов должны немедленно устраняться.

Своевременно проверять исправность действия запорной, регулирующей и предохранительной арматуры. Задвижки и вентили на аппаратах и трубопроводах необходимо систематически прокручивать и смазывать при остановках оборудования. Запорная и регулирующая арматура во избежание гидравлических ударов должна открываться плавно и медленно. Невыполнение этого правила может привести к разрыву трубопровода, корпуса арматуры, разрушения несущих опор. Байпасная арматура запорных и регулирующих клапанов уровня во время нормальной работы должна находиться в закрытом положении и открываться только при

опорожнении аппаратов, при остановке или для регулирования уровня при проведении ремонта системы автоматического регулирования уровней жидкости.

Технологические аппараты, работающие под избыточным давлением выше 0,07 МПа, а также материалы для их изготовления должны соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

При обнаружении утечек в корпусе аппаратов необходимо немедленно отключить аппарат и снизить давление до атмосферного и устранить утечку.

Запрещается подтягивать крепеж фланцевых соединений оборудования и трубопроводов, находящегося под давлением.

При установке предохранительных клапанов на технологических аппаратах с горючими продуктами необходимо предусмотреть меры, обеспечивающие минимальную частоту срабатывания их. Все предохранительные клапаны перед пуском в эксплуатацию должны подвергаться ревизии и тарировке на установочное давление, проверяться на плотность затвора, а также гидравлическому испытанию на прочность корпуса.

Манометры, приборы КИП и А, их проверка и обслуживание должны соответствовать требованиям Госстандарта РФ.

Проверка манометров и приборов должна проводиться регулярно по графику не реже 1 раза в год, на циферблате манометра должна быть нанесена красная черта, соответствующая разрешенному рабочему давлению в аппарате, трубопроводе.

Все виды ремонта должны выполняться в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта (ППР), утвержденным Главным инженером предприятия.

Работы, подлежащие выполнению, проводятся на основании плана мероприятий по безопасному проведению работ. Лица, ответственные за

подготовку и проведение работы, назначаются из числа ИТР. Перед началом работы все работающие должны быть проинструктированы по методам безопасной работы.

Все технологическое оборудование, подлежащее ремонту, демонтажу или реконструкции, должно быть освобождено от продукта, отключено запорной арматурой. На всех подводящих линиях должны быть установлены расчетные заглушки, зафиксированные в журнале. На закрытой запорной арматуре вывешиваются предупреждающие таблички, электросхемы электроприводных задвижек должны быть разобраны, а с пневмоприводом - отключены с видимым разрывом.

Перед вскрытием оборудование промывается водой, продувается или пропаривается водяным паром от ППУ и вентилируется воздухом. После проведения анализа на содержание вредных паров и газов ответственный за подготовку оборудования передает аппарат ответственному за проведение работ с записью в наряд-допуске. Все работы внутри оборудования проводятся бригадой не менее трех человек после проведения инструктажа по технике безопасности.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

При возникновении отклонений в ходе работ с угрозой для жизни работающих или грозящих целостности оборудования все работы немедленно прекращаются, а люди удаляются из опасной зоны.

Ремонтные работы в ночное время проводятся с письменного разрешения Главного инженера при наличии достаточного освещения рабочего места.

По окончании ремонтных работ оборудование должно быть опрессовано, испытано на прочность и герметичность и сдано в эксплуатацию.

Приемка оборудования из ремонта проводится на основании актов и документации с записью в паспорте оборудования о проделанной работе.

Ремонтные работы электрооборудования проводятся согласно графику ППР по согласованной и утвержденной дефектной ведомости. Текущий и средний ремонт электрооборудования проводится на месте его установки, а в случае необходимости в мастерской электроцеха.

Обслуживающий персонал ОБЯЗАН в исправности содержать и правильно пользоваться:

- средствами автоматизации и контроля технологического процесса: системами автоматической аварийной защиты технологического оборудования;

- приборами сигнализации отклонения параметров работы оборудования;

- автоматическими сигнализаторами состояния воздушной среды, установленными в наиболее опасных местах установки;

- приборами освещения площадок и рабочих мест.

- В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства предусмотрены:

- полная герметизация технологического оборудования;

- размещение технологического оборудования на открытых площадках под навесом с обеспечением необходимых проходов;

- установка площадок или переходных мостиков в местах перехода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 и выше;

- установка опознавательных знаков на прямых участках и поворотах трубопроводов;

- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;

- освещение территории площадок и рабочих мест.

Система автоматического контроля и управления технологическими процессами обеспечивает необходимый объем дистанционного контроля, управления и автоматизации объектов, позволяющий исключить необходимость постоянного требования обслуживающего персонала непосредственно у аппаратов и агрегатов.

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов электроснабжения и электропотребления предусмотрены:

- необходимые разрывы между токоведущими и заземляющими частями оборудования;
- необходимые разрывы от токоведущих частей оборудования до ограждений, поверхности земли, сооружений и оборудования на открытых участках;
- необходимые меры по защите от грозových: перенапряжений на подстанциях, при пересечении токоведущих частей между собой и другими сооружениями;
- для обеспечения безопасности обслуживающего персонала предусматривается защитное заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования путем присоединения последних к контуру заземления;

- переносное ремонтное освещение на пониженном 12 вольт;

Установка оснащена переносным газоанализатором.

Периодичность контроля воздушной среды:

- в закрытых помещениях 2 раза в сутки.
- на открытых площадках 1 раз в сутки.

Данные замеров заносятся в журнал загазованности территории установки.

6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

6.1 Общие положения

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр, почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности установки при:

- реконструкции, ремонте;
- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, изменением расходов, давления;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью оборудования и трубопроводов;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха (в рабочей зоне и ближайших населенных пунктах), растений, почвы, грунта, поверхностных и подземных вод на промплощадке и прилегающей территории;
- постоянное повышение культуры производства, экологических знаний обслуживающего персонала, проведение плановых профилактических ремонтов оборудования и коммуникаций.

При строительстве сооружений и реконструкции, ремонте установок необходимо дополнительно к вышеуказанным условиям соблюдать следующие мероприятия по:

- обеспечению полной герметизации технологического оборудования и трубопроводов путем осуществления контроля качества сварных соединений и проведения гидравлических испытаний;
- обеспечению автоматизации технологических процессов;
- обеспечению приборами сигнализации нарушения технологических процессов, блокировки оборудования;
- тщательному выполнению работ по строительству и монтажу инженерных сетей и подземных сооружений с оформлением акта на скрытые работы;
- тщательной трамбовке грунта при засыпке траншей и котлованов с осуществлением планировки поверхности земли;
- укреплению откосов насыпи засевом трав для борьбы с эрозией почв;
- восстановлению (рекультивации) временно занимаемых при строительстве земель и приведение их в пригодное состояние для использования в сельском хозяйстве.

Для обеспечения герметизации вновь смонтированное оборудование и трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат:

- испытанию на прочность и плотность с контролем швов неразрушающими методами;
- оснащению предохранительными устройствами со сбросом в закрытые системы с последующей утилизацией продукта.

При эксплуатации УПН, на площадке образуются отходы, подлежащие утилизации.

Количество отходов, образующихся на площадке, приведено в таблице 4.

Таблица 4 - Виды и количество отходов, образующихся на площадке

| Вид отхода | Единица измерения | Количество образования отхода, | Примечание |
|--|---------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак | кг/год | 3,570* | Лампы марки ЛБ-40 |
| | | 2,628* | Лампы марки ДРЛ-250 |
| Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел 15 % и более) | т/год | 0,014* | |
| Обтирочный материал, загрязненный нефтью | т/год | 0,033** | |
| Грунт (песок), загрязненный нефтью от порывов | т/год | 3,500** | |
| Тара из-под ЛКМ | кг/год | 42* | |
| Сальниковая набивка асбесто-графитовая, промасленная (содержание масла менее 15 %) | кг/год | 96* | |
| Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти | т/год | 178,843* | По всем установкам ЦПНГ-4 |
| Подтоварные воды | т/год | 521,048* | По всем установкам ЦПНГ-4 |
| Отходы (осадки) из выгребных ям и хозяйственно-бытовые стоки | м ³ /год | 22,000** | |
| Лом черных металлов несортированный | т/год | 0,500** | |
| Отходы теплоизоляции | т/год | 0,700* | |

Продолжение таблицы 4

| Вид отхода | Единица измерения | Количество образования отхода, | Примечание |
|--|---------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| Смет с территории | т/год | 5,500* | |
| Непищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные | т/год | 0,946* | По всем подразделениям ЦПНГ-4 |
| Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) | м ³ /год | 10,450** | |
| Слив с лабораторий | т/год | 6,000* | |

*Годовой норматив образования отхода.

**Фактическое количество образования отхода.

Замазученный грунт временно хранится в металлическом контейнере на территории промышленные площадки, по мере накопления вывозится на площадку временного хранения и переработки замазученных грунтов.

В период эксплуатации промышленные отходы и ТБО хранится в контейнерах на площадке с твердым покрытием; вывозятся отходы специализированной подрядной организацией ООО «РН-Сервис-Экология», имеющей соответствующую лицензию на полигоны промышленных отходов и ТБО. Образованный в процессе эксплуатации объекта металлический лом хранится на территории бригад и участков на специально обозначенных площадках с твердым покрытием, до проведения тендера на определение подрядной организации для проведения работ по разделке и вывозу металлического лома.

6.2 Защита поверхностных вод, недр и почвы от загрязнения сточными водами

Основными источниками загрязнения на площадке являются:

- неочищенные пластовые, бытовые и дождевые сточные воды;
- дренажные воды;
- аварийные сбросы;
- нерегламентированные выбросы и сбросы нефти и газа;
- утечки вредных веществ из емкостей и трубопроводов.

Все выше перечисленные источники загрязнения подлежат сбору в системы канализации.

Эксплуатационные меры защиты водных ресурсов диктуют выполнение следующих условий:

- осуществление постоянного контроля за сбросами сточных вод, степенью их загрязненности;
- при увеличении количества загрязнения в стоках выше нормативных необходимо установить источники их выделения и принять меры по их устранению вплоть до отключения неисправного оборудования;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью сооружений канализации, недопущения проливов сточных вод в грунт;
- осуществление постоянного надзора за состоянием зоны санитарной охраны;
- сброс вредных взрывопожароопасных веществ от технологического оборудования в системы канализации даже при авариях не допускается.

Согласно нормативам водопотребления и водоотведения Общества, объем потребляемой воды на УПН составляет 0,201 тыс. м³/год. Объем отводящих стоков 0,201 тыс. м³/год. Вода на УПН привозная. Для хозяйственно-питьевого водоснабжения персонала УПН используется привозная бутилированная вода, которая должна соответствовать требованиям СанПин 2.1.4.1116-02.

7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях

7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций на установке

Правила аварийной остановки, возможные аварийные состояния и неполадки производства, способы их предупреждения и устранения

Аварийная остановка УПН в целом и отдельного единичного оборудования может возникать в следующих случаях:

- порыв трубопроводов;
- пожар на установке.

Обо всех случаях возникновения аварийных ситуаций и неполадок необходимо сообщить руководителям цеха, а также диспетчеру.

Аварийная остановка указана в таблице 5.

Возможные аварийные состояния и неполадки, не требующие остановки, указаны в таблице 6.

Таблица 5- Аварийная остановка

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---|-------------------------------------|---|
| Порыв нефтепровода и утечки нефтепродукта | Износ, коррозия стенок нефтепровода | <p>При порывах необходимо выполнить следующие действия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сообщить диспетчеру цеха, мастеру; - перекрыть прием сырой нефти в емкости; - отключить поврежденный участок или аппарат; - сбросить давление газа из аппарата на свечу аварийного сброса; - откачать нефть в промышленную канализацию или свободную емкость; - приступить после соответствующей подготовки к ликвидации порывов и утечек. |
| Отключение электроэнергии | Порыв электрических сетей | <p>При отключении электроэнергии прекращается работа электродвигателей насосов, электродвигателей, обесточиваются приборы КИПиА.</p> <p>При этом необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сообщить диспетчеру цеха; |

Продолжение таблицы 5

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---------------------------------------|--|--|
| Взрыв или пожар на установке | Разгерметизация оборудования, утечки нефти, загазованность территории. | <p>При взрыве или пожаре согласно плана ликвидации аварий и аварийных ситуаций необходимо выполнить следующие действия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вызвать пожарную команду; - принять меры по оповещению людей; - сообщить диспетчеру и начальнику цеха; - прекратить прием нефти в буллит (сосуды); - сбросить давление из аппаратов на свечу аварийного сброса; - по возможности откачать нефть из поврежденного аппарата; - остановить насосы; - обесточить установку; - слить остатки нефти в промышленную канализацию; - оповестить руководство взаимосвязанных служб; |

Таблица 6- возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|--|--|--|
| Повышенное содержание воды в товарной нефти | Изменение (прекращение) подачи реагента | Проверить, отрегулировать работу дозирующих насосов по подаче реагента. |
| | Изменение температуры технологического процесса | Обеспечить подачу пара согласно технологической карты. |
| | Повышение водяной подушки в нефтесборной емкости (О-9, | Произвести зачистку (сброс) воды из нефтесборной емкости. |
| | Повышение уровня раздела фаз в отстойниках О- 3, О-4 | Установить уровень раздела фаз «нефть-вода» согласно технологической карты. |
| Повышение содержания солей в товарной нефти | Нарушение параметров подачи реагента, температуры процесса | Обеспечить подачу реагента и пара согласно технологической карты. |
| | Появление в отстойниках О-3, О-4 «промежуточного слоя» | Произвести сброс промежуточного слоя. |
| Повышение содержания нефти и мехпримесей в пластовой воде, закачиваемой в нагнетательные скважины Повышенное содержание воды в товарной нефти | Нарушение процесса деэмульсации в отстойнике (О-4 или О-3) | Проверить и обеспечить условия работы отстойников О-4 или О-3 согласно технологического регламента. |
| | Понижении уровня раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках О- 3 или О-4 | Отрегулировать уровень раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках О-3 или О-4, согласно технологической карты. |
| | Понижение верхнего уровня жидкости О-8 | Отрегулировать верхний уровень жидкости в О-8 согласно технологической карты. |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|--|--|--|
| Неисправность сосуда №8 (течь сосуда) | Коррозия, нарушение норм технологического регламента, отсутствие Э.Х.З, или заводской брак | Предупредить работающих и мастера об аварии. Применить средства газозащиты. Закрыть задвижку №32. Откачать воду из сосуда №8 и закрыть задвижку №30 Открыть задвижку №114 и сбрасывать пластовую воду напрямую из сосуда № 3 на/в насосы №1, 2. |
| Неисправность сосуда №9 (течь сосуда) | Коррозия, нарушение норм технологического регламента, отсутствие Э.Х.З, или заводской брак | Предупредить работающих и мастера об аварии. Применить средства газозащиты. Сброс нефти с буллитов №3,4 завести по линии сброса в сосуд №10 9, открыв задвижку №185а, 113 и закрыв задвижку №185. Закрыть задвижку №63, 115, 119. Освободить сосуд №9 от нефти, открыв задвижку №116, по линии сброса в РВС-9. Сбросив нефть из сосуда №9 в РВС, закрыть задвижку №116. |
| Неисправность сосуда №10 (течь сосуда) | Коррозия, нарушение норм технологического регламента, отсутствие Э.Х.З, или заводской брак | Предупредить работающих и мастера об аварии. Применить средства газозащиты. Закрыть задвижку №113. Воду с буллита №4 подать на приём водяных насосов открыв задвижку № 78. Закрыть задвижку №64, 113, 118. |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---|---|---|
| <p>Пожар на нефтеналивной эстакаде</p> | <p>Коррозия, нарушение норм технологического регламента</p> | <p>Предупредить окриком о пожаре. Сообщить в пожарную охрану и оператору пульта управления ЦПНГ, Вывести людей из опасной зоны, оказать помощь пострадавшим. Выставить охрану. Сообщить о пожаре начальнику или зам. начальника ЦПНГ, мастеру, дежурному электромонтеру. Применить индивидуальные средства защиты.</p> |
| <p>Загорание бойлера на пункте налива нефти</p> | <p>Нарушение норм технологического регламента и инструкций пожарной безопасности.</p> | <p>Предупредить окриком о пожаре. Сообщить в пожарную охрану и оператору пульта управления ЦПНГ. Вывести людей из опасной зоны, оказать помощь пострадавшим. Выставить охрану. Сообщить о пожаре начальнику или зам. начальника ЦПНГ, мастеру, дежурному электромонтеру. Применить индивидуальные средства защиты. Принять меры по спасению людей. Закрыть задвижки №№180,54, Вызвать тягач для буксировки загоревшегося бойлера. Приступить к тушению пожара имеющимся первичными средствами пожаротушения. Организовать встречу пожарной команды.</p> |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---------------------------------------|--|---|
| Пожар на РВС №9 | Коррозия, нарушение норм технологического регламента, отсутствие Э.Х.З | <p>Предупредить окриком о пожаре. Сообщить в пожарную охрану и оператору пульта управления ЦДНГ.</p> <p>Вывести людей из опасной зоны, оказать помощь пострадавшим. Выставить охрану.</p> <p>Сообщить о пожаре начальнику или зам. начальника ЦПНГ-4, мастеру, дежурному электромонтеру. Применять средства газозащиты.</p> <p>Сообщить оператору бригады об остановке всех скважин участка. Закрыть сбросовые задвижки с УПН № 107,109,173</p> <p>По возможности откачать нефть из резервуара. Сообщить оператору водозабора о направлении всего потока воды с водонасосной только на Зольненскую УПН.</p> <p>Включить систему орошения РВС №9. Приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения.</p> <p>Организовать встречу пожарной команды.</p> <p>По прибытию пожарной команды действовать по указанию начальника пожарной команды.</p> |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|--|--|---|
| Пожар на установке подготовки нефти | Нарушение норм технологического регламента и инструкций пожарной безопасности. | <p>Сообщить оператору по добыче нефти об остановке всех скважин участка «Зольненского» месторождения. Закрывать приёмные задвижки на нефтепроводах №№ 90,91,92- добыча «Угленос», №№87,88,89 - добыча «Девон». Открыть задвижки № 116- сброс нефти с буллита №9, 82 на ПНН. Сбросить давление в сосудах, открыв газовые задвижки при необходимости отключить электроэнергию. Приступить к тушению пожара имеющимся первичными средствами пожаротушения. Организовать встречу пожарной команды.</p> <p>По прибытию пожарной команды действовать по указанию начальника пожарной команды.</p> |
| Полное отключение электроэнергии на установке подготовки нефти | Обрыв Эл. кабеля, Эл. замыкание в Эл. оборудование. Срабатывание Эл. защиты. | <p>Применить средства защиты (СИЗОД). Выключить реагентные и водяные насосы.</p> <p>Поднимать водяную подушку в отстойниках №№3,4. О необходимости остановки фонда скважин сообщить диспетчеру ЦПНГ-4, ЦДНГ-4.</p> |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---|--|--|
| Возгорание электродвигателя | Обрыв эл. кабеля, эл. замыкание в эл. оборудование. Срабатывание эл. защиты. | <p>Применить средства защиты (СИЗОД). Оказать первую медицинскую помощь пострадавшим Вывести людей не задействованных ликвидацией аварии из загазованной зоны. . Отключить электродвигатель от сети электропитания, на станции управления установить ключ управления в положение "отключено". После остановки электродвигателя отключить рубильник на станции управления. Приступить к тушению пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения. Организовать встречу и сообщить начальнику дежурного караула пожарной части сведения об особенностях горящего объекта, принятых мер по ликвидации пожара и сопроводить дежурный караул пожарной части, к месту пожара.</p> |
| Аварийное состояние трубопровода при его замерзании | Нарушение норм технологического регламента связанного с пониженной температурой воздуха. | <p>Применять средства защиты (СИЗОД). Произвести наружный осмотр участков трубопровода с целью определения приблизительных границ замораживания. . Вывести людей не задействованных ликвидацией аварии из загазованной зоны. Отключить трубопровод от общей системы. В случае невозможности отключения трубопровода и угрозы аварии, необходимо остановить</p> |

Продолжение таблицы 6

| Вид аварийного состояния производства | Причина возникновения | Действия персонала по устранению аварийного состояния |
|---|--|--|
| Разгерметизация бойлера на нефтеналивной эстакаде | Коррозия, нарушение норм технологического регламента, отсутствие Э.Х.З, или заводской брак | Применить средства индивидуальной защиты (СИЗОД). Вызвать тягач для буксировки бойлера с территории налива нефти. По возможности откачать нефть из бойлера насосами НБ-125 № 5,6. Сделать запись о разрушение бойлера в вахтовом журнале, принять меры по ликвидации разлива нефтепродукта. |
| Погас факел. Розжиг факела | Нарушение норм технологического регламента | Применить средства защиты (СИЗОД). Вывести людей не задействованных ликвидацией аварии из загазованной зоны. Закрывать всю запорную арматуру факельной линии, Прекратить все работы, проводимые на факельных коммуникациях, перекрыть движение транспорта вблизи факела, а также в направлении ветра от факельной свечи. . После выяснения причины затухания факела следует произвести продувку факельной линии открытием задвижки №68, после чего снизить давление на факельной линии и произвести розжиг факела, руководствуясь инструкцией по охране труда при эксплуатации факельного хозяйства. |

8 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

Произведем расчет экономической эффективности тушение пожара по площади горизонтального сечения РВС № 9 с использованием стационарных систем пожаротушения.

От взрыва паровоздушной смеси произошел пожар в РВС № 9 с сырой нефтью.

Температура вспышки нефти ниже 28 гр.С.

Скорость выгорания нефти 15см/ч.

Скорость прогрева нефти 40 см/ч.

Требуемая интенсивность воды на охлаждение горящего резервуара 0,8 л/с · м.

Расстояние до ближайшей пожарной части в пределах 1 километров.

Рассмотрим следующие варианты развития пожаров:

1. Существующее состояние объекта:

система стационарного пожаротушения находится в рабочем состоянии; диаметр трубопровода составляет 100 миллиметров.

2. На объекте заменен трубопровод противопожарного водоснабжения с 100 на 200 миллиметров сметная стоимость замены указана в таблице 7.

Таблица 7- Смета затрат замену трубопровода

| Статьи затрат | Сумма, руб. |
|------------------------------|-------------|
| Строительно-монтажные работы | 50 000 |
| Стоимость оборудования | |
| Материалы и комплектующие | 1000 000 |
| Пуско-наладочные работы | - |
| Итого: | 1 050 000 |

Рассмотрим базовый и проектный варианты развития пожара согласно исходным в таблице 8.

Таблица 8- Исходные данные для расчетов

| Наименование показателя | Ед. измер. | Усл. обоз. | Базовый вариант | Проектный вариант |
|---|------------------------|-------------------|----------------------|-------------------|
| Общая площадь | м ² | F | 2500 | |
| Стоимость поврежденного технологического оборудования и оборотных фондов | Руб/м ² | C _T | 20000 | |
| Стоимость повреждения | руб/м ² | C _к | 40000 | 40000 |
| Вероятность возникновения пожара | 1/м ² в год | J | 7,1*10 ⁻⁶ | |
| Площадь пожара на время тушения первичными средствами | м ² | F _{пож} | 401 | |
| Площадь пожара при тушении стационарными средствами пожаротушения | м ² | F* _{пож} | - | 401 |
| Вероятность тушения пожара имеющимися средствами | - | p ₁ | 0,79 | |
| Вероятность тушения пожара привозными средствами | - | p ₂ | 0,86 | |
| Вероятность тушения средствами стационарными пожаротушения | - | p ₃ | 0,95 | |
| Коэффициент, учитывающий степень уничтожения объекта тушения пожара привозными средствами | - | - | 0,52 | |
| Коэффициент, учитывающий косвенные потери | - | к | 1,63 | |
| Линейная скорость распространения горения по поверхности | м/мин | V _л | 0,5 | |
| Время свободного горения | мин | V _{свг} | 10 | |
| Стоимость оборудования | Руб. | K | - | 1000000 |
| Норма амортизационных отчислений | % | H _{ам} | - | 1 |
| Суммарный годовой расход | T | W _{об} | - | 60 |

Продолжение таблицы 8

| Наименование показателя | Ед. измер. | Усл. обоз. | Базовый вариант | Проектный вариант |
|---|------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| Оптовая цена огнетушащего вещества | Руб. | Ц _{ов} | - | 20 |
| Коэффициент транспортно-заготовительно-складских расходов | - | к _{тзср} | - | 1,3 |
| Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии | Руб. | Ц _{эл} | - | 2,5 |
| Годовой фонд времени работы установленной мощности | ч | T _p | - | 0.84 |
| Установленная электрическая мощность | кВт | N | - | 0.12 |
| Коэффициент использования установленной мощности | - | к _{им} | - | 30 |

При своевременном прибытии подразделений пожарной охраны по сигналу системы автоматической пожарной сигнализации в пределах 15 мин принимаем условие, что развитие пожара происходит в пределах одного помещения на участке размещения пожарной нагрузки. Площадь пожара в этом случае определяется линейной скоростью распространения горения и временем до начала тушения:

$$F'_{\text{пож}} = n \left(v_{\text{л св.з}} B \right)^2 = 3,14(0,5 \times 10)^2 = 78,5 \text{ м}^2,$$

Рассчитываем ожидаемые годовые потери для различных сценариев развития пожаров

Для 1-го варианта:

При использовании на объекте первичных средств пожаротушения (стационарных и передвижных) и отсутствии систем автоматического пожаротушения материальные годовые потери рассчитываются по формуле(1.1):

$$M(\Pi) = M(\Pi_1) + M(\Pi_2), \quad (1.1)$$

Где $M(\Pi_1)$, математическое ожидание годовых потерь от пожаров, потушенных

соответственно первичными средствами пожаротушения; привозными средствами пожаротушения; определяемое по формулам(1.2); (1.3):

$$M(\Pi_1) = JFC_m F_{нож} (1+k)p_1; \quad (1.2)$$

$$M(\Pi_2) = JF(C_m F'_{нож} + C_k) 0,52(1+k)(1-p_1)p_2; \quad (1.3)$$

$$M(\Pi_1) = 7,1 \times 10^{-6} \times 2500 \times 20000 \times 4 (1 + 1,63) 0,79 = 29503,34 \text{руб/год};$$

$$M(\Pi_2) = 7,1 \times 10^{-6} \times 2500 \times (20000 \times 78,5 + 40000) \times 0,52 \times (1 + 1,63) \times (1 - 0,79) 0,95 = 77969,76 \text{руб/год}.$$

Для 2-го варианта:

При замене трубопровода диаметром на 200 миллиметров годовые потери от пожара рассчитываются по формуле

$$M(\Pi) = M(\Pi_1) + M(\Pi_3), \quad (1.4)$$

Где $M(\Pi_1)$, $M(\Pi_3)$ — математическое ожидание годовых потерь от пожаров, потушенных соответственно первичными средствами пожаротушения; установками автоматического пожаротушения; определяемое по формулам (1.5); (1.6):

$$M(\Pi_1) = JFC_m F_{нож} (1+k)p_1; \quad (1.5)$$

$$M(\Pi_2) = JFC_m F_{нож}^* (1+k)(1-p_1)p_3 \quad (1.6)$$

$$M(\Pi_1) = 7,1 \times 10^{-6} \times 2500 \times 20000 \times 4 (1 + 1,63) 0,79 = 29503,34 \text{руб/год};$$

$$M(\Pi_3) = 7,1 \times 10^{-6} \times 2500 \times 401 \times (1+1,63) \times (1-0,79) \times 0,95 = 37,34 \text{руб/год};$$

Таким образом, общие ожидаемые годовые потери составят:

- при рабочем состоянии стационарной системы пожаротушения и

трубопроводом диаметром 100 мм:

$$M(\Pi)1 = 29503,34 + 7796,97 = 107473 \text{руб/год};$$

- при замене трубопровода на 200 мм и рабочем состоянии стационарной системы пожаротушения: $M(\Pi)2 = 29503,34 + 37,34 = 29540,68 \text{руб/год}$.

Рассчитываем интегральный экономический эффект I при норме дисконта 10%.
$$I = \sum_{t=0}^T (M(\Pi_1) - M(\Pi_2) - C_2 - C_1) \frac{1}{(1 + HD)^t} - (K_2 - K_1), \quad (1.7)$$

где $M(\Pi_1)$ и $M(\Pi_2)$ — расчетные годовые материальные потери в базовом и планируемом вариантах, руб/год;

K_1 и K_2 — капитальные вложения на осуществление противопожарных мероприятий в базовом и планируемом вариантах, руб.;

C_2 и C_1 — эксплуатационные расходы в базовом и планируемом вариантах в t -м году, руб/год.

В качестве расчетного периода T принимаем 10 лет.

Эксплуатационные расходы по вариантам в t -м году определяются по формуле:
$$C_2 = C_{ам} + C_{к.р} + C_{т.р} + C_{с.о.п} + C_{о.в} + C_{эл}, \quad (1.8)$$

$$C_2 = 60 + 156 + 24,19 = 240,19 \text{руб.}$$

Годовые амортизационные составят:

$$C_{ам} = K_2 \times N_{ам} / 100 \quad (1.9)$$

$$C_{ам} = 100000 \times 1\% / 100 = 1000 \text{руб.}$$

где $N_{ам}$ — норма амортизационных отчислений для замены трубопровода.

Затраты на огнетушащее вещество ($C_{о.в}$) определяются, исходя из их суммарного годового расхода ($W_{о.в}$) и оптовой цены ($\Pi_{о.в}$) единицы огнетушащего вещества с учетом транспортно-заготовительно-складских расходов ($k_{тр.з.с.} = 1,3$).

$$C_{о.в} = W_{о.в} \times \Pi_{о.в} \times k_{тр.з.с.}$$

$$C_{о.в} = 60 \times 20 \times 1,3 = 156 \text{руб.}$$

Затраты на электроэнергию ($C_{эл}$) определяют по формуле:

$$C_{эл} = \Pi_{эл} \times N \times T_p \times k_{и.м} \quad (1.10)$$

$$C_{эл} = 2,5 \times 0,84 \times 0,12 \times 30 = 7,56 \text{руб.}$$

где N – установленная электрическая мощность, кВт; $C_{эл}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб., принимают тариф соответствующего субъекта Российской Федерации; T_p – годовой фонд времени работы установленной мощности, ч; $k_{и.м}$ – коэффициент использования установленной мощности. Рассчитаем денежные потоки в таблице 9.

Таблица 9- расчет денежных потоков

| Год осуществления проекта Т | $M(\Pi)1 - M(\Pi)2$ | $C_2 - C_1$ | D | $[M(\Pi)1 - M(\Pi)2 - (C_2 - C_1)]D$ | $K_2 - K_1$ | Чистый дисконтированный поток доходов по годам проекта |
|-----------------------------|---------------------|-------------|------|--------------------------------------|-------------|--|
| 1 | 77969.32 | 240,19 | 0,71 | 70662,84 | 1000 000 | -929337,16 |
| 2 | 77969.32 | 240,19 | 0,65 | 64238,94 | - | 64238,94 |
| 3 | 77969.32 | 240,19 | 0,59 | 58399,03 | - | 58399,03 |
| 4 | 77969.32 | 240,19 | 0,54 | 53090,02 | - | 53090,02 |
| 5 | 77969.32 | 240,19 | 0,49 | 48263,65 | - | 48263,65 |
| 6 | 77969.32 | 240,19 | 0,44 | 43876,04 | - | 43876,04 |
| 7 | 77969.32 | 240,19 | 0,40 | 39887,30 | - | 39887,30 |
| 8 | 77969.32 | 240,19 | 0,37 | 36261,18 | - | 36261,18 |
| 9 | 77969.32 | 240,19 | 0,33 | 32964,70 | - | 32964,70 |
| 10 | 77969.32 | 240,19 | 0,30 | 29967,90 | - | 29967,90 |
| 11 | 77969.32 | 240,19 | 0,28 | 27243,54 | - | 27243,54 |
| 12 | 77969.32 | 240,19 | 0,25 | 24766,85 | - | 24766,85 |
| 13 | 77969.32 | 240,19 | 0,23 | 22515,31 | - | 22515,31 |
| 14 | 77969.32 | 240,19 | 0,21 | 20468,46 | - | 20468,46 |
| 15 | 77969.32 | 240,19 | 0,19 | 18607,69 | - | 18607,69 |
| 16 | 77969.32 | 240,19 | 0,17 | 16916,08 | - | 16916,08 |
| 17 | 77969.32 | 240,19 | 0,16 | 15378,25 | - | 15378,25 |
| 18 | 77969.32 | 240,19 | 0,14 | 13980,22 | - | 13980,22 |
| 19 | 77969.32 | 240,19 | 0,13 | 12709,90 | - | 12709,90 |
| 20 | 77969.32 | 240,19 | 0,12 | 11554,45 | - | 11554,45 |

Интегральный экономический эффект составит 1 025 280,51 руб. Замена трубопровода на установке подготовке нефти целесообразна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В технологическом разделе бакалаврской работы представлено описание технологического процесса по обезвоживанию нефти. Проведена идентификация опасных и вредных производственных факторов, определены их источники и описано воздействие на организм работника.

В научно-исследовательском разделе рассмотрено техническое мероприятие по обеспечению пожарной безопасности – предложено замена трубопровода.

В разделе «Охрана труда» рассмотрена система управления охраной труда на предприятии.

В разделе «Охрана окружающей среды» проанализированы выбросы производства.

В разделе «Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях» рассмотрены возможные аварийные ситуации на установке.

В экономическом разделе произведен расчет установки новых приборов контроля. По результатам поведенного расчета сделан вывод о целесообразности данного внедрения в организации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент на УПН «Зольненская» Цех подготовки нефти и газа № 4 №П1-01.05 ТР-097 ЮЛ-035 Версия 1.01.
2. Справочник руководителя тушения пожара. Автор. Иванников В.П. Ключ П.П. Издательство. Стройиздат. Год. 1987.
3. Повзик Я.С. Пожарная тактика. М.: ЗАО "Спецтехника", 2004. - 416 с
4. С.Р.Зорина (С.Р.Ситдикова), Б.Н.Мастобаев / Использование деэмульгаторов при подготовке нефти к транспорту // Реактив-2001: Мат. II Международной научно-практической конференции "Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела". – Уфа: Гос. изд-во научно-техн. лит-ры "Реактив". – 2001;
5. ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов;
6. ГОСТ 2.101-68 Виды изделий;
7. ГОСТ 2.104-2006 Основные надписи;
8. ГОСТ 2.105-95 Общие требования к текстовым документам;
9. ГОСТ 2.106-96 Текстовые документы;
10. ГОСТ 2.108-68 Спецификация;
11. ГОСТ 2.109-73 Основные требования к чертежам;
12. ГОСТ 2.111-68 Нормоконтроль;
13. ГОСТ 2.301-68* Форматы;
14. ГОСТ 2.302-68* Масштабы;
15. ГОСТ 2.303-68* Линии;
16. ГОСТ 2.304-81 Шрифты чертёжные;
17. ГОСТ 2.305-2008 Изображения – виды, разрезы, сечения;
18. ГОСТ 2.306-68 Обозначения графические материалов и правила их нанесения на чертежах;
19. ГОСТ 2.307-68 Нанесение размеров и предельных отклонений;

20. ГОСТ 2.308-79 Указание на чертежах допусков формы и расположения поверхностей;
21. ГОСТ 2.316-2008 Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц;
22. ГОСТ 2.701-2008 Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению;
23. Приказ 1100н по охране труда от 23.12.2014 «Об утверждении Правил по охране труда в подразделениях федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы».
24. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
25. ПБ 03-517-02 Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов
26. ПБ 12-368-00. Правила безопасности в газовом хозяйстве;
27. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
28. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
29. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ;
30. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.03.2012 N 181н "Об утверждении Типового перечня ежегодно реализуемых работодателем мероприятий по улучшению условий и охраны труда и снижению уровней профессиональных рисков";
31. Приказ Минтруда России от 10.12.2012 N 580н "Об утверждении Правил финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников»;

32. Ubico R.E., Bailey J.A. Analysis of technology acquisition and R&D practices of large independent petroleum companies. - Oklahoma: Tulsa Univ., 1997
33. Coalescence in crude oil emulsions Investigated by light transmission / Miller // Coll. and Pollm.Scl. - 1987. - V.265. – №4. - P. 342-346;
34. An overview of the development of fuel retailing in Central Europe // Petroleum Review. - Jan., 1997;
35. Global consumption of LNG will double by the year 2015 // OIL GAS - European Magazine. – 2015;
36. Lyons William C Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas engineering. Vol.1,2. - Houston: Gulf Publishing Corp., 1996

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АКТ

проведения испытания на водоотдачу противопожарного водопровода УПН «Зольненская» ЦПНГ – 4 АО «Самаранефтегаз» (наименование объекта)

от «14» ____ 04 ____ 2016 года

Комиссия в составе: старшего мастера УПН «Зольненская» ЦПНГ- 4 АО «Самаранефтегаз»,
начальника ПЧ-145 УПБ и АСР на объектах АО «Самаранефтегаз» ООО «РН- Пожарная
безопасность», начальника караула ПЧ- 145 УПБ и АСР на объектах АО «Самаранефтегаз»
ООО «РН- Пожарная безопасность».

(указывается должность, Ф.И.О представителей.)

Провела испытание на водоотдачу противопожарного водопровода диаметром 100-200 мм
УПН «Зольненская» ЦПНГ-4 АО «Самаранефтегаз»
(наименование установки, сооружения, участка)

Давление в сети до включения насоса-повысителя составляло 6 атм., требуемая водоотдача должна составлять 100 л/с.

Фактическая водоотдача сети составила 33.3 л/с.

При повышении давления в противопожарном водопроводе с помощью насоса- повысителя до - атм. требуемая водоотдача должна составлять 100 л/с.

| № П Г | ДИАМЕТР И ТИП ТРУБОПРОВОДА (мм) | ПОЖАРНЫЙ АВТОМОБИЛЬ (№ ПЧ) | ДАВЛЕНИЕ В СЕТИ ДО ПОДАЧИ (атм) | ДАВЛЕНИЕ В НАСОСЕ ПА | | СРЕДСТВА ПОДАЧИ | | РАСХОД СТОЛА (л/с) | ВРЕМЯ ПОДАЧИ ВОДЫ (мин) | ОБЩИЙ РАСХОД (л/с) |
|-------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------|-----------------|------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|
| | | | | НА ВХОДЕ (атм) | НА ВЫХОДЕ (атм) | ТИП СТОЛА | ДИАМЕТР НАСАДКА (мм) | | | |
| 8 | Тупиковый диаметром 100 мм | АЦ 6.0-60 (43118) ПЧ-145 | 6 | 1 | 6 | Комбитор ГР-3000 | 2000 | 33,3 | 5 | 33,3 |

Суммарный отбор воды от сети противопожарного водопровода объекта УПН «Зольненская» составил 33,3 л/с, что не обеспечивает требуемую водоотдачу.

Вывод: тупиковая сеть противопожарного водопровода диаметром 100 мм на объекте УПН «Зольненская» ЦПНГ – 4 АО «Самаранефтегаз» не соответствует нормативным требованиям по обеспечению расхода воды на нужды пожаротушения.