



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ПЛАНИРОВКЕ ТЕРРИТОРИИ

для строительства объекта

**6132П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001
Мухановского месторождения»**

в границах сельского поселения Черновка Кинель-Черкасского района

Книга 1. Проект планировки территории

Главный инженер

Д.В. Кашаев

Заместитель главного инженера
по инжинирингу - начальник
управления инжиниринга
обустройства месторождений



А.Н. Пантелеев

Самара, 2019г.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |
| | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

1

Основная часть проекта планировки территории

| № п/п | Наименование | Лист |
|--|--|------|
| Основная часть проекта планировки территории | | |
| | Раздел 1 «Проект планировки территории. Графическая часть» | 3 |
| 1.1. | Чертеж красных линий. Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов. | |
| | Исходно-разрешительная документация | 4 |
| | Раздел 2 «Положение о размещении линейных объектов» | 5 |
| 2.1. | Наименование, основные характеристики и назначение планируемых для размещения линейных объектов | 6 |
| 2.2. | Перечень субъектов Российской Федерации, перечень муниципальных районов, городских округов в составе субъектов Российской Федерации, перечень поселений, населенных пунктов, внутригородских территорий городов федерального значения, на территориях которых устанавливаются зоны планируемого размещения линейных объектов | 21 |
| 2.3. | Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов | 22 |
| 2.4. | Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов | 25 |
| 2.5. | Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения | 26 |
| 2.6. | Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите сохраняемых объектов капитального строительства (здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено), существующих и строящихся на момент подготовки проекта планировки территории, а также объектов капитального строительства, планируемых к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории, от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов | 28 |
| 2.7. | Информация о необходимости осуществления мероприятий по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов | 31 |
| 2.8. | Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды | 32 |
| 2.9. | Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности и гражданской обороне | 49 |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

2

Раздел 1 "Проект планировки территории. Графическая часть"

[illegible]

Раздел 2 «Положение о размещении линейных объектов»

[illegible]

Исходно-разрешительная документация

Проектная документация на объект 6132П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» разработана на основании:

- Технического задания на выполнение проекта планировки территории проектирование объекта: 6132П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» на территории муниципального района Кинель-Черкасский Самарской области, утвержденного Заместителем генерального директора по развитию производства АО «Самаранефтегаз» О.В. Гладуновым;
- материалов инженерных изысканий, выполненных ООО «СамараНИПИнефть» в 2019г.

Документация по планировке территории подготовлена на основании следующих документов:

- Схема территориального планирования муниципального района Кинель-Черкасский;
 - Карты градостроительного зонирования сельского поселения Черновка муниципального района Кинель-Черкасский Самарской области;
 - Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ;
 - Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 N 136-ФЗ;
 - СНиП 11-04-2003. Инструкция о порядке разработки, согласования, экспертизы и утверждения градостроительной документации (приняты и введены в действие Постановлением Госстроя РФ от 29.10.2002 N 150);
 - Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
 - Постановление Правительства РФ от 12.05.2017 N 564 «Об утверждении Положения о составе и содержании проектов планировки территории, предусматривающих размещение одного или нескольких линейных объектов»;
- Заказчик – АО «Самаранефтегаз».

[illegible]

2.1 Наименование, основные характеристики и назначение планируемых для размещения линейных объектов

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемых скважин принята напорная однетрубная герметизированная система сбора нефти и газа.

Продукция проектных скважин № 3090, 5001 под устьевым давлением, развиваемым погружными электронасосами, по проектируемым выкидным трубопроводам DN 80 направляется до проектируемой АГЗУ, где происходит замер дебита скважин. Далее, совместно с продукцией существующих скважин по существующему нефтегазосборному трубопроводу «АГЗУ-3103 – АГЗУ-51» поступает на УКПН-2.

Продукция проектной скважины № 3066 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу DN 80 направляется до существующей АГЗУ-5087 Мухановского месторождения, где происходит замер дебита скважины. Далее, совместно с продукцией существующих скважин по существующему нефтегазосборному трубопроводу поступает на УКПН-2.

Для мониторинга коррозии в точке подключения выкидных трубопроводов от скважин № 3090, 5001 к проектируемой АГЗУ, от скважины № 3066 к существующей АГЗУ-5087, в точке подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от проектируемой АГЗУ в существующий нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-3103 Мухановского месторождения – АГЗУ-51, предусматриваются узлы контроля скорости коррозии.

Для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в технологической обвязке устьев скважин предусмотрены штуцеры для периодической пропарки выкидных линий.

Подача пара предусматривается от ППУ через рукав, подключаемый к арматуре в обвязке устья скважин.

На УКПН-2 производятся процессы глубокого обезвоживания и обессоливания с доведением показателей качества нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002.

В соответствии с пп. 49, 731 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проектной документации предусмотрено автоматическое отключение электродвигателей погружных насосов при отклонениях давления в выкидных трубопроводах выше 3,5 МПа и ниже 0,3 МПа.

Основные проектные решения

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» проектными решениями предусматривается:

I этап строительства:

- обустройство устья добывающей скважины № 5001;

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 6 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- строительство площадки измерительной установки (ИУ);
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 5001 до проектируемой АГЗУ;
- прокладка нефтегазосборного трубопровода DN 150 от проектируемой АГЗУ до точки врезки в сборный нефтепровод АГЗУ-3103 – АГЗУ-51,
- установка средств контроля за коррозией.

II этап строительства:

- обустройство устья добывающей скважины № 3066;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 3066 до существующей АГЗУ-5087 Мухановского месторождения;
- установка средств контроля за коррозией.

III этап строительства:

- обустройство устья добывающей скважины № 3090;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 3066 до проектируемой АГЗУ;
- установка средств контроля за коррозией.

Обустройство устьев скважин

Данным проектом предусматривается обустройство устьев скважин № 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения.

Обвязка и обустройство устьев добывающих скважин выполняется в соответствии с требованиями ВНТПЗ-85, ГОСТ Р 55990-2014.

На устье скважин №№ 3066, 3090, 5001 установлена фонтанная арматура АФК1 65х35 К1 по ГОСТ 13846-89 условным давлением 35 МПа, условным диаметром DN 65.

Скважины №№ 3090, 5001 оборудуются погружными электронасосами – ЭЦН-50-2800.

Скважина № 3066 оборудуется погружным электронасосом – ЭЦН-125-3000.

На территории устьев скважин предусматриваются:

- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- канализационная емкость.

Площадки под инвентарные приемные мостки не предусматриваются проектом, т.к. бригады, выполняющие капитальный и текущий ремонт скважин укомплектованы инвентарными плитами для размещения передвижных мостков, не требующими специальной площадки (приложение А).

В соответствии с техническими требованиями на выполнение проектных работ на горизонтальном участке выкидных трубопроводов предусматривается установка пробоотборника типа ППЖР ручного для оперативного отбора проб перекачиваемой жидкости DN 80, PN 4,0 МПа. Пробоотборники располагаются на приустьевых площадках в составе технологической обвязки устьев скважин.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 7 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Пробоотборник (DN 80, PN 4,0) предназначен для оперативного ручного отбора пробы из трубопровода, по которому перекачивается газожидкостная эмульсия с целью анализа ее состава в лабораторных условиях.

Рабочие условия эксплуатации пробоотборника:

- температура окружающей среды от минус 50°C до плюс 60°C;
- относительная влажность воздуха до 100 % при температуре + 40°C и более низких температурах, с конденсацией влаги (группа Д2 по ГОСТ Р 52931-2008);
- группа исполнения по виброустойчивости – группа N2 по ГОСТ 52931-2008.

Ввод ингибитора коррозии и ингибитора АСПО в затрубное пространство скважины предусматривается периодически передвижной установкой.

Подача пара предусматривается от ППУ через рукав, подключаемый к арматуре в обвязке устья скважины.

На выкидных трубопроводах в обвязки устьев скважин предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Выкидные и нефтегазосборный трубопроводы

Настоящей проектной документацией предусматривается прокладка выкидных трубопроводов DN 80 от проектируемых скважин №№ 3090, 5001 до проектируемой АГЗУ Мухановского месторождения; выкидного трубопровода DN 80 от проектируемой скважины № 3066 до существующей АГЗУ-5087 Мухановского месторождения; прокладка нефтегазосборного трубопровода DN 150 от проектируемой АГЗУ до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-3103 Мухановского месторождения – АГЗУ-51.

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, Федерального закона «Об охране окружающей среды». Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по расстояниям, принятым из условий безопасности строительства и эксплуатации объекта.

Выбор трассы и размещения проектируемых объектов проведен на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на безопасность проектируемых объектов.

Также при выборе трассы и размещения проектируемых объектов учтена опасность распространения транспортируемой среды при возможных авариях по рельефу местности и преобладающее направление ветра (по годовой розе ветров).

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 8 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

В соответствии с п. 6 ГОСТ Р 55990-2014 жидкость, транспортируемая по выкидным и нефтегазосборному трубопроводам, относится к категории 7.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 выкидные трубопроводы от скважин №№ 3066, 3090, 5001 относятся, а так же нефтегазосборный трубопровод от проектируемой ИУ относятся к категории Н; к категории С относятся участки выкидных и нефтегазосборного трубопровода на пересечениях с подземными коммуникациями, а так же участки в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Данной проектной документацией к промышленным трубопроводам в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 отнесены выкидные трубопроводы от скважин № 3066, 3090, 5001 и нефтегазосборный трубопровод.

Подключение проектируемых выкидных трубопроводов от скважин № 3090, 5001 предусматривается к проектируемой АГЗУ Мухановского месторождения. На подключаемых трубопроводах предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Подключение проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 предусматривается к существующей АГЗУ - 5087 Мухановского месторождения. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от проектируемой АГЗУ предусматривается к существующему нефтегазосборному трубопроводу АГЗУ-3103 Мухановского месторождения – АГЗУ-51. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка обратного клапана и запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Выкидные трубопроводы запроектированы из труб бесшовных или прямошовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2013, по ТУ, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»:

- подземные участки - с наружным защитным покрытием усиленного типа 2У на основе экструдированного полиэтилена (полипропилена), выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;
- надземные участки – без покрытия.

Нефтегазосборный трубопровод запроектирован из труб бесшовных или прямошовных DN 150, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2013, по ТУ, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 9 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- подземные участки - с наружным защитным покрытием усиленного типа 2У на основе экструдированного полиэтилена (полипропилена), выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;

- надземные участки – без покрытия.

Выкидные и нефтегазосборный трубопроводы укладываются на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.

За расчетное давление выкидных трубопроводов принято давление 4,0 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку.

Проектируемые трубопроводы пересекают полевые автодороги и технологические проезды к проектируемым сооружениям. В соответствии с п. 19 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Переход через полевые и технологические проезды к проектируемым сооружениям осуществляется открытым способом. Глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

В месте перехода проектируемого выкидного трубопровода через технологические подьезды предусматриваются переезды из дорожных плит в соответствии с Паспортом документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Сооружения трубопроводов» П1-01.04 ПДТП-0037.

Пересечения с подземными коммуникациями выполняются в соответствии с техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций.

Пересечение проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 и пересечение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными коммуникациями АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемых трубопроводов предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих коммуникаций АО «Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими коммуникациями расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

По трассе выкидных трубопроводов от скважин №№ 3066, 3090, 5001 и нефтегазосборного трубопровода устанавливаются опознавательные знаки:

- на пересечениях с подземными коммуникациями;
- на углах поворота трассы.

На углах поворота трассы трубопроводов более 45° устанавливаются дополнительно два опознавательных знака в начале и в конце кривой угла поворота.

Безопасность в районах прохождения промысловых трубопроводов обеспечивается расположением их на соответствующих расстояниях от объектов

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 10 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

инфраструктуры. Населенные пункты, мосты и дороги в близлежащем к трассе районе отсутствуют.

Необходимый уровень конструктивной надежности промысловых трубопроводов обеспечивается путём категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения по ГОСТ Р 55990-2014.

Измерительная установка

Для замера дебита скважин № 3090, 5001 предусматривается измерительная установка типа ИУ 40-8-400.

На измерительной установке происходит поочередный автоматический замер дебита скважин. Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают:

- замер дебита жидкости по каждой скважине;
- однотрубный транспорт нефтегазовой смеси;
- надежность эксплуатации нефтегазопроводов и оборудования;
- герметизацию процессов;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

Измерительная установка представляет собой блок-бокс, состоящий из технологического блока и блока контроля и управления. Блок технологический предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерений установки. Блок контроля и управления предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы устанавливаемого в нем оборудования.

Предусмотренная проектом измерительная установка должна соответствовать требованиям Методических указаний Компании «Единые технические требования. Измерительная установка скважинная групповая» № П4-06 М-0006, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Дренаж ИУ предусматривается в емкость подземную горизонтальную дренажную дренажную ДЕ-1 объемом 5,0 м³.

На площадке измерительной установки предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) типа ЗК80*40-р1-Ф-У-К0/20А*6-К48/Р из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Дренажная емкость

Для дренажа проектируемой АГЗУ предусматривается емкость подземная дренажная ДЕ-1 типа ЕП5-1600-1750-1-4-Н2.

Емкость дренажная ДЕ-1 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат объемом 5,0 м³, работающий под избыточным давлением не более 0,07 МПа. Внутренний диаметр емкости дренажной 1600 мм, вылет горловины 1750 мм. Климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 11 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Дренажная емкость ДЕ-1 оборудуется воздушником с огнепреградителем DN 80. Откачка из емкости производится передвижной спецтехникой. На трубопроводах откачки жидкости предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Дренажные емкости должны соответствовать требованиям Методических указаний Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)» № П1-01.04 М-0009, ПБ 03-584-03 «Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных» и ГОСТ Р 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия».

Узел образца коррозии

В соответствии с п. 364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается оснащение выкидного трубопровода устройством для контроля за коррозией (устанавливаются на надземном участке выкидного трубопровода в узле подключения). Датчики контроля за коррозией устанавливаются на расстоянии не менее 10 диаметров трубопровода до ближайших отводов, влияющих на режим течения жидкости, и не менее 5 диаметров после (по ходу течения жидкости).

Для мониторинга коррозии предусматриваются узлы контроля скорости коррозии:

- в точке подключения проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 5001 к проектируемой АГЗУ;
- в точке подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от проектируемой АГЗУ в существующий нефтесборный трубопровод от АГЗУ-3103 до АГЗУ-51;
- в точке подключения проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 к существующей АГЗУ-5087 Мухановского месторождения;
- в точке подключения проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3090 к проектируемой АГЗУ.

Установка устройства для контроля за коррозией предусмотрено в надземном исполнении.

Устройство для контроля скорости за коррозией предназначено для измерения параметров скорости коррозии в стальных трубопроводах, транспортирующих нефтепродукты под давлением без прекращения перекачивания и потери продукта.

Измерение параметров процессов коррозии осуществляется гравиметрическим методом.

В узел контроля скорости коррозии входит:

- зонд для измерения гравиметрическим методом;
- устройство, предназначенное для закрепления и ввода образцов-свидетелей в трубопровод;

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

12

- устройство ввода, предназначено для ввода зонда.

Периодичность контроля скорости коррозии устанавливается эксплуатирующей организацией проектируемых трубопроводов и составляет не реже 1 раза в месяц.

Электрохимическая защита

В данном разделе проектной документации предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности выкидных трубопроводов от скважин №№ 3066, 3090, 5001, нефтегазосборного трубопровода и обсадных колонн эксплуатационных скважин №№ 3066, 3090, 5001.

Обсадные колонны эксплуатационных скважин и дренажные емкости включаются в систему совместной катодной защиты трубопроводов. Выбор мощности и элементов технологической системы электрохимической защиты произведен по технико-экономическому расчету на номинальный срок ее службы 15 лет из условия старения изоляционного покрытия трубопровода и состояния его после 15 лет эксплуатации. При расчете защитная плотность тока для трубопровода с усиленной изоляцией принята 2,0 мА/м².

Минимальный защитный (поляризационный) потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения – минус 0,85 В. Максимальный защитный (поляризационный) потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения – минус 1,15 В.

Средства электрохимической защиты трубопровода следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение периода не более месяца после укладки и засыпки участка трубопровода, а в остальных случаях – в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки участка трубопровода.

В 1 этапе строительства предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии следующих стальных подземных сооружений:

- внешней поверхности нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 мм с толщиной стенки 6 мм протяженностью 81,4 м от проектируемой ИУ до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод;
- внешней поверхности выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 316,3 м от скважины № 5001 до проектируемой ИУ;
- обсадной колонны эксплуатационной скважины № 5001.

Для защиты проектируемых стальных подземных трубопроводов от коррозии наряду с изоляционным покрытием предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью проектируемой станции катодной защиты СКЗ-1 мощностью 4,8 кВт в районе проектируемой ИУ.

Во 2 этапе строительства предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 979,1 м от скважины № 3066 до АГЗУ-5087 (сущ.) и обсадной колонны эксплуатационной скважины № 3066.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 13 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Для защиты от коррозии проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 наряду с изоляционным покрытием предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью станции катодной защиты СКЗ типа В-ОПЕ-ТМ-1-100-48-У1, мощностью 4,8 кВт на площадке АГЗУ-5087, ранее запроектированной в проекте 4811П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3016, 3098, 3101, 5087 Мухановского месторождения».

В 3 этапе строительства предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности переподключаемого выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 537,4 м от скважины № 3090 до проектируемой ИУ и обсадной колонны эксплуатационной скважины № 3090.

Для защиты проектируемого стального подземного трубопровода от коррозии наряду с изоляционным покрытием предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью станции катодной защиты СКЗ-1, запроектированной в 1 этапе строительства.

Защита от коррозии

Для защиты проектируемых выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КПЗ60 по ГОСТ 31443-2012;
- периодическая подача ингибитора коррозии передвижными средствами;
- применение устройства контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями с п. 364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на выкидных трубопроводах от скважин № 3066, 3090, 5001 и нефтегазосборном трубопроводе.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство выкидных трубопроводов из труб диаметром 89 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;
- строительство нефтегазосборного трубопровода из труб диаметром 159 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;
- антикоррозионная изоляция сварных стыков выкидных и нефтегазосборного трубопровода термоусаживающимися манжетами в соответствии с методическими указаниями Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков предварительно изолированных труб в трассовых условиях» П1-01.04 М-0041;
- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов и защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа по

| | | | | | | | | | |
|--|--|------|---------|------|--------|---------|--------------|------|--|
| | | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист | |
| | | | | | | | | 14 | |
| | | | | | | | | | |
| | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- антикоррозионная изоляция сварных стыков выкидных и нефтегазосборного трубопровода термоусаживающимися манжетами в соответствии с методическими указаниями Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков предварительно изолированных труб в трассовых условиях» П1-01.04 М-0041;
- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов и защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа по

ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

Перед нанесением изоляции поверхность металла очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, обеспыливается. Степень очистки поверхности металла – «третья» по ГОСТ 9.402-2004. Работы проводятся в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

По показателям свойств и температурному диапазону применения изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную противокоррозионную защиту изолированных изделий на весь нормативный срок эксплуатации трубопроводов.

Покрытия должны соответствовать ГОСТ Р 51164-98, СП 245.1325800.2015 «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ».

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится следующая система покрытий общей толщиной 250 мкм:

- эпоксидное покрытие – один слой 125 мкм;
- полиуретановое покрытие стойкое к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 125 мкм.

Покрытия для антикоррозионной защиты наружной поверхности трубопроводов, арматуры, а также металлоконструкций должны соответствовать требованиям Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании» № П2-05 ТИ-0002.

Антикоррозионная защита наружной и внутренней поверхностей дренажных емкостей выполняется в заводских условиях в соответствии с требованиями технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» № П2-05.02 ТИ-0002 версия 2.00.

Антикоррозионная защита арматуры выполняется в заводских условиях в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Единые технические требования. Задвижки клиновые» № П1-01.05 М-0082.

Для защиты от внутренней коррозии предусматривается периодическая подача ингибитора коррозии с помощью передвижных средств.

Для защиты от почвенной коррозии наружная поверхность дренажных трубопроводов покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа (конструкция № 6) по ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Перед нанесением антикоррозионного покрытия наружную поверхность трубопроводов и опор очистить от продуктов коррозии, обезжирить. Степень очистки – «вторая» по ГОСТ 9.402-2004 «Единая система защиты от коррозии и старения Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 15 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

окрашиванию» и не менее Sa 2 1/2 по ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 «Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов».

Конструкция антикоррозионной изоляции:

- Праймер / битумная грунтовка (подготовительный слой);
- Лента промышленная изоляционная мастичная / битумная на полимерной основе (изоляционный слой) толщиной не менее 2,0 мм – 1 слой;
- Лента термоусаживающаяся промышленная (защитный слой) толщиной не менее 0,6 мм – 1 слой.

По показателям свойств и температурному диапазону применения изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную противокоррозионную защиту изолированных изделий на весь нормативный срок эксплуатации трубопроводов.

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится следующая система покрытий общей толщиной 250 мкм:

- эпоксидное покрытие – один слой 125 мм;
- полиуретановое покрытие стойкое к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 125 мкм.

Антикоррозионная защита наружной поверхности трубопроводов, а также металлоконструкций должна выполняться в соответствии с требованиями технологической инструкции компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения» № П2-05 ТИ-0002.

Система водоотведения

В настоящее время на проектируемых приустьевых площадках нефтяных скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения централизованной системы канализации не имеется.

На проектируемых приустьевых площадках нефтяных скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения канализованию подлежат производственно-дождевые сточные воды.

Производственно-дождевые стоки с проектируемых площадок характеризуются содержанием нефтепродуктов до 100 мг/л и взвешенных веществ до 300 мг/л и БПК до 40 мг/л.

Производственно-дождевые сточные воды с приустьевых площадок нефтяных скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения через шахтные колодцы отводятся по самотечным сетям с уклоном 0,02 в подземные емкости производственно-дождевых стоков с гидрозатворами, объемом 5 м³, каждая.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 16 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Из емкостей, по мере накопления стоки будут передаваться на УКПН-2 ЦПНГ-3 с последующей закачкой в глубокие поглощающие горизонты Луганского полигона сброса сточных вод на Дмитриевском месторождении.

В соответствии с принятой схемой канализации на площадке каждой нефтяной скважины №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения предусматривается следующий состав сооружений:

- емкость производственно-дождевых стоков объемом 5 м³;
- самотечная сеть производственно-дождевой канализации.

Для отвода дождевых стоков с приустьевых площадок нефтяных скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения предусматриваются емкости производственно-дождевых стоков.

В качестве емкости производственно-дождевых стоков принят подземный железобетонный колодец объемом 5 м³, выполненный из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-2016, диаметром 2000 мм, оборудованный гидрозатвором, воздушником с огнепреградителем и молниеотводом.

Вокруг емкости предусматривается ограждение.

Водонепроницаемость и защита емкостей производственно-дождевых стоков от коррозии достигается путем нанесения на ее внутреннюю поверхность следующих видов покрытий согласно СП 28.13330.2017:

- коллоидно-цементным раствором КЦР – 1 слой толщиной 12 мм;
- сополимеро-винилхлоридные лакокрасочные покрытия (типа ХС): грунтовка и эмаль – по 2 слоя.

Необходимо произвести гидравлическое испытания емкостей на герметичность согласно п. 7.31 СНиП 3.05.04-85.

Самотечная сеть производственно-дождевой канализации проектируется подземно из чугунных труб диаметром 200 мм по ГОСТ 9583-75 с заводской наружной и внутренней гидроизоляцией.

Глубина заложения производственно-дождевой канализации должна быть не менее 1,4 м от поверхности земли до низа трубы.

Для трубопровода производственно-дождевой канализации на площадках скважин №№ 3066, 3090, 5001 основание принимается естественное: суглинок и глина коричневые, полутвердые, тугопластичные.

Сети производственно-дождевой канализации проектируется с уклоном в сторону емкости производственно-дождевых стоков.

Группа и категория по Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» для трубопровода производственно-дождевой канализации – BV.

Монтаж сети вести в соответствии со СНиП 3.05.04-85.

Электроснабжение

Для электроснабжения проектируемых нагрузок объекта «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» данным проектом

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 17 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-34 ПС 35/6 кВ «Черновская» для электроснабжения скважины № 5001 и ИУ.

Электроснабжение проектируемых нагрузок предусматривается от вновь проектируемой комплектной трансформаторной подстанции КТП типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушным высоковольтным вводом и кабельным низковольтным выводом (ВК).

Основными потребителями электроэнергии проектируемых сооружений являются:

- электродвигатели погружных насосов нефтяных скважин (ПЭД);
- оборудование КИПиА;
- измерительная установка (ИУ);
- станция катодной защиты (СКЗ).

Электродвигатель погружного насоса проектируемой скважины № 5001 принят на напряжение 2100 В, скважин №№ 3066, 3090 – на напряжение 2700 В.

Рабочее напряжение остальных потребителей электроэнергии - 380/220 В.

По степени надежности электроснабжения, потребители электроэнергии проектируемых сооружений относятся к третьей категории. К первой категории надежности электроснабжения относятся – оборудование связи и КИПиА. Для обеспечения первой категории для вышеуказанных электропотребителей предусматривается установка ИБП в шкафах КИПиА.

Для электроснабжения потребителей электроэнергии скважин предусматривается установка наружных комплектных трансформаторных подстанций КТП типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушным высоковольтным вводом и кабельным низковольтным выводом (ВК):

- Комплектная однотрансформаторная подстанция типа «киоск» наружной установки с силовым трансформатором ТМГ-160/6/0,4-У1 для электроснабжения площадок скважин №№ 5001, 3090 (по одной КТП на каждой площадке скважины);
- Комплектная однотрансформаторная подстанция типа «киоск» наружной установки с силовым трансформатором ТМГ-400/6/0,4-У1 для электроснабжения площадки скважины № 3066.

Комплект поставки КТП для скважины определяется Методическими указаниями компании «Единые технические требования. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4 кВ (с НКУ, без НКУ)» № П4-06 М-0087 и опросными листами 6132П-П-080.000.000-ИЛО5-01-ОЛ-001, 6132П-П-080.000.000-ИЛО5-01-ОЛ-002 (см. том 4.5.1).

Распределение электроэнергии на 380/220 В осуществляется от РУНН КТП.

Питание и управление погружным электродвигателем нефтяной скважины осуществляется от специализированного трансформатора ТМПНГ и станции управления, обеспечивающей регулирование частоты вращения и плавный пуск погружного электродвигателя.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

18

Электродвигатель поставляется в комплекте с технологическим оборудованием в исполнении, соответствующем месту установки.

Молниезащита и защита от статического электричества

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ и ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.9-2002, ГОСТ 30852.11-2002.

Автоматические выключатели выбираются таким образом, чтобы обеспечить защиту оборудования, отходящих линий от перегрузки и токов короткого замыкания, а так же для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током.

Так же для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается комплексное защитное устройство, которое выполняется с целью защитного заземления, уравнивания потенциалов, а также защиты от вторичных проявлений молнии и защиты от статического электричества.

В проекте принята система заземления TN-S.

Заземление радиомачты выполняется присоединением ее к электродам из круглой оцинкованной стали диаметром 16 мм, длиной 5 м, которые ввертываются в грунт на глубину 0,5 м (от поверхности земли до верхнего конца электрода) и соединяются между собой круглой оцинкованной сталью диаметром 12 мм, прокладываемой на глубине 0,5 м от поверхности земли.

Молниезащита радиомачты выполняется молниеотводом устанавливаемым на радиомачте.

Комплексное защитное устройство состоит из:

- объединенного заземляющего устройства электроустановок и молниезащиты, выполняемого электродами из круглой стали диаметром 16 мм, длиной 5 м, которые ввертываются в грунт на глубину 0,5 м (от поверхности земли до верхнего конца электрода) и соединяются между собой круглой сталью диаметром 12 мм;
- главной заземляющей шина (ГЗШ), которой является РЕ-шина КТП;
- комплексной магистрали (контура заземления), выполняемой из полосовой стали 4×40;
- защитных проводников, в качестве которых используются защитные проводники (РЕ-проводники) основной и дополнительной системы уравнивания потенциалов.

РЕ-проводники входят в состав силовых кабелей, питающих электроприемники, дополнительный защитный проводник выполняется полосой 4×40 и отдельно проложенным гибким медным проводом ПуГВ.

Комплексное защитное устройство выполняется путем присоединения всех открытых проводящих частей (металлические конструкции сооружений, стационарно проложенные трубопроводы, металлические корпуса технологического оборудования, корпуса электрооборудования, стальные трубы и

бронированные оболочки электропроводок) к магистрали и к ГЗШ при помощи защитных проводников и образует непрерывную электрическую цепь.

Фланцевые соединения и оборудование, расположенное во взрывоопасных зонах должны быть зашунтированы перемычками из медного изолированного провода сечением не менее 16 мм².

ГЗШ на обоих концах должны быть обозначены продольными или поперечными полосами желто-зеленого цвета одинаковой ширины.

Изолированные проводники уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами. Неизолированные проводники основной системы уравнивания потенциалов в месте их присоединения к сторонним проводящим частям должны быть обозначены желто-зелеными полосами.

Наружные искусственные заземлители предусматриваются из оцинкованной стали (по ГОСТ 9.307-89).

Сопротивление заземляющего устройства для электрооборудования не должно превышать 4 Ом (проверяется после монтажа). В качестве естественного заземлителя используется техническая колонна скважины.

По устройству молниезащиты технологические сооружения с зоной по взрывоопасности В-1г (2) относятся ко II категории, допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии – 0,9.

Расчет зоны защиты одиночных молниеотводов выполняется в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для молниезащиты, защиты от вторичных проявлений молнии и защиты от статического электричества металлические корпуса технологического оборудования и трубопроводы соединяются в единую электрическую цепь и присоединяются к заземляющему устройству.

Защита площадки устья скважины от прямых ударов молнии выполняется посредством присоединения к заземляющему устройству в соответствии с п. 2.15 РД 34.21.122-87 и п. 3.2.1.2 СО 153-34.21.122-2003, так как указанное технологическое сооружение выполняется из стальных труб с толщиной стенки трубы более 4 мм и повышение температуры с внутренней стороны объекта в точке удара молнии не представляет опасности.

Для защиты от заноса высоких потенциалов по подземным и внешним коммуникациям при вводе в здания или сооружения, последние присоединяются к заземляющему устройству.

Заземлители для молниезащиты и защитного заземления – общие.

Для молниезащиты газоотводной трубы (воздушника) производственно-дождевой емкости, предусматривается установка отдельно стоящего молниеотвода.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 20 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

2.2 Перечень субъектов Российской Федерации, перечень муниципальных районов, городских округов в составе субъектов Российской Федерации, перечень поселений, населенных пунктов, внутригородских территорий городов федерального значения, на территориях которых устанавливаются зоны планируемого размещения линейных объектов

В административном отношении проектируемый объект расположен в Кинель-Черкасском районе Самарской области.

Ближайшие населенные пункты:

- п. Черновка, расположенный в 1,0 км к югу от скважины №3066; в 1,6 км к северо-западу от скважины №5001; в 1,9 км к северо-западу от скважины №3090; в 0,8 км к югу от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3066); в 2,0 км к северу от точки подключения ВЛ-6кВ (скважина 5001); в 1,7 км к северо-западу от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3090); в 1,2 км к юго-западу от существующей АГЗУ-5087; в 1,6 км к северо-западу от существующей АГЗУ-3103; в 2,0 км к северо-востоку от точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод.

- г. Отрадный, расположенный в 2,4 км к северо-западу от скважины №3066; в 5,6 км к северо-западу от скважины №5001; в 6,0 км к северо-западу от скважины №3090; в 2,5 км к северо-западу от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3066); в 5,5 км к северо-западу от точки подключения ВЛ-6кВ (скважина 5001); в 5,8 км к северо-западу от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3090); в 2,4 км к северо-западу от существующей АГЗУ-5087; в 5,7 км к северо-западу от существующей АГЗУ-3103; в 6,0 км к северо-востоку от точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод.

- г. Первомайский, расположенный в 11,0 км к востоку от скважины №3066; в 11,6 км к северо-востоку от скважины №5001; в 12,0 км к северо-востоку от скважины №3090; в 11,0 км к юго-востоку от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3066); в 11,7 км к северо-востоку от точки подключения ВЛ-6кВ (скважина 5001); в 11,9 км к северо-востоку от точки подключения ВЛ 6кВ (скважина 3090); в 11,6 км к западу от существующей АГЗУ-5087; в 12,0 км к северо-востоку от существующей АГЗУ-3103; в 14,2 км к северо-востоку от точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод.

Дорожная сеть представлена автодорогой [Р-225] Самара - Похвистнево, проходящей в 1,6 км к северо-востоку от скважины № 3066; в 5,2 км к северо-востоку от скважины 5001; в 5,7 км к северо-востоку от скважины №3090; в 2,0 км к северо-востоку от существующей АГЗУ-5087; в 5,4 км к северо-востоку от существующей АГЗУ-3103; в 6,5 км к северо-востоку от точки подключения в существующий нефтегазосборный трубопровод.

Гидрография представлена р. Бол. Кинель, М. Черновка и ее притоками.

Местность в районе работ открытая с умеренно равнинным рельефом с перепадом высот от 78 м до 117 м.

Обзорная схема приведена на рис. **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | 21 |

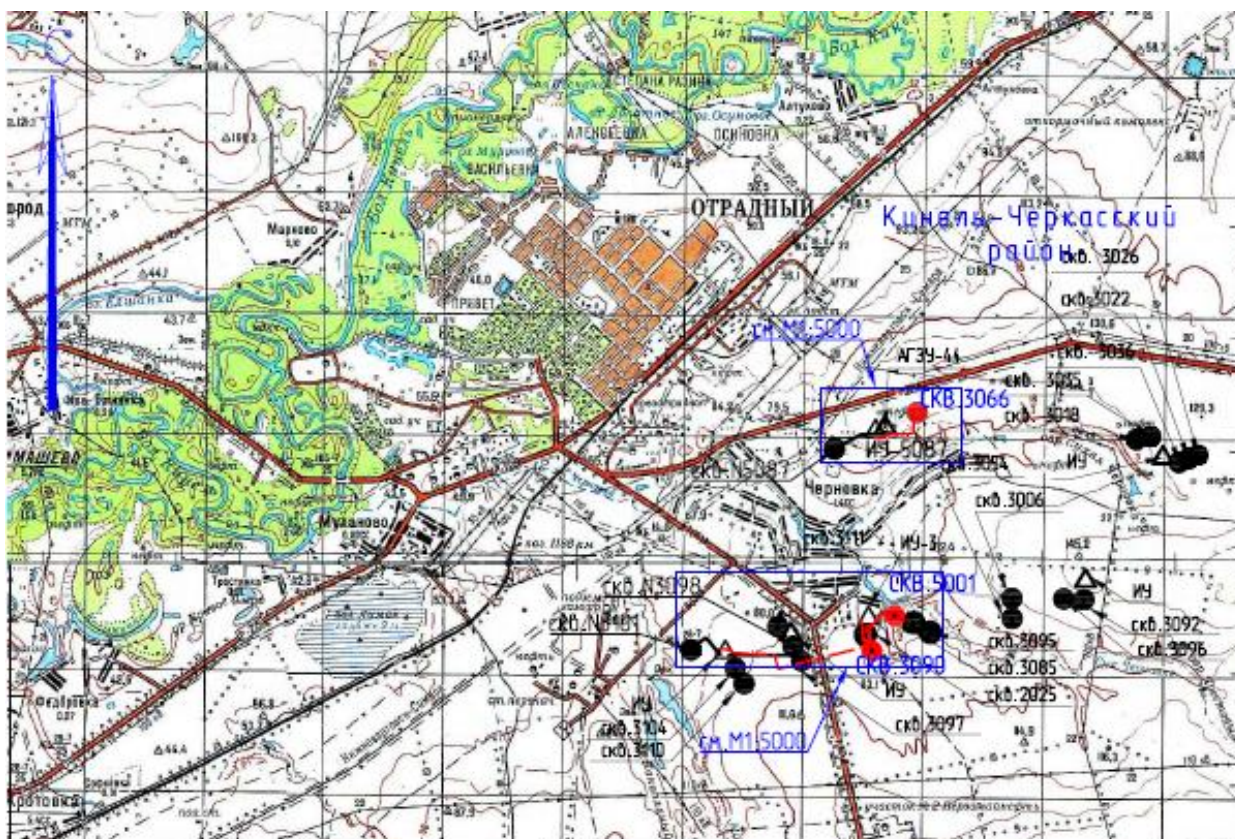


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

2.3. Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов

Устанавливаемая красная линия совпадает с границей зоны планируемого размещения линейных объектов, территорией, в отношении которой осуществляется подготовка проекта планировки.

Таблица 2.3.1 Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов

| № точки | № точки (сквозной) | Дирекционный угол | Расстояние, м | X | Y |
|---------|--------------------|-------------------|---------------|------------|-----------|
| 1 | 1 | 186°11'60" | 49,63 | 2259176,94 | 405020,64 |
| 2 | 2 | 265°8'8" | 4,72 | 2259127,60 | 405015,28 |
| 3 | 3 | 270°0'0" | 0,79 | 2259127,20 | 405010,58 |
| 4 | 4 | 178°0'22" | 25,87 | 2259127,20 | 405009,79 |
| 5 | 5 | 88°9'24" | 46,32 | 2259101,35 | 405010,69 |
| 6 | 6 | 177°40'4" | 87,97 | 2259102,84 | 405056,99 |
| 7 | 7 | 268°13'43" | 144,6 | 2259014,94 | 405060,57 |
| 8 | 8 | 268°12'11" | 22,96 | 2259010,47 | 404916,04 |
| 9 | 9 | 268°14'44" | 34,3 | 2259009,75 | 404893,09 |
| 10 | 10 | 268°13'59" | 59,03 | 2259008,70 | 404858,81 |
| 11 | 11 | 268°14'37" | 10,11 | 2259006,88 | 404799,81 |
| 12 | 12 | 247°14'26" | 10,11 | 2259006,57 | 404789,70 |
| 13 | 13 | 199°6'58" | 10,11 | 2259002,66 | 404780,38 |
| 14 | 14 | 178°13'20" | 81,23 | 2258993,11 | 404777,07 |
| 15 | 15 | 182°14'45" | 24,5 | 2258911,92 | 404779,59 |

| | | | | | |
|----|----|------------|--------|------------|-----------|
| 16 | 16 | 182°12'26" | 116,33 | 2258887,44 | 404778,63 |
| 17 | 17 | 182°23'24" | 42,45 | 2258771,20 | 404774,15 |
| 18 | 18 | 182°15'14" | 107,05 | 2258728,79 | 404772,38 |
| 19 | 19 | 211°22'57" | 68,75 | 2258621,82 | 404768,17 |
| 20 | 20 | 184°55'6" | 64,85 | 2258563,13 | 404732,37 |
| 21 | 21 | 176°52'30" | 14,49 | 2258498,52 | 404726,81 |
| 22 | 22 | 176°51'37" | 63,36 | 2258484,05 | 404727,60 |
| 23 | 23 | 154°23'44" | 10,14 | 2258420,79 | 404731,07 |
| 24 | 24 | 105°27'49" | 10,13 | 2258411,65 | 404735,45 |
| 25 | 25 | 84°54'50" | 24,93 | 2258408,95 | 404745,21 |
| 26 | 26 | 354°46'31" | 24,05 | 2258411,16 | 404770,04 |
| 27 | 27 | 264°40'30" | 13,9 | 2258435,11 | 404767,85 |
| 28 | 28 | 357°10'2" | 64,55 | 2258433,82 | 404754,01 |
| 29 | 29 | 2°24'7" | 55,12 | 2258498,29 | 404750,82 |
| 30 | 30 | 32°20'46" | 70,59 | 2258553,36 | 404753,13 |
| 31 | 31 | 2°25'26" | 38,3 | 2258613,00 | 404790,90 |
| 32 | 32 | 2°28'43" | 261,06 | 2258651,27 | 404792,52 |
| 33 | 33 | 358°2'6" | 70,87 | 2258912,09 | 404803,81 |
| 34 | 34 | 84°56'48" | 21,34 | 2258982,92 | 404801,38 |
| 35 | 35 | 88°25'21" | 10,53 | 2258984,80 | 404822,64 |
| 36 | 36 | 88°29'21" | 31,1 | 2258985,09 | 404833,17 |
| 37 | 37 | 88°27'37" | 27,91 | 2258985,91 | 404864,26 |
| 38 | 38 | 88°28'46" | 20,73 | 2258986,66 | 404892,16 |
| 39 | 39 | 88°28'17" | 187,44 | 2258987,21 | 404912,88 |
| 40 | 40 | 67°17'34" | 10,1 | 2258992,21 | 405100,25 |
| 41 | 41 | 19°11'18" | 10,1 | 2258996,11 | 405109,57 |
| 42 | 42 | 358°13'12" | 10,95 | 2259005,65 | 405112,89 |
| 43 | 43 | 88°12'19" | 47,89 | 2259016,59 | 405112,55 |
| 44 | 44 | 357°47'15" | 94,8 | 2259018,09 | 405160,42 |
| 45 | 45 | 267°35'24" | 56,84 | 2259112,82 | 405156,76 |
| 46 | 46 | 326°38'8" | 64,9 | 2259110,43 | 405099,97 |
| 47 | 47 | 216°48'26" | 40,19 | 2259164,63 | 405064,28 |
| 48 | 48 | 249°54'51" | 12,4 | 2259132,45 | 405040,20 |
| 49 | 49 | 267°34'22" | 5,19 | 2259128,19 | 405028,55 |
| 50 | 50 | 6°12'20" | 48,38 | 2259127,97 | 405023,36 |
| 51 | 51 | 276°14'43" | 8 | 2259176,07 | 405028,59 |
| 52 | 1 | 186°11'60" | 49,63 | 2259176,94 | 405020,64 |
| 1 | 52 | 226°21'55" | 102,38 | 2259294,49 | 401425,25 |
| 2 | 53 | 135°54'47" | 77,64 | 2259223,84 | 401351,15 |
| 3 | 54 | 47°14'35" | 45,53 | 2259168,07 | 401405,17 |
| 4 | 55 | 149°9'50" | 169,94 | 2259198,98 | 401438,60 |
| 5 | 56 | 156°36'25" | 130,77 | 2259053,06 | 401525,71 |
| 6 | 57 | 156°34'49" | 17,36 | 2258933,04 | 401577,63 |
| 7 | 58 | 156°36'22" | 6,55 | 2258917,11 | 401584,53 |
| 8 | 59 | 277°0'9" | 44,13 | 2258911,10 | 401587,13 |
| 9 | 60 | 33°7'30" | 13,78 | 2258916,48 | 401543,33 |
| 10 | 61 | 312°23'22" | 4,66 | 2258928,02 | 401550,86 |
| 11 | 62 | 228°58'44" | 20,28 | 2258931,16 | 401547,42 |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

23

| | | | | | |
|----|-----|------------|--------|------------|-----------|
| 12 | 63 | 277°4'15" | 7,88 | 2258917,85 | 401532,12 |
| 13 | 64 | 249°20'2" | 7,31 | 2258918,82 | 401524,30 |
| 14 | 65 | 214°17'55" | 7,31 | 2258916,24 | 401517,46 |
| 15 | 66 | 186°56'41" | 41,77 | 2258910,20 | 401513,34 |
| 16 | 67 | 277°28'11" | 49,08 | 2258868,74 | 401508,29 |
| 17 | 68 | 187°43'23" | 100,75 | 2258875,12 | 401459,63 |
| 18 | 69 | 97°48'10" | 69,53 | 2258775,28 | 401446,09 |
| 19 | 70 | 173°24'3" | 31,76 | 2258765,84 | 401514,98 |
| 20 | 71 | 97°15'29" | 48,6 | 2258734,29 | 401518,63 |
| 21 | 72 | 118°59'2" | 11,02 | 2258728,15 | 401566,84 |
| 22 | 73 | 116°49'21" | 23,89 | 2258722,81 | 401576,48 |
| 23 | 74 | 221°40'43" | 24,29 | 2258712,03 | 401597,80 |
| 24 | 75 | 278°36'31" | 16,77 | 2258693,89 | 401581,65 |
| 25 | 76 | 278°36'27" | 103,36 | 2258696,40 | 401565,07 |
| 26 | 77 | 8°28'16" | 1,9 | 2258711,87 | 401462,87 |
| 27 | 78 | 278°30'39" | 10 | 2258713,75 | 401463,15 |
| 28 | 79 | 188°30'57" | 1,89 | 2258715,23 | 401453,26 |
| 29 | 80 | 278°36'56" | 5,01 | 2258713,36 | 401452,98 |
| 30 | 81 | 8°33'39" | 1,88 | 2258714,11 | 401448,03 |
| 31 | 82 | 278°34'3" | 10 | 2258715,97 | 401448,31 |
| 32 | 83 | 188°33'39" | 1,88 | 2258717,46 | 401438,42 |
| 33 | 84 | 278°34'15" | 4,97 | 2258715,60 | 401438,14 |
| 34 | 85 | 7°36'53" | 1,89 | 2258716,34 | 401433,23 |
| 35 | 86 | 278°33'33" | 10,01 | 2258718,21 | 401433,48 |
| 36 | 87 | 188°30'39" | 10 | 2258719,70 | 401423,58 |
| 37 | 88 | 98°30'39" | 10 | 2258709,81 | 401422,10 |
| 38 | 89 | 8°26'13" | 2,11 | 2258708,33 | 401431,99 |
| 39 | 90 | 98°36'56" | 5,01 | 2258710,42 | 401432,30 |
| 40 | 91 | 188°42'18" | 2,11 | 2258709,67 | 401437,25 |
| 41 | 92 | 98°34'34" | 9,99 | 2258707,58 | 401436,93 |
| 42 | 93 | 8°44'46" | 2,1 | 2258706,09 | 401446,81 |
| 43 | 94 | 98°30'9" | 5,01 | 2258708,17 | 401447,13 |
| 44 | 95 | 188°28'37" | 2,1 | 2258707,43 | 401452,08 |
| 45 | 96 | 98°34'3" | 10 | 2258705,35 | 401451,77 |
| 46 | 97 | 8°47'16" | 2,09 | 2258703,86 | 401461,66 |
| 47 | 98 | 98°36'13" | 103,55 | 2258705,93 | 401461,98 |
| 48 | 99 | 98°35'1" | 19,83 | 2258690,44 | 401564,36 |
| 49 | 100 | 41°43'6" | 29,15 | 2258687,48 | 401583,97 |
| 50 | 101 | 116°33'35" | 47,95 | 2258709,24 | 401603,37 |
| 51 | 102 | 26°36'28" | 6,01 | 2258687,80 | 401646,26 |
| 52 | 103 | 296°33'34" | 46,34 | 2258693,17 | 401648,95 |
| 53 | 104 | 41°43'26" | 53,7 | 2258713,89 | 401607,50 |
| 54 | 105 | 61°30'31" | 46,83 | 2258753,97 | 401643,24 |
| 55 | 106 | 36°49'41" | 13,68 | 2258776,31 | 401684,40 |
| 56 | 107 | 126°53'12" | 41,18 | 2258787,26 | 401692,60 |
| 57 | 108 | 218°3'51" | 6,91 | 2258762,54 | 401725,54 |
| 58 | 109 | 126°50'35" | 17,14 | 2258757,10 | 401721,28 |
| 59 | 110 | 36°50'25" | 30,89 | 2258746,82 | 401735,00 |
| 60 | 111 | 306°57'26" | 61,61 | 2258771,54 | 401753,52 |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

24

| | | | | | |
|------------------------|-----|------------|--------|------------|-----------|
| 61 | 112 | 36°21'43" | 16,24 | 2258808,58 | 401704,29 |
| 62 | 113 | 9°23'1" | 2,39 | 2258821,66 | 401713,92 |
| 63 | 114 | 9°20'51" | 4,93 | 2258824,02 | 401714,31 |
| 64 | 115 | 334°12'38" | 2,64 | 2258828,88 | 401715,11 |
| 65 | 116 | 334°25'32" | 4,66 | 2258831,26 | 401713,96 |
| 66 | 117 | 304°14'3" | 32,71 | 2258835,46 | 401711,95 |
| 67 | 118 | 309°14'48" | 96,85 | 2258853,86 | 401684,91 |
| 68 | 119 | 337°10'33" | 161,15 | 2258915,13 | 401609,91 |
| 69 | 120 | 329°6'58" | 134,21 | 2259063,66 | 401547,40 |
| 70 | 121 | 99°29'45" | 104,02 | 2259178,84 | 401478,51 |
| 71 | 122 | 101°18'36" | 0,1 | 2259161,68 | 401581,10 |
| 72 | 123 | 5°25'12" | 42,98 | 2259161,66 | 401581,20 |
| 73 | 124 | 96°35'50" | 121,86 | 2259204,45 | 401585,26 |
| 74 | 125 | 146°35'57" | 47,23 | 2259190,45 | 401706,31 |
| 75 | 126 | 236°33'41" | 15,81 | 2259151,02 | 401732,31 |
| 76 | 127 | 146°38'54" | 7,99 | 2259142,31 | 401719,12 |
| 77 | 128 | 56°35'49" | 23,81 | 2259135,64 | 401723,51 |
| 78 | 129 | 326°35'34" | 58,97 | 2259148,75 | 401743,39 |
| 79 | 130 | 276°27'0" | 216,49 | 2259197,98 | 401710,92 |
| 80 | 131 | 315°39'30" | 100,94 | 2259222,30 | 401495,80 |
| 81 | 52 | 226°21'55" | 102,38 | 2259294,49 | 401425,25 |
| | | | | | |
| 1 | 132 | 187°0'3" | 97,96 | 2258858,93 | 401556,36 |
| 2 | 133 | 277°32'47" | 15,69 | 2258761,70 | 401544,42 |
| 3 | 134 | 188°5'36" | 24,22 | 2258763,76 | 401528,87 |
| 4 | 135 | 96°31'35" | 39,77 | 2258739,78 | 401525,46 |
| 5 | 136 | 27°31'39" | 72,42 | 2258735,26 | 401564,97 |
| 6 | 137 | 117°39'24" | 47,18 | 2258799,48 | 401598,44 |
| 7 | 138 | 37°25'55" | 35,27 | 2258777,58 | 401640,23 |
| 8 | 139 | 309°2'34" | 76,17 | 2258805,59 | 401661,67 |
| 9 | 140 | 276°37'29" | 46,46 | 2258853,57 | 401602,51 |
| 10 | 132 | 187°0'3" | 97,96 | 2258858,93 | 401556,36 |
| Площадь: 88 735 кв. м. | | | | | |

2.4. Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов

Целью работы является расчет площадей земельных участков, отводимых под строительство объекта 6132П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» на территории сельского поселения Черновка муниципального района Кинель-Черкасский Самарской области. В связи с чем, объекты, подлежащие переносу (переустройству) отсутствуют.

2.5. Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения

Применительно к каждой территориальной зоне градостроительным регламентом в отношении земельных участков и объектов капитального строительства, расположенных в пределах соответствующей территориальной зоны, устанавливаются предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их сочетания.

Предельные размеры земельных участков и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства включают в себя:

1) предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь;

2) минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений;

3) предельное количество этажей или предельную высоту зданий, строений, сооружений;

4) максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка;

5) в случае, если в градостроительном регламенте применительно к определенной территориальной зоне не устанавливаются предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь, и (или) предусмотренные подпунктами 2 - 4 пункта 2 настоящей статьи Правил предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, непосредственно в градостроительном регламенте применительно к этой территориальной зоне указывается, что такие предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства не подлежат установлению;

6) Наряду с указанными в подпунктах 2 - 4 пункта 2 настоящей статьи предельными параметрами разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства в градостроительном регламенте могут быть установлены иные предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства;

7) В пределах отдельных территориальных зон в соответствии с настоящими Правилами установлены подзоны с одинаковыми видами разрешенного использования земельных участков и объектов капитального строительства, но с различными предельными (минимальными и (или) максимальными) размерами земельных участков и предельными параметрами разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, сочетаниями таких размеров и параметров.

В виду того, что на территории сельского поселения Черновка Кинель-Черкасского района линейный объект располагается в зоне СХ1, предельные

параметры разрешенного строительства, максимальный процент застройки, минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения объектов на такие объекты отсутствуют.

Таблица 2.5.1 Предельные размеры земельных участков и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства в зонах сельскохозяйственного использования

| № п/п | Наименование параметра | Значение предельных размеров земельных участков и предельных параметров разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства в территориальных зонах | | | | |
|----------|--|---|-------|-------|-------|------|
| | | Сх1 | Сх2 | Сх2-4 | Сх2-5 | Сх3 |
| | Предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь | | | | | |
| 1. | Минимальная площадь земельного участка, кв.м | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 600 |
| 2. | Максимальная площадь земельного участка, кв.м | 20000 | 50000 | 50000 | 50000 | 3000 |
| | Предельное количество этажей или предельная высота зданий, строений, сооружений | | | | | |
| 3. | Предельная высота зданий, строений, сооружений, м | 0 | 20 | 20 | 20 | 10 |
| | Минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений | | | | | |
| 4. | Минимальный отступ от границ земельных участков до зданий, строений, сооружений м | - | 5 | 5 | 1 | 3 |
| | Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка | | | | | |
| 5. | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при застройке земельных участков для садоводства и дачного хозяйства, % | 0 | - | - | - | 40 |
| 6. | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении производственных объектов, % | 0 | 80 | 80 | 80 | - |
| 7. | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении коммунально-складских объектов, % | 0 | 60 | 60 | 60 | - |
| 8. | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении иных объектов, за исключением случаев, указанных в пунктах 5-7 настоящей таблицы, % | 0 | - | - | - | 40 |

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |
| | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

| Иные показатели | | | | | | |
|-----------------|--|---|---|-----|----|-----|
| 9. | Максимальный размер санитарно-защитной зоны, м | 0 | 0 | 100 | 50 | 0 |
| 10. | Максимальная высота капитальных ограждений земельных участков, м | 0 | 2 | 2 | 2 | 1,5 |

2.6. Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите сохраняемых объектов капитального строительства (здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено), существующих и строящихся на момент подготовки проекта планировки территории, а также объектов капитального строительства, планируемых к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории, от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов

Планировочные решения генерального плана проектируемых площадок разработаны с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, ранее запроектированных зданий, сооружений и коммуникаций, наиболее рационального использования земельного участка, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

Расстояния между зданиями, сооружениями и наружными установками приняты в соответствии с требованиями противопожарных норм и правил:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция. СНиП II-89-80*»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Нормативные расстояния от трассы трубопровода до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, лесных массивов, расстояние между прокладываемыми параллельно друг другу трассами линейных объектов приведены в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 - Нормативные расстояния от трассы трубопровода до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, лесных массивов, расстояние между прокладываемыми параллельно друг другу трассами линейных объектов

| Наименование объектов, между которыми устанавливается расстояние | Нормативный документ, устанавливающий требования к расстоянию | Нормативное значение расстояния между объектами, м | Принятое значение расстояния между объектами, м |
|--|---|--|---|
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 5001 – ближайший н.п. (п. Чёрновка) | ГОСТ Р 55990-2014 п. 7.2.1 | 75,0 | 403,0 |

| Наименование объектов, между которыми устанавливается расстояние | Нормативный документ, устанавливающий требования к расстоянию | Нормативное значение расстояния между объектами, м | Принятое значение расстояния между объектами, м |
|---|---|--|---|
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3090 – ближайший н.п. (п. Чёрновка) | ГОСТ Р 55990-2014 п. 7.2.1 | 75,0 | 397,0 |
| Трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода от проектируемой ИУ – ближайший н.п. (п. Чёрновка) | ГОСТ Р 55990-2014 п. 7.2.1 | 75,0 | 345,0 |
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 – ближайший н.п. (п. Чёрновка) | ГОСТ Р 55990-2014 п. 7.2.1 | 75,0 | 608,0 |
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 5001 – ближайшая опора проектируемой ВЛ-6 кВ к скв. № 5001 (при сближении) | ПУЭ 7 изд., табл. 2.5.40 | 5,0 | 9,6 |
| Трасса существующего нефтепровода – ближайшая опора проектируемой ВЛ-6 кВ к скв. № 5001 (при пересечении) | ПУЭ 7 изд., табл. 2.5.40 | 5,0 | 10,5 |
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3090 – ближайшая опора существующей ВЛ-6 кВ (при сближении) | ПУЭ 7 изд., табл. 2.5.40 | 5,0 | 44,1 |
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3090 – ближайшая опора проектируемой ВЛ-6 кВ (при сближении) | ПУЭ 7 изд., табл. 2.5.40 | 5,0 | 45,8 |
| Трасса проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 – ближайшая опора существующей ВЛ-6 кВ (при пересечении) | ПУЭ 7 изд., табл. 2.5.40 | 5,0 | 5,3 |

Проектируемые трубопроводы пересекают полевые автодороги и технологические проезды к проектируемым сооружениям. В соответствии с п. 19 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Переход через полевые и технологические проезды к проектируемым сооружениям осуществляется открытым способом. Глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

В месте перехода проектируемого выкидного трубопровода через технологические подъезды предусматриваются переезды из дорожных плит в соответствии с Паспортом документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Сооружения трубопроводов» П1-01.04 ПДТП-0037.

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

29

Пересечения с подземными коммуникациями выполняются в соответствии с техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций.

Пересечение проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 3066 и пересечение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными коммуникациями АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемых трубопроводов предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих коммуникаций АО «Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими коммуникациями расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

По трассе выкидных трубопроводов от скважин №№ 3066, 3090, 5001 и нефтегазосборного трубопровода устанавливаются опознавательные знаки:

- на пересечениях с подземными коммуникациями;
- на углах поворота трассы.

На углах поворота трассы трубопроводов более 45° устанавливаются дополнительно два опознавательных знака в начале и в конце кривой угла поворота.

Безопасность в районах прохождения промысловых трубопроводов обеспечивается расположением их на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Населенные пункты, мосты и дороги в близлежащем к трассе районе отсутствуют.

Объект строительства 6132П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3066, 3090, 5001 Мухановского месторождения» пересекает объекты капитального строительства, планируемые к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории.

Ведомость пересечения границ зон планируемого размещения линейного объекта с объектом строительства 2281П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 2025, 3006, 3054, 3085, 3092, 3096, 3111 Мухановского месторождения»:

| № точки | № точки (сквозной) | Дирекционный угол | Расстояние, м | X | Y |
|---------|--------------------|-------------------|---------------|------------|-----------|
| 1 | 1 | 40°42'25" | 24,09 | 2258771,33 | 401713,82 |
| 2 | | 306°57'25" | 31,59 | 2258789,59 | 401729,53 |
| 3 | 3 | 36°21'43" | 16,24 | 2258808,58 | 401704,29 |
| 4 | 4 | 9°25'22" | 2,38 | 2258821,66 | 401713,92 |
| 5 | 5 | 220°42'35" | 77,89 | 2258824,01 | 401714,31 |
| 6 | 6 | 61°30'18" | 23,77 | 2258764,97 | 401663,51 |
| 7 | 7 | 36°49'41" | 13,68 | 2258776,31 | 401684,40 |
| 8 | 8 | 126°53'45" | 26,53 | 2258787,26 | 401692,60 |
| 9 | 1 | 40°42'25" | 24,09 | 2258771,33 | 401713,82 |
| 1 | 9 | 337°7'2" | 9,05 | 2258920,51 | 401607,65 |
| 2 | | 176°25'48" | 5,62 | 2258928,85 | 401604,13 |
| 3 | 11 | 130°44'6" | 4,18 | 2258923,24 | 401604,48 |
| 4 | 9 | 337°7'2" | 9,05 | 2258920,51 | 401607,65 |

| | | | | | |
|---|----|------------|-------|------------|-----------|
| | | | | | |
| 1 | 12 | 40°48'43" | 6,2 | 2258689,31 | 401643,24 |
| 2 | 13 | 296°33'54" | 35,06 | 2258694,00 | 401647,29 |
| 3 | 14 | 220°40'53" | 6,2 | 2258709,68 | 401615,93 |
| 4 | 15 | 116°33'28" | 35,05 | 2258704,98 | 401611,89 |
| 5 | 12 | 40°48'43" | 6,2 | 2258689,31 | 401643,24 |

Ведомость пересечения границ зон планируемого размещения линейного объекта с объектом строительства 2585П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 3095, 3097 Мухановского месторождения»:

| № точки | № точки (сквозной) | Дирекционный угол | Расстояние, м | X | Y |
|---------|--------------------|-------------------|---------------|------------|-----------|
| 1 | 1 | 38°56'9" | 6,16 | 2258700,91 | 401620,02 |
| 2 | 2 | 296°33'4" | 18,32 | 2258705,70 | 401623,89 |
| 3 | 3 | 41°43'26" | 53,7 | 2258713,89 | 401607,50 |
| 4 | 4 | 61°30'48" | 39,88 | 2258753,97 | 401643,24 |
| 5 | 5 | 38°57'7" | 44,09 | 2258772,99 | 401678,29 |
| 6 | 6 | 307°4'57" | 2,16 | 2258807,28 | 401706,01 |
| 7 | 7 | 36°21'43" | 16,24 | 2258808,58 | 401704,29 |
| 8 | 8 | 9°23'1" | 2,39 | 2258821,66 | 401713,92 |
| 9 | 9 | 9°20'51" | 4,93 | 2258824,02 | 401714,31 |
| 10 | 10 | 334°12'38" | 2,64 | 2258828,88 | 401715,11 |
| 11 | 11 | 334°25'32" | 4,66 | 2258831,26 | 401713,96 |
| 12 | 12 | 304°11'54" | 10,94 | 2258835,46 | 401711,95 |
| 13 | 13 | 218°56'56" | 197,21 | 2258841,61 | 401702,90 |
| 14 | 14 | 98°34'31" | 5,1 | 2258688,24 | 401578,93 |
| 15 | 15 | 41°43'6" | 29,15 | 2258687,48 | 401583,97 |
| 16 | 16 | 116°34'44" | 18,62 | 2258709,24 | 401603,37 |
| 17 | 1 | 38°56'9" | 6,16 | 2258700,91 | 401620,02 |
| 1 | 17 | 252°58'20" | 19,7 | 2259202,93 | 401667,15 |
| 2 | 18 | 96°35'57" | 58,39 | 2259197,16 | 401648,31 |
| 3 | 19 | 146°35'57" | 47,23 | 2259190,45 | 401706,31 |
| 4 | 20 | 236°33'41" | 15,81 | 2259151,02 | 401732,31 |
| 5 | 21 | 146°38'54" | 7,99 | 2259142,31 | 401719,12 |
| 6 | 22 | 56°35'49" | 23,81 | 2259135,64 | 401723,51 |
| 7 | 23 | 326°35'34" | 58,97 | 2259148,75 | 401743,39 |
| 8 | 24 | 276°27'8" | 44,05 | 2259197,98 | 401710,92 |
| 9 | 17 | 252°58'20" | 19,7 | 2259202,93 | 401667,15 |

2.7. Информация о необходимости осуществления мероприятий по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов

К объектам культурного наследия относятся объекты недвижимого имущества со связанными с ними произведениями живописи, скульптуры, декоративно-прикладного искусства, объектами науки и техники и иными предметами материальной культуры, возникшие в результате исторических событий, представляющие собой ценность с точки зрения истории, археологии,

| | | | | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 31 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | | |

6132П-ППТ.ОЧ

архитектуры, градостроительства, искусства, науки и техники, эстетики, этнологии или антропологии, социальной культуры и являющиеся свидетельством эпох и цивилизаций, подлинными источниками информации о зарождении и развитии культуры.

Отношения в области организации, охраны и использования, объектов историко-культурного наследия регулируются федеральным законом №73-ФЗ от 25.06.2002 г. «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации». В случае обнаружения в процессе ведения работ объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, предприятие обязано сообщить об этом местному государственному органу охраны памятников и приостановить работы.

Согласно ответу от Управления государственной охраны объектов культурного наследия Самарской области на участке работ объекты культурного наследия, включенные в реестр, выявленные объекты культурного наследия либо объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия отсутствуют. И возможно проведение землеустроительных, земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных и иных работ. Земельный участок расположен вне зон охраны и защитных зон объектов культурного наследия.

2.8. Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия по охране недр и окружающей среды при обустройстве нефтяных месторождений, являются важным элементом деятельности нефтегазодобывающего предприятия, хотя при существующей системе материально-технического снабжения не обеспечивается, в полной мере, высокая эффективность и безаварийность производства и, следовательно, сохранение окружающей природной среды.

Ежегодно разрабатываемые на предприятии программы природоохранных мероприятий согласовываются с природоохранными организациями, службой санитарно-эпидемиологического надзора и региональным управлением охраны окружающей среды.

Указанные программы предусматривают организационные и технико-технологические мероприятия, направленные на повышение надежности оборудования и трубопроводов, охрану атмосферного воздуха, недр, водных и земельных ресурсов.

Для предотвращения и снижения неблагоприятных последствий на состояние компонентов природной среды, а также сохранение экологической обстановки на территории работ необходимо:

- соблюдать технологию производственного процесса.
- соблюдать нормы и правила природоохранного законодательства.
- осуществлять экологический мониторинг состояния окружающей среды и связанный с ним комплекс управленческих решений.

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Принятые в проектной документации технические решения направлены на максимальное использование поступающего сырья, снижение технологических потерь, экономию топливно-энергетических ресурсов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха в период строительства направлены на предупреждение загрязнения воздушного бассейна выбросами работающих машин и механизмов над территорией проведения строительных работ и прилегающей селитебной зоны.

Для сохранения состояния приземного слоя воздуха в период строительства рекомендуется:

- осуществление контроля соблюдения технологических процессов в период строительно-монтажных работ с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- осуществлять контроль соответствия технических характеристик и параметров применяемой в строительстве техники, оборудования, транспортных средств, в части состава отработавших газов, соответствующим стандартам;
- проведение своевременного ремонта и технического обслуживания машин (особенно система питания, зажигания и газораспределительный механизм двигателя), обеспечивающего полное сгорание топлива, снижающего его расход;
- соблюдение правил рационального использования работы двигателя, запрет на работы машин на холостом ходу.

С целью максимального сокращения выбросов загрязняющих веществ, которые неизбежны при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, в проектной документации рекомендуется предусмотреть следующие мероприятия:

- стандартное или стойкое к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) материальное исполнение трубопровода;
- применение защиты трубопровода и оборудования от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;
- применение труб и деталей трубопровода с увеличенной толщиной стенки трубы выше расчетной;
- защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных участков трубопровода и арматуры лакокрасочными материалами;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений. Все трубопроводы выполнены на сварке, предусмотрен 100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля;
- автоматическое отключение электродвигателя погружных насосов при отклонениях давления в выкидном трубопроводе выше или ниже установленных пределов;
- контроль давления в трубопроводе;
- автоматическое закрытие задвижек при понижении давления нефти в нефтепроводе;
- аварийную сигнализацию заклинивания задвижек;
- контроль уровня нефти в подземных дренажных емкостях.

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Согласно результатам расчета рассеивания, максимальные концентрации всех загрязняющих веществ на границе СЗЗ не превышают установленных санитарно-гигиенических нормативов (1,0 ПДК_{м.р}), поэтому разработка мероприятий по уменьшению выбросов ЗВ в атмосферу не требуется.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

Для уменьшения негативных воздействий *строительно-монтажных* работ на почвенно-растительный слой необходимо предусмотреть ряд мероприятий:

- организацию работ и передвижение машин и механизмов исключительно в пределах отведенных для строительства земель, с максимальным использованием для технологических проездов существующих дорог;
- запрет на складирование и хранение строительных материалов в непредусмотренных проектной документацией местах;
- сбор отходов производства и потребления в специальные контейнеры с дальнейшим вывозом в места хранения и утилизации;
- заправку автотранспорта в специально отведенных для этого местах с целью предотвращения загрязнения почвенного покрова ГСМ;
- техническое обслуживание машин и механизмов на специально отведенных площадках.

С целью минимизации отрицательных воздействий на территорию при строительстве трубопроводов необходимо максимально использовать существующие подъездные дороги, складские площадки и др.

Для обеспечения рационального использования и охраны почвенно-растительного слоя рекомендуется предусмотреть:

- последовательная рекультивация нарушенных земель по мере выполнения работ;
- защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- жесткий контроль над регламентом работ и недопущение аварийных ситуаций, быстрое устранение и ликвидация последствий (в случае невозможности предотвращения);
- на участках трассы нефтепровода вблизи водных объектов для предотвращения попадания в них углеводородного сырья (при возможных аварийных ситуациях) рекомендуется сооружение задерживающих валов из минерального грунта.

Проектная документация разработана с учетом требований по охране почв и создания оптимальных условий для возделывания сельскохозяйственных культур на рекультивируемых участках. Восстановление и повышение плодородия этих земель является частью общей проблемы охраны природы.

С целью предотвращения развития эрозионных процессов на улучшаемых землях необходимо соблюдать следующие требования:

- обработка почвы проводится поперек склона;

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 34 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- выбор оптимальных сроков и способов внесения органических и минеральных удобрений;
- отказ от использования удобрений по снегу и в весенний период до оттаивания почвы;
- дробное внесение удобрений в гранулированном виде;
- валкование зяби в сочетании с бороздованием;
- безотвальная система обработки почвы;
- почвозащитные севообороты;
- противоэрозионные способы посева и уборки;
- снегозадержание и регулирование снеготаяния.

При проведении полевых работ необходимо соблюдать меры, исключаящие загрязнение полей горюче-смазочными материалами.

Мероприятия по рациональному использованию и охране вод и водных биоресурсов на пересекаемых линейным объектом реках и иных водных объектах

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов включают в себя комплекс мероприятий, направленных на сохранение качественного состояния подземных и поверхностных вод для использования в народном хозяйстве.

Для предотвращения загрязнения, засорения, заиления водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и объектов животного и растительного мира при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений необходимо соблюдать требования к водоохраным зонам и прибрежным защитным полосам ближайших водных объектов.

Для сохранения состояния приповерхностной гидросферы рекомендуется в период работ по строительству:

- не допускать попадания отходов строительно-монтажных работ и жизнедеятельности персонала в водные объекты.
- вести учет всех производственных источников загрязнения;
- при проведении строительных работ размещение техники и оборудования должно выполняться только на отведенных участках территории;
- строго выполнять правила рекультивации земель при строительстве объектов;
- места расположения строительной техники и автотранспорта должны быть защищены от проливов и утечек нефтепродуктов на поверхность рельефа и оборудованы техническими средствами по ликвидации таких аварий с удалением загрязненного грунта (на утилизацию);
- оборудовать систему сигнализации и локализации возможных аварийных выбросов и утечек вредных веществ с технологических сооружений, трубопроводов и т.д.;
- конструкции технологических сооружений должны исключать возможность утечки из них загрязняющих веществ;

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 35 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- сброс грунта из ковша экскаватора при засыпке подводной траншеи на возможно минимальном расстоянии от засыпаемой поверхности (с целью снижения замутнения водотока в районе проведения работ);
- недопустимость сбрасывания грунта в русло водотоков при планировке береговых склонов;
- осуществление контроля отсутствия дополнительной мутности, образуемой в водотоках при производстве работ при раскопке и засыпке подводной траншеи в руслах, расчетных створах ниже по течению мест подводных переходов проектируемыми сооружениями;
- проведение берегоукрепительных работ сразу после проведения основных работ, не допуская разрыва во времени и наступления паводка;
- по окончанию строительства переходов очистка их русла и поймы от загромождающих предметов;
- применение строительных материалов, не влияющих на экологический режим водных объектов и химический состав грунтов;
- обозначение границ водоохранных зон пересекаемых водных объектов знаками и выполнение при производстве работ в них требований по охране водных ресурсов;
- выпуск приказов в строительных подрядных организациях о неукоснительном соблюдении требований, обеспечивающих исключение загрязнения водной среды и ознакомление с ним всех участвующих в строительных работах.

Мероприятия по рациональному использованию общераспространенных полезных ископаемых, используемых в строительстве

В процессе строительства проектируемых сооружений для устройства подстилающих оснований используется песок. Проектной документацией определены оптимально минимальные объемы песка.

Разработка новых карьеров песка проектной документацией не предусматривается.

Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов

Временное накопление отходов проводится в соответствии с требованиями Федерального Закона РФ от 24 июня 1998 года № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления», действующих экологических, санитарных правил и норм по обращению с отходами.

На предприятии назначаются лица, ответственные за производственный контроль в области обращения с отходами, разрабатываются соответствующие должностные инструкции.

Регулярно проводится инструктаж с лицами, ответственными за производственный контроль в области обращения с отходами, по соблюдению требований законодательства Российской Федерации в области обращения с отходами производства и потребления, технике безопасности при обращении с опасными отходами.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 37 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Осуществляется систематический контроль за процессом обращения с отходами.

К основным мероприятиям относятся:

- все образовавшиеся отходы производства при выполнении работ (огарки электродов, обрезки труб, загрязненную ветошь и т.д.) собираются и размещаются в специальных контейнерах для временного накопления с последующим вывозом специализированным предприятием согласно договору и имеющим лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов, в установленные места;
- на предприятии приказом назначается ответственный за соблюдение требований природоохранного законодательства;
- места производства работ оборудуются табличкой с указанием ответственного лица за экологическую безопасность.

Загрязнение почвенно-растительного покрова отходами строительства и производства при соблюдении рекомендаций проектной документации полностью исключено, так как предусмотрена утилизация и захоронение всех видов промышленных отходов непосредственно в производственных процессах или на санкционированном полигоне в соответствии с заключенными договорами с предприятиями, имеющими лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов.

Мероприятия по охране недр и континентального шельфа Российской Федерации

Воздействие на геологическую среду при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта обусловлено следующими факторами:

- фильтрацией загрязняющих веществ с поверхности при загрязнении грунтов почвенного покрова;
- интенсификацией экзогенных процессов при строительстве проектируемых сооружений.

Важнейшими задачами охраны геологической среды являются своевременное обнаружение и ликвидация утечек нефтепродуктов из трубопроводов, обнаружение загрязнений в поверхностных и подземных водах.

Индикаторами загрязнения служат антропогенные органические и неорганические соединения, повышенное содержание хлоридов, сульфатов, изменение окисляемости, наличие нефтепродуктов.

Воздействие процессов строительства и эксплуатации проектируемого объекта на геологическую среду связано с воздействием поверхностных загрязняющих веществ на различные гидрогеологические горизонты.

С целью своевременного обнаружения и принятия мер по локализации очагов загрязнения рекомендуется вести мониторинг подземных и поверхностных вод.

Эксплуатация проектируемых сооружений не оказывает негативного влияния на качество подземных вод. Учитывая интенсивную антропогенную нагрузку на территорию, рекомендуется использовать существующую

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 38 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

наблюдательную сеть для экологического контроля за состоянием подземных вод с учетом всех источников возможного загрязнения объектов нефтяной структуры.

Наряду с производством режимных наблюдений рекомендуется выполнять ряд мероприятий, направленных на предупреждение или сведение возможности загрязнения подземных и поверхностных вод до минимума. При этом предусматривается:

- получение регулярной и достаточной информации о состоянии оборудования и инженерных коммуникаций;
- своевременное реагирование на все отклонения технического состояния оборудования от нормального;
- размещение технологических сооружений на площадках с твердым покрытием.

Осуществление перечисленных природоохранных мероприятий по защите недр позволит обеспечить экологическую устойчивость геологической среды при обустройстве и эксплуатации данного объекта.

На недропользователей возлагается обязанность приводить участки земли и другие природные объекты, нарушенные при пользовании недрами, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования.

Мероприятия по охране объектов растительного и животного мира и среды их обитания

Для обеспечения рационального использования и охраны почвенно-растительного слоя проектной документацией предусмотрено:

- последовательная рекультивация нарушенных земель по мере выполнения работ;
- защита почвы во время строительства от ветровой и водной эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- жесткий контроль за регламентом работ и недопущение аварийных ситуаций, быстрое устранение и ликвидация последствий (в случае невозможности предотвращения);
- на участках работ вблизи водных объектов для предотвращения попадания в них углеводородного сырья (при возможных аварийных ситуациях) рекомендуется сооружение задерживающих валов из минерального грунта.

С целью минимизации отрицательных воздействий на территорию при строительстве объекта необходимо максимально использовать существующие подъездные дороги, складские площадки и др.

При засыпке трубопровода пространство под трубой и по ее сторонам будет заполняться рыхлым материалом. Операции по засыпке будут проводиться так, чтобы свести к минимуму возможность нанесения дополнительных повреждений растительности. Грунт, который не поместится в траншею, будет сдвинут поверх траншеи для компенсации будущего оседания. По окончании засыпки траншеи, трасса и другие участки строительства будут очищены от мусора и строительных отходов. При необходимости, поверхность трассы будет спланирована, а все

нарушенные поверхности будут восстановлены до исходного (или близко к исходному) состояния.

При производстве работ в непосредственной близости от лесных насаждений в пожароопасный сезон (т.е. в период с момента схода снегового покрова в лесных насаждениях до наступления устойчивой дождливой осенней погоды или образования снегового покрова) должен быть обеспечен контроль за соблюдением правил противопожарной безопасности. В частности должно быть запрещено:

- разведение костров в лесных насаждениях, лесосеках с оставленными порубочными остатками, в местах с подсохшей травой, а также под кронами деревьев;
- заправка горючим топливных баков двигателей внутреннего сгорания при работе двигателя, использование машин с неисправной системой питания двигателя, а также курение или пользование открытым огнем вблизи машин, заправляемых горючим;
- бросать горящие спички, окурки и горячую золу из курительных трубок;
- оставлять промасленные или пропитанные бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал в не предусмотренных специально для этого местах;
- выжигание травы на лесных полянах, прогалинах, лугах и стерни на полях, непосредственно примыкающих к лесам, к защитным и озеленительным лесонасаждениям.

Мероприятия по сохранению среды обитания животных, путей их миграции, доступа в нерестилища рыб

Выявленные в районе строительных работ представители животного мира (а это в основном, синантропные виды) хорошо приспособлены к проживанию в условиях антропогенного воздействия. Эти виды настолько жизнеспособны, что на них не скажется влияние строительства, численность их стабильна.

В целях охраны животных и особенно редких их видов в районе проектируемой деятельности целесообразно провести инвентаризацию животных, установить места их обитания и кормежки.

Это позволит сохранить существующие места обитания животных и в последующий период эксплуатации сооружений.

Для предотвращения загрязнения, засорения, заиления водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и объектов животного и растительного мира при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений важно соблюдать требования к водоохранным зонам и прибрежным защитным полосам ближайших водных объектов.

В целях охраны животного мира, наряду с локальными мероприятиями (в пределах территории месторождений) необходимы мероприятия большего пространственного охвата:

- запретить ввоз на территорию месторождения всех орудий промысла животных;

- запретить механизированное несанкционированное передвижение по территории месторождения;
- оградить наиболее потенциально опасные промышленные объекты.

Сведения о местах хранения отвалов растительного грунта, а также местонахождении карьеров, резервов грунта, кавальеров

Места хранения отвалов растительного грунта предусматриваются в пределах площадок временного отвода земель.

Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а также при авариях

Основные требования к ведению экологического мониторинга окружающей среды на различных стадиях проекта, основные цели и задачи мониторинга изложены в следующих нормативно-правовых документах:

- Федеральный закон от 10.01.2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 04.05.1999 г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;
- Федеральный закон от 03.06.2006 г. №74-ФЗ «Водный кодекс»;
- Федеральный закон от 25.10.2001 г. №136-ФЗ «Земельный кодекс»;
- СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения». Актуализированная редакция СНиП 11-02-96;
- СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства».

Мониторинг окружающей среды должен осуществляться специализированными организациями и лабораториями, имеющими соответствующие лицензии и аккредитации.

Необходимость осуществления производственного мониторинга при реализации работ по объекту определена законодательством РФ в области охраны окружающей среды.

Проведение производственного экологического мониторинга предусматривается в три этапа:

- предпроектный мониторинг направлен на определение исходного, «фоновое» состояния компонентов природной среды. Определение фоновых характеристик возможно при проведении инженерно-экологических изысканий;
- строительный мониторинг необходим для обеспечения контроля и оценки воздействия на природную среду на этапе проведения строительно-монтажных работ;
- мониторинг на этапе эксплуатации предусматривает создание постоянной наблюдательной сети, действующей в штатных и аварийных ситуациях.

Систематический анализ результатов мониторинговых наблюдений должен быть направлен на обеспечение надлежащего контроля за уровнем антропогенной нагрузки и состоянием компонентов природной среды в периоды строительства, эксплуатации и ликвидации объекта, выработку оперативных организационно-

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 41 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

технических решений и природоохранных мер по предотвращению необратимых изменений состояния компонентов окружающей природной среды и ликвидации возможных нарушений.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха

Целью мониторинга атмосферы является выявление динамики изменения состояния воздушной среды в период эксплуатации проектируемого объекта.

Мониторинг атмосферы направлен на контроль над текущим состоянием атмосферного воздуха, разработку и оценку прогноза загрязнения, и выработку мероприятий по их сокращению в районе размещения объекта. В основу системы контроля положено определение количества выбросов вредных веществ, поступающих в атмосферу из источников выбросов, и сопоставление его с утвержденными нормативами предельно-допустимого выброса (ПДВ).

Рекомендации по организации контроля за выбросами веществ в атмосферу проектируемыми объектами, определение категории источников выбросов загрязняющих веществ, периодичность и способ контроля за параметрами выбросов определяются в соответствии с РД 52.04.186-89.

При организации производственного контроля основной задачей является выбор конкретных источников, подлежащих систематическому контролю. Затем производится отбор проб воздуха с одновременным определением метеорологических параметров (определение направления и скорости ветра, давления, влажности, состояния дымовых шлейфов).

Отбор проб воздуха осуществляется на границе СЗЗ и в ближайшем населенном пункте п. Черновка.

Рекомендуется размещать наблюдательные посты на открытой, проветриваемой со всех сторон площадке с непылящим покрытием (асфальт или твердый грунт). При этом учитывается повторяемость направления ветра над рассматриваемой территорией.

После отбора проб осуществляется их анализ с целью определения концентраций и скоростей выбросов веществ, подлежащих контролю и сравнения их с установленными нормативами ПДВ.

Мониторинг состояния почвенного покрова и ландшафтов (почвенно-геохимический мониторинг)

Объектами мониторинга являются почвенный покров на участке строительства, а также земли, нарушенные в процессе строительных и земляных работ.

Контроль за состоянием почв ведется на эпизодических и режимных пунктах наблюдения службой по охране окружающей среды. Эпизодические пункты определяются по необходимости для уточнения конкретного источника загрязнения по сообщениям населения, а также по требованиям вышестоящих и контролирующих организаций. Частота наблюдений определяется в зависимости от поставленной задачи.

Режимные пункты наблюдения рекомендуется установить в местах, где вероятность негативных воздействий на почвенный покров наибольшая:

- в районе площадки под скважину № 3066;
- в районе площадки под скважину № 3090;
- в районе площадки под скважину № 5001;
- в районе площадки под АГЗУ;
- в районе площадки под АГЗУ-5087 (сущ.);

Отбор проб почвы следует производить в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-2017, ГОСТ 17.4.4.02-2017.

Количественный состав загрязняющих веществ в пробах почв рекомендуется контролировать по следующим показателям: тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, никель), нефтепродукты, хлориды.

Оценка качества почвенного покрова производится на основании сравнения результатов исследований, с фоновыми концентрациями веществ полученных при проведении инженерно-экологических изысканий.

Плановый периодический контроль после завершения строительных работ, рекомендуется проводить согласно утвержденной программе производственного экологического мониторинга АО «Самаранефтегаз». При штатной ситуации дополнительные пункты контроля не требуются.

Мониторинг ландшафтов включает в себя систему наблюдения и прогноз происходящих изменений компонентов функционирования геосистемы (рельеф, почвенный и растительный покров) и их геохимических характеристик. Любые изменения в геосистеме определяются методом сравнения ранее изученной геосистемы с геосистемой на существующее положение.

Мониторинг состояния растительного покрова

Мониторинг растительного покрова имеет целью выявить негативные изменения, связанные со строительством сооружений. Для этого следует:

- отследить восстановление растительного покрова в местах его физического нарушения;
- отследить изменение растительного покрова в случае изменения гидрологического режима территории;
- провести изыскания редких и охраняемых видов растений в летний период;
- мониторинг растительного мира состоит в визуальном обследовании растительности на стационарных площадках и поведения маршрутного исследования территории;
- стационарные площадки для ведения мониторинговых наблюдений и исследований за растениями-доминантами по возможности целесообразно расположить в тех же местах, где будут проводиться наблюдения и исследования за животным миром. Данные площадки должны располагаться во всех типах местообитаний.

Мониторинг состояния животного мира

Мониторинг животного мира в зоне влияния строительства включает в себя:

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 43 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- оценку современного состояния животного мира (видовой состав позвоночных животных, биотопическое распределение и численность);
- оценку изменений, произошедших с животным миром вследствие строительства;
- оценку состояния видов, занесенных в Красную книгу РФ (инвентаризация видов, выявление участков обитания, оценка численности);
- проведение изыскания редких и охраняемых видов животных в летний период.

Мониторинг состояния поверхностных вод

На основании ГОСТ 17.1.3.13-86, качественные и количественные показатели состояния *поверхностных вод* (степень загрязненности) необходимо контролировать с помощью надежной системы наблюдений и оценки. Согласно СП 11-102-97 отбор проб поверхностных вод и их анализ следует производить в соответствии с установленными стандартами, нормативно-методическими и инструктивными документами Росгидромета, Госкомприроды, Госкомрыболовства и Минздрава России.

Местоположение пунктов наблюдения за состоянием поверхностных вод, согласно выше названным нормам, назначается с учетом гидрометеорологических и морфометрических особенностей водных объектов. На реке, в частности, один створ устанавливают выше по течению от источника загрязнения, вне зоны его влияния (фоновый). Другой створ – ниже источника загрязнения (контрольный). Сравнение показателей фонового и контрольного створов позволяет судить о характере и степени загрязненности воды под влиянием источника загрязнения. При назначении точек отбора принимаются во внимание также гидродинамические характеристики объектов, близость транспортных путей, удобство подхода к месту отбора.

В настоящее время на поверхностных водных объектах района изысканий действует система мониторинга АО «Самаранефтегаз». Местоположение наблюдательных пунктов с соответствующей их привязкой следующее:

- т. 8СНГ – р. Мокрая Черновка, южнее территории месторождения, на участке слияния с овра. Березовый р. Черновка на территории месторождения;
- т.20 СНГ – пруд на р. Мокрая Черновка, в 2,5 км юго-западнее с. Черновка;
- т.14 – пруд на р. Черновка. западная окраина с. Черновка;
- т.15 – пруд в овра. Гусиный, на юго-восточной окраине с. Черновка;
- т.11 – пруд на р. Черновка, в 200 м к северо-востоку от с. Черновка;
- т. 8СНГ – пруд в овраге Студеный (плотина).

Кроме того, по ранее выполненным работам (дог. 1155) ООО «СамараНИПИнефть» рекомендован мониторинг в следующих точках:

- т.232 – р. Сух. Черновка выше по течению от устья оврага Гусиный.

Перечисленные точки контролируют общую экологическую обстановку на территории месторождения. Приоритетным для наблюдения за качеством поверхностных вод в районе строительства следует считать пункт, расположенный

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 44 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Таблица 2.8.2 – Объемы работ по ведению мониторинга поверхностных вод

| Номер пункта | Место отбора | Время отбора | Способ отбора | Объем пробы, л |
|--------------|--|------------------------------|---------------|----------------|
| 15 СНГ | пруд в овра. Гусиный, на юго-восточной окраине с. Черновка | основные фазы водного режима | батометр | 3 |

Мониторинг подземных вод

Является одним из основных и наиболее значимых элементов системы экологического мониторинга природной среды и важнейшим составным элементом современной стратегии регулирования качества и управления ею.

Задачами режимных наблюдений в первый год ведения мониторинга являются:

- уточнение фоновых значений и системы наблюдаемых показателей;
- своевременное обнаружение загрязнения подземных вод;
- определение размеров и динамики распространения загрязненных вод по площади и во времени;
- получение необходимой информации для выполнения прогнозных расчетов миграции загрязняющих веществ и изменений положения уровня подземных вод.

Работы по мониторингу подземных вод необходимо начать до ввода в действие реконструируемой РВС. Минимально необходимый для решения поставленных задач состав работ включает наблюдения за изменениями уровня и температуры подземных вод; отбор проб воды из ближайших водопунктов и обработку полученных результатов.

Для получения целостной картины общего состояния подземных водных объектов на начало наблюдений необходимо выполнить единовременное опробование всех, рекомендуемых для мониторинга водопунктов.

Объектом локального мониторинга *подземных вод* является залегающие первыми от поверхности, не защищенные подземные воды водоносного верхнечетвертичного аллювиального горизонта.

Так как территория Мухановского месторождения эксплуатируется продолжительный период времени, оценить влияние отдельно проектируемых сооружений на загрязнение подземных вод не представляется возможным. Поэтому подход к размещению наблюдательных пунктов на изучаемой площади должен быть комплексным.

Естественных выходов подземных вод на участках проектируемых сооружений нет.

Для ведения мониторинга подземных вод в районе проектируемого строительства рекомендуется использовать существующие колодец и водозаборную скважину в с. Черновка, оборудованных для наблюдений за водами водоносного верхнечетвертичного аллювиального горизонта и акчагыльского комплекса.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 46 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Все полученные данные по уровням, температуре и химическому составу воды заносятся в специальные журналы режимных наблюдений, анализируются, сопоставляются с фоновыми данными и используются для составления отчетов по ведению мониторинга геологической среды. На основе этих материалов разрабатывается комплекс мероприятий по ликвидации последствий аварий и локализации очагов загрязнения геологической среды.

Замеры уровня воды производятся электрическим уровнемером марки УЭ-75. Температура замеряется измерителем температуры марки ИТ или термометром в металлическом корпусе.

Поскольку гидрохимический режим подземных вод зоны свободного водообмена находится в прямой зависимости от климатических факторов, опробование водопунктов, оборудованных на эту зону, в первый год наблюдений выполняется ежеквартально в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.4.1074-01. Перечень определяемых компонентов в подземных водах регламентируется требованиями СП 2.1.5.1059-01.

Методика проведения наблюдений за состоянием подземных вод должна соответствовать установленным государственным стандартам, нормативно-методическим и инструктивным документам Министерства природных ресурсов.

Методика проведения отбора, консервации, хранения, транспортировки проб подземных вод должна соответствовать ГОСТ 31861-2012, ГОСТ Р 51232-98. Лабораторные химико-аналитические исследования должны соответствовать унифицированным методикам и ГОСТ 17.1.4.01-80, ГОСТ Р 51797-2001.

На этапах эксплуатации сооружений по результатам текущих наблюдений перечень определяемых компонентов и частота отбора могут быть откорректированы.

Конструктивные решения и защитные устройства, предотвращающие попадание животных на территорию электрических подстанций, иных зданий и сооружений линейного объекта, а также под транспортные средства и в работающие механизмы

При проектировании, строительстве новых и эксплуатации (в т. ч. ремонте, техническом перевооружении и реконструкции) воздушных линий электропередачи должны предусматриваться меры по исключению гибели птиц от электрического тока при их соприкосновении с проводами, элементами траверс и опор, трансформаторных подстанций, оборудования антикоррозионной электрохимической защиты трубопроводов и др.

В соответствии с принятыми технологическими решениями для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током проектируемая ВЛ оборудуется птицепропускными устройствами ПЗУ ВЛ-6 (10) кВ в виде защитных кожухов из полимерных материалов.

В соответствии с Федеральным законом РФ от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» при строительстве объектов и проведении гидромеханизированных работ на акватории, в пойме и прибрежной полосе рыбохозяйственных водоемов, на этапе планирования должны предусматриваться

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 47 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

мероприятия, максимально предотвращающие неблагоприятное воздействие на водную экосистему. Они должны обеспечить сохранение нормальных условий обитания и воспроизводства ценных гидробионтов, включая рыб и их кормовую базу.

В настоящей проектной документации предусматривается использовать воду на производственно-строительные нужды из постоянного водозабора реки Б.Кинель, имеющей рыбопромысловое значение, в соответствии с договором водопользования от 11.12.2017 № 53/2017 (приложение И). Водозабор расположен на в Кинельском районе, правый берег р.Б.Кинель, 86 км от устья реки, в 2 км ниже впадения р.Черновка, в 1,5 км пос. Муханово. Производительность водозабора 43,9 м³/с.

Разрешенное водопотребление АО «Самаранефтегаз» из поверхностного водного объекта (р. Большой Кинель) – 1140 тыс. м³/год.

Водозабор расположен на правом берегу р. Б. Кинель, на 86 км от устья реки, в 2 км ниже впадения р. Черновка, в 1,5 км западнее пос. Муханово. Забор воды осуществляется водозабором руслового типа, совмещенным с насосной, проектной производительностью 300 м³/час.

В состав водозабора входят: металлические оголовки, оснащенные рыбозащитными устройствами типа РОП-175. Оголовок расположен в 5 м от уреза воды; два самотечных водовода диаметром 330 мм (1 рабочий, 1 резервный); береговой колодец с насосной станцией оборудованный насосами марки ЦНС 300х420 (1 рабочий, 1 резервный), производительностью 300 м³/час.

Учет расхода забираемой воды ведется по показаниям прибора Турбоквант TQ-021. Для предотвращения попадания рыб оголовки всасывающих водоводов водозабора оснащены рыбозащитным устройством типа РОП-175. В целях обеспечения рыбозащиты конструкцией оголовков предусматривается обеспечение малых скоростей приема воды в водоприемных решетках (не более 0,25 м/с).

Программа специальных наблюдений за линейным объектом на участках, подверженных опасным природным воздействиям

В рамках программы специальных наблюдений за линейным объектом на участках, подверженных опасным природным воздействиям, осуществляется периодический осмотр трассы ВЛ. Периодичность осмотров трассы не менее 1 раза в год. Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий и после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

Периодичность осмотра трасс трубопроводов проводится не менее 3 раз в год: при подготовке к работе в зимний период, при подготовке к весеннему паводку и после него. Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий и в случае обнаружения утечек нефти.

Диагностика технического состояния трубопроводов и периодичность контрольных мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 3 технологической инструкции Компании «Оценка технического состояния промысловых трубопроводов ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ» № П1-01.05 ТИ-0023.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 48 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Вид и объем диагностических обследований определяет техническая служба НГДУ в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Диагностические обследования проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО) или может привлекаться и со стороны.

Периодичность диагностики устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков ПТ, но она не должна быть реже:

- одного раза в год для трубопроводов I категории;
- одного раза в 2 года – II категории;
- одного раза в 4 года – III категории.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

2.9. Информация о необходимости осуществления мероприятий по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности и гражданской обороне

Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению ЧС техногенного характера

В соответствии с Федеральным законом от 20 июня 1997 года № 116-ФЗ проектируемый объект является опасным производственным объектом, поскольку на данном объекте транспортируется горючая жидкость (нефть) способная возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также воспламеняющееся вещество (попутный нефтяной газ), которое при нормальном давлении и в смеси с воздухом становится воспламеняющимся и температура кипения которого при нормальном давлении составляет ниже 20 °С Цельсия.

Распределение опасного вещества, по суммарному количеству которого, объект подлежит декларированию, представлено в таблице 2.9.1.

Таблица 2.9.1

| Технологический блок, оборудование | | | Количество опасного вещества | | Физические условия содержания опасного вещества | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------|---|-----------------------|-----------------|
| наименование технологического сооружения | наименование опасного вещества | количество единиц оборудования, м | в единице оборудования, кг | в сооружении, т | агрегатное состояние | давление рабочее, МПа | температура, °С |
| Выкидной | водонефтяная | 979,1 | 5,05 | 4,948 | жидкость | 4,0-3,95 | - |

| Технологический блок, оборудование | | | Количество опасного вещества | | Физические условия содержания опасного вещества | | |
|--|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------|---|-----------------------|-----------------|
| наименование технологического сооружения | наименование опасного вещества | количество единиц оборудования, м | в единице оборудования, кг | в сооружении, т | агрегатное состояние | давление рабочее, МПа | температура, °С |
| трубопровод от скважины № 3066 | эмульсия | | | | | | |
| Выкидной трубопровод от скважины № 3090 | водо-фтяная эмульсия | 537,4 | 5,05 | 2,716 | жидкость | 3,97-3,95 | - |
| Выкидной трубопровод от скважины № 5001 | водо-фтяная эмульсия | 316,3 | 5,05 | 1,598 | жидкость | 1,84-1,76 | - |
| Нефтегазосборный трубопровод | водо-фтяная эмульсия | 81,4 | 17,5 | 1,424 | жидкость | 3,95-3,95 | - |
| Итого опасного вещества на объекте, т | | | | 10,686 | | | |

Физико-химические свойства пластовой, разгазированной нефти и газа однократного разгазирования пласта приведены в таблице 2.9.2.

Таблица 2.9.2

| Наименование | Значение |
|---|----------|
| Пластовая нефть | |
| Давление насыщения, МПа | 6,24 |
| Вязкость, мПа·с | 6,19 |
| Плотность, т/м ³ | 0,834 |
| Газосодержание, м ³ /т | 31,08 |
| Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м ³ /т | 26,67 |
| Разгазированная нефть | |
| Плотность, т/м ³ | 0,888 |
| Вязкость, мПа·с | 39,9 |
| Температура застывания, °С | Минус 10 |
| Весовое содержание, %: | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

50

| Наименование | Значение |
|---------------------------------|----------|
| - смол | 11,3 |
| - парафинов | 3,27 |
| - асфальтенов | 5,02 |
| - серы | 2,34 |
| Молекулярная масса | 257,00 |
| Газ однократного разгазирования | |
| Относительный удельный вес | 1,091 |
| Мольное содержание в газе, %: | |
| - сероводорода | - |
| - азота | 9,66 |
| - метана | 43,88 |

Компонентные составы пластовой и разгазированной нефти, газа однократного разгазирования приведены в таблице 2.9.3.

Таблица 2.9.3

| Наименование компонента | Значение | | |
|---------------------------|-----------------|-----------------------|---------------------------------|
| | Нефть пластовая | Нефть разгазированная | Газ однократного разгазирования |
| Сероводород | - | - | - |
| Углекислый газ | 0,12 | - | 0,46 |
| Азот | 2,37 | - | 9,66 |
| Метан | 11,01 | 0,25 | 43,88 |
| Этан | 3,9 | 0,51 | 13,79 |
| Пропан | 6,56 | 2,53 | 18,56 |
| Изобутан | 1,16 | 0,69 | 2,49 |
| Н.бутан | 3,91 | 3,12 | 6,15 |
| Изопентан | 2,48 | 2,66 | 2,02 |
| Н.пентан | 2,51 | 2,84 | 1,47 |
| Гексан | 5,42 | 6,89 | 1,22 |
| Гептан | 5,03 | 6,66 | 0,30 |
| Остаток C ₈ +B | 55,53 | 73,85 | - |

Характеристика применяемых в технологическом процессе веществ представлена в таблице 2.9.4.

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

51

Таблица 2.9.4

| Наименование вещества | Группа горючести | Температура, °С | | | Нижний концентрационный предел распространения пламени (%) | Температурный предел распространения пламени °С | |
|-----------------------|------------------|-----------------|---------------|-------------------|--|---|---------|
| | | вспышки | воспламенение | самовоспламенение | | нижний | верхний |
| Нефть | ЛВЖ | менее 28 | 50 | 300 | 2,9 | - | - |
| Углеводородный газ | ГГ | - | - | 246 | 4,3 | - | - |
| Ингибитор коррозии | ЛВЖ | 15 | 18 | 261 | 2,4 | 14 | 40 |

По степени токсического воздействия на организм человека газонасыщенная нефть с месторождения относится к III классу опасности, т.е. является умеренно опасным веществом.

Нефть – токсичное вещество, оказывающее вредное воздействие на организм человека. Углеводороды, составляющие основную часть нефти, обладают наркотическими свойствами. Нефть легковоспламеняющаяся жидкость, представляющая собой смесь углеводородов с различными соединениями (сернистыми, азотистыми, водородными). Плотность $730 \div 1040 \text{ кг/м}^3$, начало кипения около 20°C . Сырые нефти способны при горении прогреться в глубину, образуя всевозрастающий гомотермический слой, температура прогретого слоя $130 \div 160^\circ\text{C}$, температура пламени 1100°C .

Нефтяной попутный газ, выделяемый при аварии, является токсичным газом. При отравлении нефтяным газом сначала наблюдается период возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, усиление сердцебиения, боли в области сердца, тошнота.

Ингибитор коррозии – легковоспламеняющаяся темно-коричневая жидкость. Плотность 864 кг/м^3 , температура начала кипения 80°C .

Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте

Объекты производственного назначения, аварии, на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте, не выявлено.

Трасса выкидного трубопровода имеет подземное пересечение с существующими нефтепроводами, трасса нефтегазосборного трубопровода имеет подземное пересечение с существующими нефтепроводами, газопроводами и водоводом.

Автодорога «Самара-Похвистнево» проходит в 3,56 км от скважины № 3066, на расстоянии 6,42 км от скважины № 3090, на расстоянии 6,01 км от скважины № 5001.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 52 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Автодорога «Отрадный-Борское» проходит в 3,84 км от скважины № 3066, на расстоянии 1,89 км от скважины № 3090, на расстоянии 1,47 км от скважины № 5001.

Железная дорога «Самара-Похвистнево» проходит в 3,45 км от скважины № 3066, на расстоянии 6,29 км от скважины № 3090, на расстоянии 5,91 км от скважины № 5001.

Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте

Сведения о природно-климатических условиях

Район строительства расположен в макроклиматическом районе с умеренным климатом, климатический район – умеренный II₅. Согласно СП 131.13330.2018 территория относится к климатическому району - I B.

Температура воздуха в среднем за год составляет 4,5 °С, с абсолютным максимумом плюс 40,4 °С, минимумом – минус 43,3 °С. В таблицах 2.9.5, 2.9.6 представлены температурные параметры воздуха района.

Таблица 2.9.5 - Температурные параметры холодного периода года

| Параметр | | Значение |
|--|------|----------|
| Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью | 0,98 | -39 |
| | 0,92 | -36 |
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью | 0,98 | -36 |
| | 0,92 | -30 |
| Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 °С, сут | | 149 |
| Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха за год, °С) | | -32 |

Таблица 2.9.6 - Температура воздуха, °С

| Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|---|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| Средняя месячная температура воздуха | | | | | | | | | | | | |
| -12,7 | -12,3 | -5,4 | 6,4 | 14,6 | 18,9 | 20,8 | 18,6 | 12,4 | 4,7 | -2,7 | -9,4 | 4,5 |
| Абсолютный максимум температуры воздуха | | | | | | | | | | | | |
| 4,0 | 5,5 | 16,5 | 31,2 | 35,0 | 39,2 | 40,4 | 40,5 | 34,7 | 26,1 | 14,6 | 6,4 | 40,5 |
| Абсолютный минимум температуры воздуха | | | | | | | | | | | | |
| -43,3 | -41,6 | -35,5 | -21,2 | -8,2 | -2,0 | +3,0 | -0,2 | -6,6 | -19,7 | -33,2 | -40,8 | -43,3 |

Ветер на территории преобладает западной четверти (42% повторяемости), штиль за год составляет 14 %. В таблице 2.9.7 представлена среднемесячная и годовая скорость ветра, максимальная скорость и порыв ветра (м/с). По карте

районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») территория по давлению ветра относится к III району со значением показателя 0,38 кПа.

Таблица 2.9.7

| Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|------|-------|-------|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| Средняя скорость | | | | | | | | | | | | |
| 2,1 | 2,3 | 2,3 | 2,5 | 2,3 | 2,0 | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | 2,1 |
| Максимальная скорость/порывы | | | | | | | | | | | | |
| 9/21 | 12/34 | 11/24 | 17/24 | 10/20 | 9/16 | 10/16 | 10/20 | 9/16 | 10/20 | 9/20 | 12/28 | 17/34 |

Влажность воздуха характеризуется, прежде всего, упругостью водяного пара (парциальное давление) и относительной влажностью. Наиболее низкие значения последней наблюдаются обычно весной, когда приходящие воздушные массы сформированы над холодным морем. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца составляет 84 %, наиболее теплого месяца 49 %. Среднее годовое парциальное давление водяного пара составляет 7,2 гПа. Согласно СП 50.13330.2012 по относительной влажности территория относится к 3 (сухой) зоне.

Осадки на территории составляют в среднем за год 468 мм. Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода, большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. Наибольшее количество осадков составляет 72 мм. Суточный максимум осадков 1% вероятности превышения равен 72 мм.

Гололедно-изморозевые образования наблюдаются в период с ноября по март. По карте районирования территория по толщине стенки гололеда относится ко II району со значением показателя 5 мм. Среднее и наибольшее число дней с обледенением гололедного станка представлено в таблице 2.9.8.

Таблица 2.9.8

| Явление | Месяц | | | | | | | | | Год |
|--|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|---|-----|
| | I X | X | XI | XII | I | II | III | IV | V | |
| Среднее число дней | | | | | | | | | | |
| Гололед* | - | 0,1 | 0,8 | 1 | 0,8 | 0,6 | 0,3 | 0,05 | - | 4 |
| Зернистая изморозь | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 0,4 | 0,3 | 0,7 | 0,1 | - | - | 3 |
| Кристаллическая изморозь | 0,07 | 3 | 8 | 10 | 9 | 5 | 0,3 | - | - | 35 |
| Мокрый снег | 0,1 | 0,5 | 0,6 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | - | - | 2 |
| Сложное отложение | 0,06 | 0,6 | 3 | 3 | 0,6 | 0,5 | - | - | - | 8 |
| Среднее число дней с обледенением всех видов | 0,8 | 7 | 16 | 15 | 12 | 8 | 0,9 | - | - | 60 |
| Наибольшее число дней | | | | | | | | | | |
| Гололед | - | 2 | 8 | 9 | 7 | 12 | 6 | 1 | - | 26 |
| Зернистая изморозь | - | 6 | 4 | 6 | 3 | 5 | 5 | 1 | - | 15 |
| Кристаллическая изморозь | - | 1 | 11 | 20 | 18 | 22 | 15 | 3 | - | 71 |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

54

| Явление | Месяц | | | | | | | | | Год |
|---|-------|---|----|-----|----|----|-----|----|---|-----|
| | I X | X | XI | XII | I | II | III | IV | V | |
| Мокрый снег | - | 2 | 4 | 4 | 4 | 3 | 2 | 3 | - | 10 |
| Сложное отложение | - | 2 | 5 | 14 | 17 | 4 | 4 | - | - | 26 |
| Наибольшее число дней с обледенением всех видов | - | 7 | 16 | 25 | 24 | 22 | 18 | 4 | - | 84 |

Среди **атмосферных явлений** на территории фиксируются туман, гроза, метель, град, пыльная буря (таблица 2.9.9). Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по среднегодовой продолжительности гроз в часах земли, интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 40 до 60 часов с грозой в год.

Таблица 2.9.9

| | Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|--------------------------------|-------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|----|-----|------|
| | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| Туман | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее | 6 | 4 | 6 | 4 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 1 | 2 | 5 | 10 | 8 | 48 |
| Наибольшее | 16 | 11 | 15 | 10 | 4 | 3 | 3 | 4 | 5 | 10 | 20 | 19 | 70 |
| Гроза | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее | - | 0,04 | 0,02 | 0,5 | 4 | 7 | 9 | 5 | 2 | 0,04 | - | - | 28 |
| Средняя продолжительность, час | - | 0,01 | 0,01 | 0,4 | 4,1 | 12,5 | 15,2 | 9,2 | 2,0 | 0,05 | - | - | 43,5 |
| Наибольшее | - | 1 | 1 | 3 | 8 | 13 | 15 | 12 | 7 | 1 | - | - | 43 |
| Метель | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее | 9 | 8 | 7 | 0,5 | 0,1 | - | - | - | 0,02 | 2 | 4 | 6 | 37 |
| Наибольшее | 19 | 16 | 18 | 3 | 2 | - | - | - | 1 | 6 | 16 | 17 | 68 |
| Град | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее | - | - | - | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,02 | - | - | 1,7 |
| Наибольшее | - | - | - | 1 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 1 | - | - | 5 |
| Пыльная буря | | | | | | | | | | | | | |
| Среднее | 0,02 | - | - | - | 0,07 | 0,2 | 0,09 | 0,2 | 0,1 | - | - | - | 0,7 |

Снежный покров ложится чаще всего в третьей декаде октября (средняя дата 30 октября). Первый снег долго не лежит и тает. Устойчивый покров образуется обычно к 28 ноября. Максимальной мощности снеговой покров достигает к третьей декаде февраля. Разрушение устойчивого снежного покрова происходит 5 апреля, а сход снежного покрова - 9 апреля. По карте «Районирования территории по расчетному значению веса снежного покрова земли» участок работ относится к IV району со значением показателя 2,4 кПа

Промерзание зависит от физических свойств грунтов (тип, механический состав, влажность), растительности, а в зимнее время и от наличия снежного покрова. Оказывают влияние и местные условия: микрорельеф, экспозиция

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

55

склонов. Нормативная глубина промерзания грунта определена согласно СП 22.13330.2016 и составляет:

- суглинки, глины – 1,50 м;
- супесь, песок пылеватый или мелкий – 1,83 м;
- пески гравелистые, крупные, средней крупности – 1,96 м;
- крупнообломочный грунт – 2,22 м.

По данным наблюдений на метеостанциях Самара на территории следует ожидать проявления следующих опасных метеорологических явлений:

- крупный град (диаметр градин 20 мм и более) – максимальное число дней в году 1;
- сильный туман (метеорологическая дальность видимости 100 м, продолжительность явления – 12 ч и более) – максимальное число дней в году 2.

Сведения о результатах оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений

На территории площадки скважины № 3066 и трассы выкидного трубопровода подземные воды не вскрыты (по данным на январь 2019 г). Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II относятся к неподтопляемым в силу неосвоенности территории, тип подтопления – III-Б₁-1 (подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории.) На участке возможно образование верховодки за счет снеготаяния и инфильтрации атмосферных осадков в осенне-весенние периоды.

Подземные воды на участке скважины № 5001 вскрыты всеми скважинами на глубине 3,8 – 3,9 м, установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,7 – 3,6 м (по данным на январь 2019 г). На участках изысканий в скважинах возможен подъем уровня грунтовых вод в период половодья на 1,0-1,5 м. Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II участок работ по подтопляемости можно отнести к типу: I-A-1 (постоянно подтопленные). Согласно СП 115.13330.2016 подтопление на данной территории можно отнести к категории весьма опасных.

Подземные воды на участке скважины №3090 вскрыты скважинами на глубине 4,5 – 4,6 м, установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,3 – 3,5 м (по данным на январь 2019 г). На участках изысканий в скважинах возможен подъем уровня грунтовых вод в период половодья на 1,0-1,5 м. Согласно приложению И СП 11-105-97, часть II участок работ по подтопляемости можно отнести к типу: I-A-1 (постоянно подтопленные). Согласно СП 115.13330.2016 подтопление на данной территории можно отнести к категории весьма опасных.

Грунты незасоленные, непросадочные, ненабухающие.

Глубина сезонного промерзания в районе работ для глинистых грунтов – 1,50 м.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.13330.2016, суглинки полутвердые – слабопучинистые с $R_{fx}10^2=0,19$ ($\epsilon_{fn}=2,8$), суглинки тугопластичные – среднепучинистые с $R_{fx}10^2=0,22$ ($\epsilon_{fn}=3,6$), суглинки мягкопластичные – среднепучинистые с $R_{fx}10^2=0,44$ ($\epsilon_{fn}=6,8$), глины полутвердые – слабопучинистые с $R_{fx}10^2=0,18$ ($\epsilon_{fn}=1,8$), глины тугопластичные – слабопучинистые с $R_{fx}10^2=0,37$ ($\epsilon_{fn}=3,1$). Согласно СП 115.13330.2016 пучение на данной территории можно отнести к категории опасных.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 56 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Район работ по сейсмическому районированию, дан по ближайшему населенному пункту Отрадное, и определен по комплекту карт В ОСР-2015. Согласно СП 14.13330.2018 (приложение А) сейсмичность района составляет менее 6 баллов при 1 % повторяемости в течение 50 лет, землетрясения на данной территории относятся к категории умеренно опасных.

Согласно табл. 4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ-1 (суглинок полутвердый) и ИГЭ-2 (суглинок тугопластичный), ИГЭ-4 (глина полутвердая), ИГЭ-5 (глина тугопластичная) относятся к II категории грунтов по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ-3 (суглинок мягкопластичный) относятся к III категории грунтов по сейсмическим свойствам.

По совокупности указанных в приложении Б СП 11-105-97 ч.1 факторов инженерно-геологических условий установлено, что данный объект относится к III (сложной) категории сложности инженерно-геологических условий. Согласно СП 22.13330.2016, табл.4.1, геотехническая категория сооружения – 3 (сложная).

Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на проектируемом объекте, которые могут привести к ЧС

Для проектируемых сооружений выделены следующие типовые сценарии возможных аварий:

Сценарий № 1

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде гильотинного разрыва с мгновенным воспламенением продукта и дальнейшим горением транспортируемой нефти.

Сценарий № 2

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде гильотинного разрыва. При этом мгновенного воспламенения продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. При наличии источника инициирования произошло возгорание пролива с задержкой.

Сценарий № 3

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде гильотинного разрыва. При этом мгновенного воспламенения продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. В результате аварии произошло возгорание парового облака с образованием волны избыточного давления.

Сценарий № 4

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде гильотинного разрыва. При этом воспламенение продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. В результате аварии произошло рассеивание выделившегося попутного нефтяного газа.

Сценарий № 5

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде свища с мгновенным воспламенением продукта и дальнейшим горением транспортируемой нефти.

Сценарий № 6

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде свища. При этом мгновенного воспламенения продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. При наличии источника инициирования произошло возгорание пролива с задержкой.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 57 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Сценарий № 7

Разгерметизация рассматриваемого трубопровода (участка трубопровода) в виде свища. При этом воспламенение продукта не произошло, вылившаяся жидкость не загорелась. В результате аварии произошло рассеивание выделившегося попутного нефтяного газа.

По сценариям №№ 1, 5 расчет поражающих факторов не проводится в связи тем, что результаты расчета будут идентичны результатам расчета по сценариям №№ 2, 6.

Площадка устья скважины № 3066

Аварийная разгерметизация надземного участка выкидного трубопровода с проливом жидкости на площадку скважины с выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 89х5 мм длиной 5 м.

В аварийный блок поступает газонасыщенная жидкость с расходом 123,72 т/сут, в течение 120 с (отключение насоса УЭЦН).

Выкидной трубопровод от скважины № 3066

Аварийная разгерметизация выкидного трубопровода с выходом жидкости на поверхность вокруг трассы трубопровода и выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 89х5 мм длиной 599,5 м.

В аварийный блок поступает газонасыщенная жидкость с расходом 123,72 т/сут в течение 120 с (отключение насоса УЭЦН).

Нефтегазосборный трубопровод

Аварийная разгерметизация нефтегазосборного трубопровода с выходом жидкости на поверхность вокруг трассы трубопровода и выходом газа в атмосферу.

Аварийный блок – трубопровод диаметром 159х6 мм длиной 81,4 м.

В аварийный блок поступает газонасыщенная жидкость с расходом 169,18 т/сут в течение 120 с (отключение насоса УЭЦН).

Скважины № 3066, 5001, 3090 пробурены на один пласт Д_з, выкидной трубопровод от скважины № 3066 имеет наибольшую протяженность, скважина № 3066 имеет наибольший дебит. Расчет последствий поражающих факторов справедлив для аварий на площадках устьев скважин №№ 3090, 5001 и выкидных трубопроводов от скважин №№ 3090, 5001. В связи с тем, что дебит для скважин №№ 3090, 5001 и протяженность выкидных трубопроводов меньше, чем для рассмотренной скважины № 3066 соответственно и последствия поражающих факторов будут меньше.

Длины трубопроводов по трассе при аварийной разгерметизации определялись с учетом рельефа местности.

На основании анализа информации о произошедших авариях диаметр свища принимается равным 6 мм. Время истечения через свищ принимается равным 24 часа.

Оценка поражающего воздействия теплового излучения при пожарах проливов

Оценка поражающего воздействия теплового излучения при пожарах проливов выполнена в программном комплексе «ТОКСИ+Risk5.3».

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 2.9.10.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 58 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Таблица 2.9.10

| Расчетный вариант | Площадка устья скважины № 3066 | | Выкидной трубопровод от скважины № 3066 | | Нефтегазосборный трубопровод | |
|--|--------------------------------|-------|---|---------|------------------------------|--------|
| | порыв | свищ | порыв | свищ | порыв | свищ |
| Исходные данные | | | | | | |
| Внутренний диаметр трубопровода, м | 0,079 | | 0,079 | | 0,147 | |
| Длина опорожняемого участка трубопровода, м | 5 | | 599,5 | | 81,4 | |
| Общая длина трубопровода, м | 979,1 | | 979,1 | | 81,4 | |
| Плотность жидкости, кг/м ³ | 1031 | | 1031 | | 933 | |
| Рабочее давление в трубопроводе, кгс/см ² (абс.) | 40 | | 40 | | 40 | |
| Дебит жидкости, т/сут | 123,72 | | 123,72 | | 169,18 | |
| Объем вылившейся жидкости, м ³ | 0,18 | 33,12 | 1,57 | 33,05 | 0,97 | 25,20 |
| Расчетная площадь пролива, м ² | 14,27 | 1600 | 80,14 | 1203,41 | 51,88 | 945,43 |
| Расчетные данные | | | | | | |
| Эффективный диаметр пролива, м | 4,26 | 45,14 | 10,10 | 39,14 | 8,13 | 34,70 |
| Высота пламени, м | 6,89 | 35,52 | 12,55 | 32,17 | 10,79 | 29,59 |
| Расстояние от геометрического центра пролива до объекта при интенсивности теплового излучения, соответствующей степени поражения, м: | | | | | | |
| 1,4 кВт/м ² - без негативных последствий в течение длительного времени | 12,73 | 65,57 | 26,95 | 61,17 | 22,36 | 58,05 |
| 4,2 кВт/м ² - безопасно для человека в брезентовой одежде | 6,53 | 33,77 | 14,45 | 31,87 | 11,76 | 30,55 |
| 7,0 кВт/м ² - непереносимая боль через 20 – 30 с, ожог 1 степени через 15 – 20 с, ожог 2 степени через 30 – 40 с, воспламенение хлопка-волокна через 15 мин | 4,43 | 23,37 | 10,05 | 21,77 | 8,16 | 20,85 |
| 10,5 кВт/м ² - непереносимая боль через 3 – 5 с, ожог 1 степени через 6 – 8 с, ожог 2 степени через 12 – 16 с | 3,13 | 22,67 | 7,25 | 19,67 | 5,86 | 17,45 |

Оценка поражающего воздействия ударной волны при взрыве

Расчеты ударного воздействия и определение зон взрывоопасности при авариях трубопроводов выполнены в программном комплексе «TOXI+Risk версия 5.3».

При определении ожидаемого режима сгорания облака принято:

- вещество – нефть;
- класс вещества – 3;
- класс окружающего пространства по степени загроможденности – IV;

- класс режима сгорания – 5.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 2.9.11.

Таблица 2.9.11

| Расчетный вариант | Площадка устья скважины № 3066 | Выкидной трубопровод от скважины № 3066 | Нефтегазосборный трубопровод |
|---|--------------------------------|---|------------------------------|
| Внутренний диаметр трубопровода, м | 0,079 | 0,079 | 0,147 |
| Длина опорожняемого участка трубопровода, м | 5,0 | 599,5 | 81,4 |
| Общая длина трубопровода, м | 979,1 | 979,1 | 81,4 |
| Объем вылившейся жидкости, м ³ | 0,18 | 1,57 | 0,97 |
| Расчетная площадь пролива, м ² | 14,27 | 80,14 | 51,88 |
| Всего выделится газов при аварии, кг | 15,20 | 111,62 | 121,05 |
| Удельный выброс, г/(м ² хч) | 165,45 | 227,38 | 313,30 |
| Количество испарившихся паров с поверхности разлива за 1 час, кг | 2,36 | 18,22 | 16,25 |
| Сумма газов и паров, выделившихся при аварии, кг | 17,56 | 129,84 | 137,30 |
| Количество газов и паров участвующих в создании поражающих факторов, кг | 1,76 | 12,98 | 13,73 |
| Радиусы зон разрушения: | | | |
| - полных ($P_{изб} > 100$ кПа), м | - | - | - |
| - 50 %-ных ($P_{изб} = 53$ кПа), м | - | - | - |
| -средних ($P_{изб} = 28$ кПа), м | - | - | - |
| -умеренных ($P_{изб.} = 12$ кПа), м | - | - | - |
| - нижний порог повреждения человека ($P_{изб.} = 5$ кПа), м | - | - | - |
| -малых повреждений ($P_{изб} = 3$ кПа), м | - | 15,14 | 15,87 |
| - частичное разрушение остекления ($P_{изб} = 2$ кПа), м | 4,49 | 25,96 | 27,06 |

Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на линейных объектах

Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях на существующих линейных объектах не проводилось в связи с тем, что существующие нефтепроводы не окажут негативного воздействия на проектируемые трубопроводы. При пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету между верхней образующей проектируемого трубопровода и нижней образующей существующего трубопровода составляет не менее 0,35 м. В соответствии с приложением № 5

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

60

Приказа Ростехнадзора № 144 подземное технологическое оборудование принимается нечувствительным к термическому воздействию и при любой аварии и считается неповрежденным. Для подземных трубопроводов слабое разрушение возможно при избыточном давлении на фронте ударной волны в 400 кПа, которое не разовьется при аварийной ситуации с взрывом топливовоздушной смеси при аварийной ситуации на существующих линейных коммуникациях.

Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

В случае возникновения на объекте аварий с последующим воздействием поражающих факторов существует возможность попадания в зону данного воздействия работников по эксплуатации и обслуживанию объекта.

Для выполнения регламентных производственных операций на проектируемых сооружениях осуществляется периодический выезд обслуживающего персонала, который находится на объекте в течение непродолжительного времени. Численность производственного персонала, обслуживающего проектируемые сооружения, составляет 2 человека. В зависимости от места аварии, на площадке скважины или по трассе трубопровода, в зоне теплового и/или ударного воздействия могут оказаться оператор по добыче нефти и газа (не более одного человека) или трубопроводчик линейный (не более одного человека).

При проведении ремонтно-восстановительных работ в случае аварийной разгерметизации трубопровода в зоне действия поражающих факторов в результате развития аварийной ситуации, может оказаться 3 человека.

При аварийной ситуации на автодороге «Самара-Похвистнево», с проливом АХОВ в зоне химического воздействия вторичным облаком аммиака и хлора может оказаться обслуживающий персонал, временно находящийся на территории площадки скважины № 3066.

При аварийной ситуации на железной дороге «Самара-Похвистнево», с проливом АХОВ в зоне химического воздействия вторичным облаком аммиака и хлора может оказаться обслуживающий персонал, временно находящийся на территории площадки скважины № 3066.

При аварийной ситуации на автодороге «Отрадный-Борское», с проливом АХОВ в зоне химического воздействия вторичным облаком аммиака может оказаться обслуживающий персонал, временно находящийся на территории площадок скважин №№ 3090, 5001. В зоне химического воздействия вторичным облаком хлора может оказаться обслуживающий персонал, временно находящийся на территории площадок скважин №№ 3066, 3090, 5001.

Ближайшие населенные пункты к проектируемым сооружениям (с. Черновка, г. Отрадный, г. Первомайский) расположены за пределами расчетных зон возможного теплового, ударного воздействия при авариях на проектируемых сооружениях.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | 61 |

Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта

Частота (вероятность) утечек на проектируемых сооружениях приняты в соответствии с «Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утвержденной Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. Результаты расчета величины индивидуального риска при воздействии различных поражающих факторов для проектируемых сооружений представлены в таблице 2.9.12.

Таблица 2.9.12

| Наименование сооружения | Номер сценария аварии | Наименование поражающего фактора | Вероятность реализации сценария аварии, год ⁻¹ | Индивидуальный риск, год ⁻¹ |
|---|-----------------------|----------------------------------|---|--|
| Площадка устья скважины № 3066 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $4,95 \times 10^{-7}$ | $6,25 \times 10^{-9}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $1,90 \times 10^{-7}$ | $2,40 \times 10^{-9}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $2,85 \times 10^{-7}$ | - |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,50 \times 10^{-6}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $6,02 \times 10^{-7}$ | $4,57 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $5,68 \times 10^{-7}$ | $4,31 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,60 \times 10^{-5}$ | - |
| Выкидной трубопровод от скважины № 3066 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $5,94 \times 10^{-5}$ | $4,75 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $2,28 \times 10^{-5}$ | $1,82 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $3,42 \times 10^{-5}$ | $3,96 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,80 \times 10^{-4}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $7,22 \times 10^{-5}$ | $2,18 \times 10^{-11}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $6,81 \times 10^{-5}$ | $2,06 \times 10^{-11}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,92 \times 10^{-3}$ | - |
| Площадка устья скважины № 3090 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $4,95 \times 10^{-7}$ | $6,25 \times 10^{-9}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $1,90 \times 10^{-7}$ | $2,40 \times 10^{-9}$ |

| Наименование сооружения | Номер сценария аварии | Наименование поражающего фактора | Вероятность реализации сценария аварии, год ⁻¹ | Индивидуальный риск, год ⁻¹ |
|---|-----------------------|----------------------------------|---|--|
| | сценарий № 3 | ударная волна | $2,85 \times 10^{-7}$ | - |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,50 \times 10^{-6}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $6,02 \times 10^{-7}$ | $4,57 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $5,68 \times 10^{-7}$ | $4,31 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,60 \times 10^{-5}$ | - |
| Выкидной трубопровод от скважины № 3090 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $3,13 \times 10^{-5}$ | $2,12 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $1,20 \times 10^{-5}$ | $8,15 \times 10^{-11}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $1,80 \times 10^{-5}$ | $2,09 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $9,51 \times 10^{-5}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $3,80 \times 10^{-5}$ | $8,56 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $3,59 \times 10^{-5}$ | $8,07 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,01 \times 10^{-3}$ | - |
| Площадка устья скважины № 5001 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $4,95 \times 10^{-7}$ | $6,25 \times 10^{-9}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $1,90 \times 10^{-7}$ | $2,40 \times 10^{-9}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $2,85 \times 10^{-7}$ | - |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,50 \times 10^{-6}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $6,02 \times 10^{-7}$ | $4,57 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $5,68 \times 10^{-7}$ | $4,31 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,60 \times 10^{-5}$ | - |
| Выкидной трубопровод от скважины № 5001 | сценарий № 1 | тепловое поражение | $5,32 \times 10^{-5}$ | $3,61 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $2,04 \times 10^{-5}$ | $1,39 \times 10^{-10}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $3,06 \times 10^{-5}$ | $3,55 \times 10^{-10}$ |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

63

| Наименование сооружения | Номер сценария аварии | Наименование поражающего фактора | Вероятность реализации сценария аварии, год ⁻¹ | Индивидуальный риск, год ⁻¹ |
|---|-----------------------|----------------------------------|---|--|
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,62 \times 10^{-4}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $6,47 \times 10^{-5}$ | $1,46 \times 10^{-11}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $6,10 \times 10^{-5}$ | $1,37 \times 10^{-11}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $1,72 \times 10^{-3}$ | - |
| Нефтегазо-сборный трубопровод (по трассе) | сценарий № 1 | тепловое поражение | $5,78 \times 10^{-7}$ | $4,76 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 2 | тепловое поражение | $2,22 \times 10^{-7}$ | $1,83 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 3 | ударная волна | $3,33 \times 10^{-7}$ | $3,97 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды | $1,76 \times 10^{-6}$ | - |
| | сценарий № 5 | тепловое поражение | $7,69 \times 10^{-6}$ | $3,97 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 6 | тепловое поражение | $7,25 \times 10^{-6}$ | $3,75 \times 10^{-12}$ |
| | сценарий № 7 | загрязнение окружающей среды | $2,04 \times 10^{-4}$ | - |

Расчетные показатели индивидуального риска при авариях на проектируемых сооружениях, не превышают приведенные в Федеральном законе от 20.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» - 10^{-6} 1/год. При нормальном режиме эксплуатации, соблюдении технологии, заданных параметров, грамотном обслуживании и добросовестном отношении персонала риск эксплуатации проектируемых объектов является приемлемым.

Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

В целях снижения опасности производства, предотвращения аварийных ситуаций и сокращения ущерба от произошедших аварий в проекте предусмотрен комплекс технических мероприятий:

- применение оборудования, обеспечивающего надежную работу в течение их расчетного срока службы, с учетом заданных условий эксплуатации (расчетное давление, минимальная и максимальная расчетная температура), состава и характера среды (коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность и др.) и влияния окружающей среды;
- оснащение оборудования необходимыми защитными устройствами, средствами регулирования и блокировками, обеспечивающими безопасную

эксплуатацию, возможность проведения ремонтных работ и принятие оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций или локализации аварии;

- оснащение оборудования, в зависимости от назначения, приборами для измерения давления и температуры, предохранительными устройствами, указателями уровня жидкости, а также запорной и запорно-регулирующей арматурой;

- применение оборудования имеющего сертификаты соответствия требованиям государственных стандартов, норм, правил, руководящих документов Госгортехнадзора России;

- автоматическое и дистанционное управление технологическим процессом;

- аварийная сигнализация об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;

- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;

- полная герметизация технологических процессов;

- материальное исполнение оборудования и трубопроводов соответствует коррозионным свойствам среды;

- применение конструкций и материалов, соответствующих природно-климатическим и геологическим условия района строительства;

- применяются трубы и детали трубопроводов с толщиной стенки трубы выше расчетной;

- герметизация оборудования с использованием сварочного способа соединений, минимизацией фланцевых соединений;

- расчетное давление выкидных трубопроводов принято давление 4,0 МПа максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку;

- автоматическое отключение электродвигателей погружных насосов при отклонениях давления выше и ниже допустимых значений;

- контроль физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков выкидного трубопровода, в том числе радиографическим методом 100 % трубопроводов категории С и 25 % соединений трубопроводов категории Н, методом ультразвукового контроля – 75% соединений трубопровода категории Н;

- категорирование трубопроводов и их участков в зависимости от назначения;

- промывка и очистка внутренней полости трубопровода по окончании строительно-монтажных работ;

- расчет трубопровода на прочность, испытание трубопровода на прочность и герметичность;

- для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений предусмотрена установка в технологической обвязке устьев скважин штуцеров для периодической пропарки выкидной линии;

- для защиты выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КП360 по ГОСТ 31443-2012;

– периодическая подача ингибитора коррозии передвижными средствами;

– применение устройства контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями с п. 364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на выкидных трубопроводах от скважин № 3066, 3090, 5001 и нефтегазосборном трубопроводе.

- для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство выкидных трубопроводов из труб диаметром 89 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;

- строительство нефтегазосборного трубопровода из труб диаметром 159 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;

- антикоррозионная изоляция сварных стыков выкидных и нефтегазосборного трубопровода термоусаживающимися манжетами в соответствии с методическими указаниями Компании "Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков предварительно изолированных труб в трассовых условиях" П1-01.04 М-0041;

- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов и защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

- покрытие в зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок антикоррозионной изоляцией усиленного типа на высоту 0,3 м;

- антикоррозионная защита наружной поверхности трубопроводов, арматуры, металлоконструкций;

- для защиты от почвенной коррозии наружная поверхность дренажных трубопроводов покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа;

- электрохимзащита трубопроводов;

- молниезащита, защита от статического электричества и заземление.

Состав рекомендуемого комплекса организационных мероприятий по снижению риска включает:

- соблюдение технологических режимов эксплуатации сооружений;

- соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и регламента по эксплуатации и контролю технического состояния оборудования, труб и арматуры;

- постоянный контроль за герметичностью трубопроводов, фланцевых соединений и затворов запорной арматуры;

- поддержание в постоянной готовности и исправности оборудования, специальных устройств и приспособлений для пожаротушения и ликвидации возможных аварий, а также проведение обучения обслуживающего персонала правилам работы с этими устройствами;

- проведение на предприятии периодических учений по ликвидации возможных аварийных ситуаций;

- поддержание в высокой готовности к ликвидации возможных аварийных ситуаций всех подразделений предприятия, ответственных за проведение такого рода работ, путем поддержания на должном уровне технического оснащения.

Решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ

На случай возникновения на проектируемом объекте аварийной ситуации и возможности ее дальнейшего развития в проектной документации предусматривается ряд мероприятий по исключению или ограничению и уменьшению масштабов развития аварии. В этих целях в проектной документации приняты следующие технические решения:

- для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси;
- размещение сооружений с учетом категории по взрывопожароопасности, с обеспечением необходимых по нормам разрывов;
- расстояния между зданиями и сооружениями приняты в соответствии с требованиями противопожарных и санитарных норм;
- автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонении давления в выкидном трубопроводе выше и ниже установленных пределов;
- автоматизация технологического процесса, обеспечивающая дистанционное управление и контроль за процессами из диспетчерского пункта;
- вокруг скважины устраивается оградительный вал высотой 1 м;
- установка запорной арматуры на выкидных трубопроводах в обвязке устьев скважин, герметичностью затвора класса А;
- установка запорной арматуры на площадке измерительной установки ИУ герметичностью затвора класса А;
- оснащение воздушниками и сигнализаторами верхнего уровня дренажных емкостей;
- сбор проливов с приустьевых площадок скважин в подземные емкости;
- глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы;
- для осуществления функции противоаварийной защиты на выкидной линии скважины предусмотрена установка электроконтактного манометра (ЭКМ), по уставкам ЭКМ (мин., макс) обеспечено прямое (релейное) отключение насоса ЭЦН, что полностью останавливает технологический процесс и исключает развитие аварийной ситуации.

Кроме того, на объекте при его эксплуатации в целях предупреждения развития аварии и локализации выбросов (сбросов) опасных веществ предусматриваются такие мероприятия, как разработка плана ликвидации (локализации) аварий, прохождение персоналом учебно-тренировочных занятий по освоению навыков и отработке действий и операций при различных аварийных ситуациях. Устройства по ограничению, локализации и дальнейшей ликвидации

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 67 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

аварийных ситуаций предусматриваются в плане ликвидации (локализации) аварий.

Решения по обеспечению взрывопожаробезопасности

В целях обеспечения взрывопожарной безопасности, предусмотрен комплекс мероприятий, включающий в себя:

- планировочные решения генерального плана разработаны с учетом технологической схемы, подхода трасс электросетей, рельефа местности, наиболее рационального использования земельного участка, существующих сооружений, а также санитарных и противопожарных норм;
- расстояния между зданиями и сооружениями приняты в соответствии с требованиями противопожарных и санитарных норм;
- для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси;
- приборы, эксплуатирующиеся во взрывоопасных зонах, имеют взрывобезопасное исполнение со степенью взрывозащиты согласно классу взрывоопасной зоны;
- оснащение оборудования необходимыми защитными устройствами, средствами регулирования и блокировками, обеспечивающими безопасную эксплуатацию, возможность проведения ремонтных работ и принятие оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций или локализации аварии;
- оснащение оборудования, в зависимости от назначения, приборами для измерения давления и температуры, предохранительными устройствами, указателями уровня жидкости, а также запорной и запорно-регулирующей арматурой;
- установка датчика контроля довзрывоопасной концентрации (ДВК) на площадках устьев скважин;
- отключение при пожаре всего электропотребляющего оборудования в шкафу КИПиА, в том числе и электрического обогревателя;
- дренажные емкости и емкости производственно-дождевых стоков оборудованы дыхательным клапаном с огневым предохранителем;
- автоматическое включение вентиляции при повышении концентрации загазованности в помещении технологического блока ИУ на 10 % от предельно допустимой;
- удаление шкафов КИПиА на значительное расстояние от взрывоопасных зон;
- выброс из системы аварийной вентиляции вертикально вверх через трубы, не имеющие зонтов и размещенных на высоте не менее 3 м от земли до нижнего края отверстия;
- молниезащита, защита от вторичных проявлений молнии и защита от статического электричества;
- применение кабельной продукции, не распространяющей горение при групповой прокладке, с низким дымо- и газовыделением;
- для сбора продукции скважин принята напорная однотрубная герметизированная система сбора нефти и газа;

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

68

- оснащение проектируемых сооружений системой автоматизации и телемеханизации;
- оснащение объекта первичными средствами пожаротушения;
- содержание первичных средств пожаротушения в исправном состоянии и готовых к применению;
- содержание пожарных проездов и подъездов в состоянии, обеспечивающем беспрепятственный проезд пожарной техники к проектируемым объектам;
- сбор утечек и разливов нефти при нарушении технологического режима и дождевых сточных вод, которые могут оказаться загрязненными нефтью, в специальную емкость;
- освобождение трубопроводов от нефти во время ремонтных работ;
- персонал обучается безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, предусматривается проведение инструктажей по технике безопасности, пожарной безопасности и охране труда;
- все работники допускаются к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходят дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем;
- правила применения на территории объекта открытого огня, проезда транспорта, допустимость курения и проведение временных пожароопасных работ устанавливаются общими объектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности;
- предусматривается своевременная очистка территории объекта от горючих отходов, мусора, тары;
- производство работ по эксплуатации и обслуживанию объекта в строгом соответствии с инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации, инструкциями по технике безопасности, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учетом местных условий для всех видов работ, утвержденными соответствующими службами.

При эксплуатации проектируемых сооружений необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;
- запрещается загромождение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов системы сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 69 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности. Работающие в опасных зонах обеспечиваются индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны. Производство огневых работ предусматривается осуществлять по наряду-допуску на проведение данного вида работ. Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 м. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 м. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга. К выполнению сварки допускаются лица, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний требований безопасности, имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже II и имеющие соответствующие удостоверения. Огневые работы на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах должны проводиться только в дневное время (за исключением аварийных случаев).

Работы по монтажу оборудования и трубопроводов должны производиться в соответствии с утвержденной проектно-сметной и рабочей документацией, проектом производства работ и документацией заводов-изготовителей.

Территория объекта должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары. Горючие отходы и мусор следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Классификация проектируемых сооружений по взрывоопасности и пожароопасности приведена в томе 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Степень огнестойкости зданий, сооружений, класс функциональной, конструктивной пожарной опасности и класс пожарной опасности строительных конструкций приведены в таблице 2.9.13.

Таблица 2.9.13

| Наименование здания | Степень огнестойкости | Класс функциональной пожарной опасности | Класс пожарной опасности строительных конструкций | Класс конструктивной пожарной опасности |
|-------------------------------|-----------------------|---|---|---|
| КТП | IV | Ф5.1 | K0 | C0 |
| Технологический блок ИУ | IV | Ф5.1 | K0 | C0 |
| Блок контроля и управления ИУ | IV | Ф5.1 | K0 | C0 |

Согласно п. 7.4.5 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности» тушение пожара на проектируемых сооружениях предусматривается осуществлять первичными средствами и мобильными средствами пожаротушения. Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного пожарного инструмента и инвентаря на территории проектируемых сооружений предусматривается установка пожарных щитов.

Ближайшим ведомственным подразделением пожарной охраны к проектируемым сооружениям является ПЧ-165 ООО «РН–Пожарная безопасность». Тушение пожара до прибытия дежурного караула пожарной части осуществляется первичными средствами пожаротушения.

К решениям по обеспечению взрывопожаробезопасности также относятся мероприятия, указанные в п. 3.7.1 «Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ» и п. 3.7.2 «Решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ».

Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций

Стационарные системы контроля радиационной и химической обстановки проектной документацией не предусматриваются. Согласно ст. 15 Федерального закона № 3 «О радиационной безопасности населения» руководством строительства объекта обеспечивается проведение производственного контроля строительных материалов на соответствие требованиям радиационной безопасности.

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала при обслуживании, проведении аварийных и ремонтных работ на территории проектируемых сооружений, персонал оснащен переносными газоанализаторами для контроля состояния воздушной среды. На площадках устьев скважин предусмотрен контроль превышения дозвзрывоопасной концентрации (ДВК) от 20 НПВ. Информация о превышении дозвзрывоопасной концентрации по дискретным сигналам и по интерфейсу RS-485 с использованием протокола передачи данных ModBus RTU передается на терминальный контроллер.

Сведения по мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений

Проектной документацией предусматривается подключение объектов автоматизации к действующей автоматизированной системе диспетчерского контроля и управления АО «Самаранефтегаз», центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) «Отрадный», построенной на базе SCADA «Телескоп+».

Нефтяные скважины №№ 5001, 3066, 3090, станции управления, КТП, ИУ являются объектами телемеханизации. На площадке ИУ и площадках скважин №№ 5001, 3066, 3090 организуются отдельные КП телемеханики (с абонентскими номерами в АСДУ) на базе терминальных контроллеров. Вся информация от объектов автоматизации передается на терминальный контроллер. Информация от штатного контроллера станции управления насосами, датчиков загазованности и счетчиков электроэнергии передается на терминальный контроллер по интерфейсу RS-485 с использованием протокола передачи данных ModBus RTU. Контроллер осуществляет преобразование информации, поступающей от датчиков с аналоговыми, дискретными и цифровыми выходными сигналами и передачу обработанной информации в ЦСОИ «Отрадный» по средствам GPRS/GSM модема.

Технические средства автоматизации нефтяной скважины № 5001 обеспечивают:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 71 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

- измерение температуры нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- измерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение затрубного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение давления нефти в выкидном трубопроводе при подходе к проектируемой ИУ.
- телеизмерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телеизмерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение уровня дозрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию отказа датчика загазованности на площадке скважины;
- местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
- местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
- телесигнализацию понижения температуры в шкафу КИПиА ниже нормы;
- телесигнализацию открытия двери в шкаф КИПиА;
- телесигнализацию отсутствия напряжения питания шкафа КИПиА;
- телесигнализацию об аварии станции управления;
- телесигнализацию о пожаре в КТП;
- телесигнализацию о неисправности охранно – пожарной сигнализации в КТП;
- телесигнализацию открытия входной двери в КТП;
- отключение станции управления при повышении и понижении давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- отключение станции управления при достижении порога 2 (50 % НПВ) загазованности на площадке нефтяной скважины;
- телеуправление и передачу данных от станции управления по интерфейсу RS-485 (в том числе: ток электродвигателя насоса, состояние ЭЦН (вкл. – откл.), сопротивление изоляции кабеля, ток по фазе А, В, С, напряжение по фазе А, В, С, мгновенная активная мощность, коэффициент мощности, активная энергия, передача данных со счетчика электроэнергии установленного в СУ УЭЦН); телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 72 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Технические средства автоматизации ИУ обеспечивают:

- автоматизацию измерительной установки ИУ в объеме, определяемом проектными решениями и требованиями МУК ЕТТ П4-06 М-0006 версия 2;
- передачу информации по каналу RS-485 от комплектного контроллера ИУ (в том числе передачу данных: телесигнализация загазованности технологического блока; телесигнализация пожара, несанкционированного входа, понижения температуры ниже нормы в технологическом блоке и блоке контроля и управления);
- телесигнализацию исчезновения основного питания в шкафу КИПиА, устанавливаемом в блоке контроля и управления.

В дренажной емкости ДЕ-1 осуществляется контроль верхнего уровня жидкости с помощью ультразвукового сигнализатора уровня и звуковая сигнализация по месту.

Технические средства автоматизации узла подключения в существующий трубопровод обеспечивают измерение давления нефти до и после задвижки с ручным приводом.

Технические средства автоматизации нефтяной скважины № 3066 обеспечивают:

- измерение температуры нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- измерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение затрубного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение давления нефти в выкидном трубопроводе при подходе к АГЗУ-5087.
- телеизмерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телеизмерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение уровня дозрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию отказа датчика загазованности на площадке скважины;
- местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
- местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
- телесигнализацию понижения температуры в шкафу КИПиА ниже нормы;
- телесигнализацию открытия двери в шкаф КИПиА;

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

73

- телесигнализацию отсутствия напряжения питания шкафа КИПиА;
- телесигнализацию об аварии станции управления;
- телесигнализацию о пожаре в КТП;
- телесигнализацию о неисправности охранно – пожарной сигнализации в КТП;
- телесигнализацию открытия входной двери в КТП;
- отключение станции управления при повышении и понижении давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- отключение станции управления при достижении порога 2 (50 % НПВ) загазованности на площадке нефтяной скважины;
- телеуправление и передачу данных от станции управления по интерфейсу RS-485 (в том числе: ток электродвигателя насоса, состояние ЭЦН (вкл. – откл.), сопротивление изоляции кабеля, ток по фазе А, В, С, напряжение по фазе А, В, С, мгновенная активная мощность, коэффициент мощности, активная энергия, передача данных со счетчика электроэнергии установленного в СУ УЭЦН); телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.

Технические средства автоматизации нефтяной скважины № 3090 обеспечивают:

- измерение температуры нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- измерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение затрубного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- измерение давления нефти в выкидном трубопроводе при подходе к проектируемой ИУ.
- телеизмерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телеизмерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение уровня дозрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию отказа датчика загазованности на площадке скважины;
- местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
- местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
- телесигнализацию понижения температуры в шкафу КИПиА ниже нормы;

| | |
|--|--|
| | |
| | |
| | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

74

Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах

Для защиты персонала, проектируемого технологического оборудования и сооружений предусматривается:

- размещение проектируемых сооружений с учетом категории по взрывопожароопасности и с обеспечением необходимых по нормам проходов и с учетом требуемых противопожарных разрывов;
- применение конструкций и материалов, соответствующих природно-климатическим и геологическим условия района строительства;
- защита от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений, защита от статического электричества;
- установка электрооборудования, соответствующего по исполнению классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;
- опорные конструкции технологических, электротехнических эстакад приняты несгораемыми;
- применение негорючих материалов в качестве теплоизоляции;
- применение кабелей с пониженной горючестью;
- использование индивидуальных средств защиты;
- пересечения проектируемых выкидных трубопроводов с существующими подземными коммуникациями выполняются в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Расстояние в свету между верхней образующей проектируемого газопровода и нижней образующей существующих трубопроводов не менее 0,35 м, угол не менее 60 градусов;
- автоматический останов насоса ЭЦН при аварийно-минимальном давлении в трубопроводе на выходе из скважины;
- дистанционный останов скважины из диспетчерского пункта;
- эвакуация персонала из зоны поражения.

Основными способами защиты персонала от воздействия АХОВ в условиях химического заражения являются:

- использование индивидуальных средств защиты;
- эвакуация персонала из зоны заражения;
- металлические конструкции защищены от окисляющего действия хлора нанесенным на них антикоррозионным составом.

Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями

Мероприятия по инженерной защите территории объекта, зданий, сооружений и оборудования от опасных геологических процессов и природных явлений приведены в таблице 2.9.14.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|--------------|------|
| | | | | | | 6132П-ППТ.ОЧ | Лист |
| | | | | | | | 76 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | |

Таблица 2.9.14

| Наименование природного процесса, опасного природного явления | Мероприятия по инженерной защите |
|---|--|
| Сильный ветер | <p>Строительство проектируемого объекта ведется с учетом района по ветровым нагрузкам. Подземная прокладка трубопроводов. Закрепление опор под технологическое оборудование и молниеотводы в сверленных котлованах бетоном. Закрепление оборудования осуществляется с помощью фундаментных болтов, болтами или шпильками к закладным деталям, приваркой закладных деталей. Для предотвращения повреждения кабелей наружных сетей электроснабжения, кабелей КИПиА прокладка их осуществляется в траншее, открыто в водогазопроводных трубах, в подстилающем слое площадки.</p> <p>На ВЛ приняты железобетонные опоры. Закрепление опор в грунте выполнить в соответствии с типовой серией 4.407-253 «Закрепление в грунтах железобетонных опор и деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4-20 кВ». Длины пролетов между опорами приняты в соответствии с работой ОАО РАО «ЕЭС России» ОАО «РОСЭП» (шифр 25.0038).</p> |
| Сильный ливень, подтопление | <p>Производственно-дождевые сточные воды с приустьевых площадок скважин отводятся в подземную емкость производственно-дождевых стоков. Отвод поверхностных вод осуществляется по естественному и спланированному рельефу в сторону естественного понижения за пределы площадок. Подземные строительные железобетонные конструкции, их боковые поверхности обмазываются горячим битумом БН70/30 за три раза. Все металлические конструкции, детали, находящиеся в грунте, защищены от коррозии системой лакокрасочного покрытия. Применение для монолитных и сборных железобетонных конструкций, железобетонных стоек ВЛ тяжелого бетона марки по водонепроницаемости в зависимости от требований, предъявляемых к конструкциям, режима их эксплуатации и условий окружающей среды в соответствии с требованиями Приложения Е СП 28.13330.2017.</p> |
| Сильный снег | <p>Строительство проектируемого объекта ведется с учетом района по снеговой нагрузке. Кабельные сооружения защищаются тем же способом, что и при сильном ветре. Терминальный контроллер, вторичные приборы, электроаппаратура и оборудование связи устанавливаются в шкафу КИПиА наружного исполнения, оборудование ИУ располагается в блок-боксе.</p> |
| Сильный мороз | <p>Подземная прокладка трубопроводов. Отопление шкафа КИПиА, ИУ электрическими обогревателями. Применение для монолитных и сборных железобетонных конструкций, железобетонных стоек ВЛ тяжелого бетона марки по морозостойкости в зависимости от требований, предъявляемых к конструкциям, режима их эксплуатации и условий окружающей среды в соответствии с требованиями таблицы Ж.1 СП 28.13330.2017.</p> |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

6132П-ППТ.ОЧ

Лист

77

| Наименование природного процесса, опасного природного явления | Мероприятия по инженерной защите |
|---|--|
| Гроза | Для молниезащиты, защиты от вторичных проявлений молнии и защиты от статического электричества металлические корпуса технологического оборудования и трубопроводы соединяются в единую электрическую цепь и присоединяются к заземляющему устройству. Защита фонтанной арматуры устья скважины от прямых ударов молнии выполняется посредством присоединения к заземляющему устройству. Для защиты от заноса высоких потенциалов по подземным и внешним коммуникациям при вводе в здания или сооружения, последние присоединяются к заземляющему устройству. Для молниезащиты газоотводных труб (воздушников) дренажной емкости, емкостей производственно-дождевых стоков, предусматривается установка отдельно стоящих молниеотводов. |
| Пучение грунтов | Для обратной засыпки, подсыпок применять непучинистый, непросадочный, ненабухающий грунт, уплотнение производить отдельными слоями, толщиной не более 200 мм с достижением плотности сухого грунта не менее 1,65 т/м ³ . |

Решения по созданию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации ЧС и их последствий

Для ликвидации ЧС, возникающих в результате возможных аварий на проектируемых сооружениях, предусмотрены резервы материальных средств согласно постановлению Правительства РФ от 10 ноября 1996 г. № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

АО «Самаранефтегаз» располагает всеми необходимыми резервами материальных ресурсов для ликвидации возможных ЧС природного и техногенного характера. Приказ о создании финансовых и материальных ресурсов, номенклатура пополняемого материально-технического резерва приведены в приложении В. Указанный резерв материальных средств является достаточным и обеспечивает возможность ликвидации аварийных ситуаций на проектируемом объекте.

При необходимости, для ликвидации (локализации) аварий и их последствий в случаях ЧС привлекаются технические средства и силы специализированных организаций, с которыми заключены следующие договора:

- договор с Федеральным государственным учреждением Аварийно-спасательным формированием «Северо-Восточная противofонтанная военизированная часть» (ФГУ АСФ «СВПФВЧ») на выполнение комплекса услуг по противofонтанному и газоспасательному обслуживанию объектов нефтедобычи: профилактическая работа по обеспечению противofонтанной и газовой безопасности на объектах нефтегазодобычи, работы по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов, проведение аварийно-технических работ в газозрывоопасной среде, требующие применения средств индивидуальной защиты и специального оборудования;

• договор с ООО «РН-Пожарная безопасность» на пожарно-профилактическое обслуживание объектов, оперативное реагирование на возникающие пожары, проведение действий по их тушению имеющимися силами и средствами.

Решение о привлечении специализированных служб и формирований принимается КЧС АО «Самаранефтегаз», исходя из условий оперативной обстановки и масштабов аварии.

Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)

Основными задачами системы оповещения являются:

- доведения сообщений об аварии до руководства, обслуживающего персонала и личного состава аварийных формирований и проведение их сбора для решения вопросов по ее ликвидации;
- принятие первоочередных мер в аварийной ситуации по спасению персонала, безаварийной остановке производства и локализации аварии.

Средствами получения информации об аварии на проектируемом объекте являются:

- сигналы системы автоматики;
- сообщение от первого обнаружившего (очевидца, пострадавшего, анонимного источника) аварийную ситуацию.

Обслуживающий персонал обеспечен сотовой связью, с использованием которой обеспечивается связь во время выездов на объект проектирования. Организация сотовой связи обеспечивается существующей сетью оператора GSM/GPRS-связи ПАО «Мегафон».

В случае возникновения ЧС на проектируемом объекте порядок оповещения предусматривается по следующей схеме:

- первый обнаруживший (очевидец, пострадавший, анонимный источник) аварийную ситуацию по средствам сотовой связи, речевого сообщения информирует дежурного оператора УКПН-2;
- оператор, получив сигнал о ЧС, немедленно оповещает:
 - по средствам телефонной связи, радиосвязи, сотовой связи начальника, мастера УКПН-2;
 - по средствам сотовой связи персонал, находящийся на территории месторождения;
 - по средствам телефонной связи диспетчера ПЧ-165 ООО «РН-Пожарная безопасность» (при необходимости), дежурного скорой медицинской помощи (при необходимости);
 - по средствам телефонной связи диспетчера ЦДНГ-3, ЦЭРТ-2;
- диспетчер ЦДНГ-3, ЦЭРТ-2 получив сигнал о ЧС, немедленно оповещает по средствам телефонной связи начальника ЦДНГ-3, ЦЭРТ-2, диспетчера РИТС ЦГМ, диспетчера ПЧ-165

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |

Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации чрезвычайных ситуаций

Эвакуация персонала при ЧС производится на безопасное расстояние в любом направлении, в зависимости от места возникновения аварии с учетом метеоусловий, включая направление, скорость ветра и прогноз их возможного изменения. Проектируемые сооружения находятся на открытой местности, что позволяет беспрепятственно осуществить экстренный выход персонала за пределы зон воздействия поражающих факторов. Беспрепятственная эвакуация персонала с территории проектируемых сооружений обеспечивается объемно-планировочными решениями, а также наличием существующих и проектируемых подъездных дорог. Существующие и проектируемые подъездные дороги позволяют провести своевременную эвакуацию персонала при необходимости за пределы зоны чрезвычайной ситуации.

Беспрепятственный ввод и передвижение на территории проектируемых сооружений аварийно-спасательных сил обеспечивается автодорогами, подъездными путями и проездами к проектируемым сооружениям. Существующая дорожная сеть в районе проектируемых сооружений обеспечивает проезд транспортных средств. К проектируемым сооружениям предусмотрены подъезды с грунтощебеночным покрытием. Подъезды предусмотрены от существующих грунтовых полевых дорог проходимых в период весенне-осенней распутицы. При тяжелых дорожных условиях, для обеспечения ввода аварийно-спасательных сил, используется техника высокой проходимости. Планировочные отметки проезда приняты в соответствии с отметками существующих автодорог.

Маршруты эвакуации персонала и ввода сил и средств показаны для проектируемых сооружений, в графической части на которых показаны максимальные зоны поражающих факторов. Для остальных проектируемых сооружений пути эвакуации персонала и ввода сил и средств аварийно-спасательных сил будут идентичные, что и на рисунках 3.1, 3.2 представленных в п. 3.4.1.

Планы с маршрутом эвакуации персонала и маршрутом ввода сил и средств аварийно-спасательных сил для всех проектируемых сооружений представлены на чертежах тома 8, раздела 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |