

### ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ПЛАНИРОВКЕ ТЕРРИТОРИИ

**для строительства объекта**

**6581П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения»**

в границах сельского поселенияСергиевскСергиевского 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.**

**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 | 17 |
| 2.3. | Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов | 19 |
| 2.4. | Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов | 21 |
| 2.5. | Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения  | 21 |
| 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 | 24 |
| 2.7. | Информация о необходимости осуществления мероприятий по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов | 32 |
| 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 | 48 |
|  | **Приложения** | 86 |

**Раздел 1 "Проект планировки территории. Графическая часть"**

**Раздел 2 «Положение о размещении линейных объектов»**

# Исходно-разрешительная документация

Проектная документация на объект 6581П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения»разработана на основании:

* Технического задания на выполнение проекта планировки территории проектирование объекта: 6581П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения»на территории муниципального районаСергиевскийСамарской 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 Сергиевский;

-Карты градостроительного зонирования сельского поселенияСергиевск муниципального района Сергиевский 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».

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

Продукция проектных скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 под устьевым давлением, развиваемыми погружными электронасосами, по проектируемым выкидным трубопроводам DN 80 поступает на проектируемую ИУ, где осуществляется автоматический замер дебита скважин.

Далее продукция проектных скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу DN 100 поступает до узла подключения в существующий сборный нефтепровод АГЗУ-1 Боровского месторождения и далее совместно с подукцией существующих скважин поступает на дожимную насосную станцию Боровского месторождения.

Для мониторинга коррозии выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода предусматриваются узлы контроля скорости коррозии.

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

Дожимная насосная станция Боровского месторождения (ДНС «Боровская») предназначена для предварительной сепарации и перекачки продукции добывающих скважин Боровского месторождения в межпромысловый коллектор и по нему далее – на Радаевскую УПН.

Проектная производительность установки ДНС «Боровская» по приему жидкости составляет до 2500 м3/сут. Фактическая производительность установки ДНС по приему жидкости составляет до 342,2 м3/сут. При вводе проектных скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 на ДНС «Боровская» будет поступать дополнительно до 277,1 м3/сут, при вводе перспективных скважин будет поступать дополнительно 274,0 м3/сут жидкости, что суммарно составит 893,3 м3/сут.

Суммарный объем жидкости, поступающей на ДНС «Боровская», не превысит проектную производительность ДНС «Боровская».

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 отклонении давления в выкидных трубопроводах от скважин №№ 410,411,418, 419, 423 выше 3,5 МПа и ниже 0,2 МПа.

Максимальное избыточное давление на устьях скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 составляют 0,53 МПа (5,30 кгс/см2), 0,58 МПа (5,80 кгс/см2), 0,74 МПа (7,40 кгс/см2), 0,57 МПа (5,70 кгс/см2), 0,70 МПа (7,00 кгс/см2) соответственно.

За рабочее давление выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода принято давление 3,50 МПа (35,0 кгс/см2) с учетом возможного повышения давления из-за парафиноотложения (уменьшения пропускной способности трубы).

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

### *Основные проектные решения*

Конструктивная часть проекта включает в себя обустройство открытых площадок (канализуемых и неканализуемых) под технологическое и электротехническое оборудование, расположенное над и под поверхностью земли и в укрытиях типа «блок-бокс».

Инженерные коммуникации по проектируемым площадкам предусматривается прокладывать подземным и надземным способами. Технологические трубопроводы прокладываются подземно, трубопроводы канализации - подземно. Подземным способом прокладываются электрические кабели и кабели КИПиА. Кабель связи прокладывается на тросе. ВЛ прокладываются на опорах. Расстояния между инженерными коммуникациями принимаются минимально допустимые в соответствии со СП 18.13330.2011 и ПУЭ.

По санитарной классификации, в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и других объектов», проектируемые сооружения относятся к III классу с необходимым размером санитарно-защитной зоны – 300 м.

Площадка скважины № 418 расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Максимальные отметки распространены в северо-восточной части и достигают 148,0 м, минимальные отметки преобладают в юго-западной части и достигают 130,72 м.

В 574,06 м к северо-западу от устья проектируемой скважины № 118 расположена действующая скважина № 14, в 698,57 м к юго-западу от устья проектируемой скважины № 118 расположена действующая скважина № 482, к которой подходят различные инженерные коммуникации.

В 143,0 м к северо-востоку от устья проектируемой скважины №118 расположена действующая КТП 0207, в 81,0 м к северу расположена сущ. ВЛ-6кВ Ф-2 ПС 35/6кВ «Боровская».

На территории площадки подземных коммуникаций нет.

С северной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором существующих коммуникаций скважин №№ 14, 482.

Площадка скважин №№ 410, 419, 411, 423 расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Максимальные отметки распространены в северной части и достигают 144,64 м, минимальные отметки преобладают в южной части и достигают 136,34 м.

В 298,08 м к юго-западу от устья проектируемых скважин расположена действующая скважина
№ 482, к которой подходят различные инженерные коммуникации.

В 202,2 м к северу от устья проектируемых скважин расположена действующая скважина № 14, к которой подходят различные инженерные коммуникации.

На территории площадки подземных коммуникаций нет.

С северной, северо-восточной и юго-юго-восточной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором существующих коммуникаций скважин №№ 14, 482.

Площадка измерительной установки расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Рельеф на площадке равнинный с небольшим перепадом высот от 140,0 до 145,5 м.

В 226,0 м к северо-западу от площадки ИУ расположена действующая скважина № 14, в 330,0 м к северо-востоку от площадки ИУ расположена действующая скважина № 467, в 500,0 м к юго-западу от площадки КТП расположена действующая скважина № 482, к которым подходят различные инженерные коммуникации.

С юго-западной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором существующих коммуникаций скважин №№ 14, 482.

В состав площадки скважины № 423, 419, 418, 411, 410, входят следующие сооружения:

* площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН);
* площадка под ремонтный агрегат;
* щит пожарный;
* подстанция трансформаторная комплектная;
* станция управления;
* молниеотвод;
* радиомачта;
* шкаф КИПиА;
* емкость производственно-дождевых стоков;
* блок дозирования реагента.

В состав площадки ИУ входят следующие сооружения:

* емкость дренажная;
* установка измерительная (технологический блок);
* установка измерительная (блок контроля и управления);
* щит пожарный;
* подстанция трансформаторная комплектная;
* молниеотвод;
* станция катодной защиты.

С целью защиты прилегающей территории от аварийного разлива нефти вокруг нефтяных скважин № 423, 419, 418, 411, 410, в соответствии требований пункта 7.1.8 СП 231.1311500.2015, устраивается оградительный вал высотой 1,00 м с шириной бровки по верху не менее 0,5 м. Откосы обвалования укрепляются посевом многолетних трав по плодородному слою h=0,15 м. Съезды через обвалование проектируемой скважины устраиваются со щебеночным покрытием слоем 0,20 м.

Проектируемая нефтяная скважина № 418- отдельно стоящая.

Проектируемые нефтяные скважины № 423, 419, 411, 410- в одном обваловании.

Благоустройство площадок скважин № 423, 419, 418, 411, 410, ИУ включает в себя устройство:

* грунто-щебеночного подъезда к скважинам №№ 423, 418, к трансформаторным подстанциям со станцией управления, к дренажным емкостям, к площадке ИУ (технологический блок и блоку контроля и управления), к шкафам КИПиА;
* щебеночной пешеходной дорожки шириной 1,0 м, к шкафу КИПиА от скважины № 418.

На площадке нефтяных скважин №№ 423, 419, 418, 411, 410 принята вертикальная планировка сплошного типа. Отвод поверхностных вод - открытый по естественному и спланированному рельефу, в сторону естественного понижения за пределы площадок. За пределами обвалования скважины под сооружения технологические, электротехнические, в целях уменьшения объемов земляных масс и минимального перемещения грунта, вертикальная планировка выполнена выборочного типа. На площадке ИУ вертикальная планировка выполнена выборочного типа.

При подготовке территории производится срезка плодородного грунта согласно
ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ» и замена его на участках насыпи. Отвод поверхностных вод - открытый по естественному и спланированному рельефу в сторону естественного понижения за пределы площадок.

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

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

Для подавления высокочастотных гармоник несущей частоты выходного напряжения станции управления предусматривается фильтр сетевой активный.

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

ИУ принята в блочном исполнении и являются изделиями заводской готовности, полностью укомплектованным технологическим и электрооборудованием.

#### *Измерительная установка*

Для замера дебита проектируемых скважин №№ 410, 411. 418, 419, 423 предусматривается измерительная установка ИУ.

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 проектной документацией 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 ДЕ-1 объемом 5,0 м3.

На площадке измерительной установки ИУ предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР), герметичность затвора класса А.

#### *Обустройство устьев скважин*

Проектной документацией предусматривается обустройство устьев добывающих скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения.

Обвязка и обустройство устьев добывающих скважин выполняетсяв соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Скважины оборудуются погружными электронасосами:

* скважина № 410 – ЭЦН-60-1000 АФК2 65х21 К2, двигатель ПЭД-28;
* скважина № 411 – ЭЦН-60-1000 АФК2 65х21 К2, двигатель ПЭД-28;
* скважина № 418 – ЭЦН-60-1000 АФК2 65х21 К2, двигатель ПЭД-28;
* скважина № 419 – ЭЦН-60-1000 АФК2 65х21 К2, двигатель ПЭД-28;
* скважина № 423 – ЭЦН-60-1000 АФК2 65х21 К2, двигатель ПЭД-28.

На территории устья скважины предусматриваются:

* приустьевая площадка;
* площадка под ремонтный агрегат;
* блок дозирования реагента для скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423;
* канализационная емкость.

Площадки под инвентарные приемные мостки не предусматриваются проектной документацией, т.к. бригады, выполняющие капитальный и текущий ремонт скважины укомплектованы инвентарными плитами для размещения передвижных мостков, не требующими специальной площадки.

В соответствии с техническими требованиями на выполнение проектных работ на горизонтальном участке выкидного трубопровода предусматривается установка пробоотборников ручных для оперативного отбора проб перекачиваемой жидкости DN 80, PN 4,0 МПа. Пробоотборник типа ППЖР в климатическом исполнении УХЛ по ГОСТ 15150-69. Пробоотборники располагаются на приустьевых площадках в составе технологических обвязках устьях скважин.

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 50ºС до плюс 60ºС;
* относительная влажность воздуха до 100% при температуре + 40ºС 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 в выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 предусматривается стационарными установками блоков дозирования реагента.

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

В соответствии с п. 364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается оснащение выкидных трубопроводов устройствами для контроля за коррозией (устанавливаются на надземных участках выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 при подключении к проектируемой измерительной установки ИУ), на нефтегазосборном трубопроводе при подключении к существующему сборному нефтепроводу от АГЗУ-1. Датчик контроля за коррозией устанавливается 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).

Установка устройства для контроля за коррозией предусмотрена 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;
* устройство ввода, предназначено для ввода зонда.

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

При выявлении критической толщины образца установленного на трубопроводе составляется АКТ.

Персонал, осуществляющий работу с устройством, допускается после изучения конструкции устройства, правил техники безопасности и руководства по эксплуатации устройства, а также прошедших инструктаж по техники безопасности.

Замер дебита скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 предусматривается на проектируемой замерной установке ИУ на 8 подключений, максимальной производительности по жидкости 400 м3/сут, расчетное давление 4,0 МПа, климатического исполнения У1 по ГОСТ 15150-69.

На выкидных трубопроводах в обвязках устьев скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) DN 80 мм
Pу 4,0 МПа из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

#### *Выкидные трубопроводы*

Проектной документацией предусматривается прокладка:

* выкидных трубопроводов DN 80 от проектируемых скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 до проектируемой ИУ;
* нефтегазосборного трубопровода от ИУ до точки подключения в существующий сборный нефтепровод АГЗУ-1 Боровского месторождения.

Проектной документацией к промысловым трубопроводам в соответствии ГОСТ 55990-2014 отнесены:

* выкидной трубопровод от скважины № 410;
* выкидной трубопровод от скважины № 411;
* выкидной трубопровод от скважины № 418;
* выкидной трубопровод от скважины № 419;
* выкидной трубопровод от скважины № 423;
* нефтегазосборный трубопровод от проектируемой ИУ до точки врезки в существующий трубопровод.

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается к существующему сборному нефтепроводу от АГЗУ-1 Боровского месторождения. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка обратного клапана и запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) DN 100 мм PУ 4,0 МПа из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР), герметичность затвора класса А.

Выкидные трубопроводы запроектированы из труб бесшовных или прямошовныхDN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности (стойкой к СКРН), 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 прямошовныхDN 100, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности (стойкой к СКРН), 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.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ 31443-2012 уровня УТП2 с выполнением дополнительных требований для труб, предназначенных для эксплуатации в кислых средах в соответствии ГОСТ 31443-2012 и ГОСТ 53678-2009, Методических указаний Компании «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-06 М-0111, других национальных и международных стандартов и должны изготавливаться по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть».

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 относятся к III классу, категории С.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборный трубопровод относится к III классу, категории С.

Длина выкидных трубопроводов:

* от скважины № 410 до проектируемой ИУ – 234,76 метров;
* от скважины № 411 до проектируемой ИУ – 291,18 метров;
* от скважины № 418 до проектируемой ИУ – 433,02 метров;
* от скважины № 419 до проектируемой ИУ – 262,07 метров;
* от скважины № 423 до проектируемой ИУ – 362,18 метров;
* от проектируемой ИУ до ДНС «Боровская» – 22,76 метров.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов устанавливается защитная зона размером 25 м от осей крайнего трубопровода с каждой стороны.

Охранная зона трубопроводов (по 25 м от оси трубопровода) установливается в соответствии с П.6.2 МУК Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» и его обществ группы № П1-01.05 М-0133.

Ограничения по работе в охранной зоне устанавливаются в соответствии с П.6.2 МУК Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» и его обществ группы № П1-01.05 М-0133, приказом № 515 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов"

Выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода укладывается на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.

По трассам выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 устанавливаются опознавательные знаки:

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

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

Материальное исполнение трубопроводов – стандартное или стойкое к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) выбиралось с учетом параметров технологического процесса, характеристики коррозионно-агрессивной среды согласно таблице № 1 приложения 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Материальное исполнение выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода принято из стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКРН), класс прочности КП360 по ТУ, утвержденным ПАО «НК «Роснефть».

Запорная арматура (задвижка клиновая с ручным приводом) на выкидном трубопроводе от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода из низкоуглеродистой стали повышенной коррозионной стойкости(стойкой к СКР), герметичность затвора класса А.

Трубы для выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода должны соответствовать требованиям ГОСТ 31443-2012 уровня УТП2 с выполнением дополнительных требований для труб, предназначенных для эксплуатации в кислых средах в соответствии ГОСТ 31443-2012 и ГОСТ 53678-2009.

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

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

Проектируемые выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода следуют параллельно проектируемым ВЛ на расстоянии не менее 10 м в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7.

Пересечение проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемых трубопроводов предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих трубопроводов АО «Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими трубопроводами расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

Пересечение проектируемыми трубопроводами линий электропередач напряжением 6 кВвыполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Расстояние до ближайших заземлителей опор ВЛ составляет не менее 5 м в соответствии с требованиями ПУЭ.

Проектируемые выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода следуют параллельно проектируемым ВЛ на расстоянии не менее 10 м в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7.

Переходы выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода через подъездные дороги без усовершенствованного покрытия к скважинам, а также через полевые дороги осуществляются открытым способом. В соответствии с п. 19 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Глубина заложения трубопровода в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

Строительство и монтаж выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода предусматриваются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

При монтаже трубопровода из прямошовных труб запрещается располагать продольные швы по нижней образующей. Рекомендуется располагать заводские продольные швы в верхней половине периметра свариваемых труб.

В соответствии с п. 7.2.10.5 Стандарта Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК Роснефть» и его дочерних обществ»
№ П1-01.05 С-0038 и действующей НТД контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков трубопроводов, в том числе радиографическим методом 100 % соединений трубопроводов категории С, В.

По окончании строительно-монтажных работ трубопроводы промывается водой, внутренняя полость выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопрвода очищается путем прогонки очистного и калибровочного устройств согласно ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». Работы производятся по специальной рабочей инструкции на очистку полости и испытания трубопровода с учетом местных условий производства работ, составленной на основании ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация». Совместно с профилеметрией осуществить пропуск полиуретанового цельнолитого поршня.

По окончании очистки трубопроводы испытываются на прочность и герметичность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 с последующим освобождением от воды.

Величина давления испытания выкидных трубопроводов скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода, в том числе участки пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемых коммуникаций:

* на прочность – Рисп.=1,25Рраб.=5,0 МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
* на герметичность – Рисп.=Рраб.=4,0 МПа.

Гидравлическое испытание проводить при положительной температуре окружающего воздуха, с температурой воды не ниже плюс 5С.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего Рраб (4,0 МПа) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

При завершении строительства испытание на прочность и проверки на герметичность ВПТ должно быть осущественно комплексное опробывание. Заполнение ВПТ транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробыванием ВПТ.

# 2.2Перечень 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 Сергиевском районе Самарской области.

Ближайшие к району работ населенные пункты:

* п. Глубокий расположен к юго-западу в 3,0 км от устья скважины № 410;
* с. Боровка расположено к востоку в 2,2 км от устья скважины № 418 и в 2.4 км от скважины
№ 410;
* с. Красноярка расположено к югу в 5,3 км от устья скважины № 418;
* с. Екатериновка расположено к северо-западу в 4,2 км от устья скважины № 418;
* с. Серноводск расположено к юго-западу в 7,9 км от устья скважины № 418;

Дорожная сеть района работ представлена асфальтированными автодорогами: Москва-Челябинск (М-5), которая проходит в 10,8 км к юго-востоку от устья скважины № 410, подъездными асфальтированными межпоселковыми дорогами, а также сетью проселочных дорог.

Район относится к лесостепи, характеризуется неоднородным построением рельефа.

Рельеф территории представляет собой пологоволнистую равнину, с максимальными отметками 149,58 м к юго-западу от площадки и минимальными отметками 114,58 м.

В районе действуют предприятия, относящиеся к различным отраслям производства.

Население занято в сельском хозяйстве и в промышленности, преимущественно на разрабатываемых нефтяных месторождениях.

Более половины площади занято полевыми угодьями, остальную площадь, примерно поровну разделяют лесные и водные угодья. Поля состоят из непахотных земель и пашни. Обычны просторные поляны и лужайки на островах и в лесах.

В соответствии с заданием на проектирование, добыча нефти скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 предполагается с пласта А4 Боровского месторождения.

Нефть пласта А4 характеризуется как высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая.

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

Площадка скважины № 418 расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Максимальные отметки распространены в северо-восточной части и достигают 148,0 м, минимальные отметки преобладают в юго-западной части и достигают 130,72 м. В 574,06 м к северо-западу от устья проектируемой скважины № 418 расположена действующая скважина № 14, в 698,57 м к юго-западу от устья проектируемой скважины № 418 расположена действующая скважина № 482, к которой подходят различные инженерные коммуникации. В 143,0 м к северо-востоку от устья проектируемой скважины
№ 418 расположена действующая КТП 0207, в 81,0 м к северу расположена существующая ВЛ-6кВ Ф-2 ПС 35/6кВ «Боровская». На территории площадки подземных коммуникаций нет. С северной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором существующих коммуникаций скважин №№ 14, 482.

Площадка скважин №№ 410, 411, 419, 423 расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Максимальные отметки распространены в северной части и достигают 144,64 м, минимальные отметки преобладают в южной части и достигают 136,34 м. В 298,08 м к юго-западу от устья проектируемых скважин расположена действующая скважина № 482, к которой подходят различные инженерные коммуникации. В 202,2 м к северу от устья проектируемых скважин расположена действующая скважина № 14, к которой подходят различные инженерные коммуникации. На территории площадки подземных коммуникаций нет. С северной, северо-восточной и юго-юго-восточной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором сущ. коммуникаций скважин №№ 14, 482.

Площадка под КТП скважины № 418 расположена на землях сельскохозяйственного назначения. Максимальные отметки распространены в северо-восточной части и достигают 145,70 м, минимальные отметки преобладают в юго-западной части и достигают 130,72 м. В 574,06 м к северо-западу от площадки КТП расположена действующая скважина № 14, к которой подходят различные инженерные коммуникации. В 698,57 м к западу от площадки КТП расположена действующая скважина № 482, к которой подходят различные инженерные коммуникации. В 65,0 м к северо-востоку от площадки КТП расположена действующая КТП 0207. На территории площадки подземных коммуникаций нет. С северной стороны площадка ограничена полевой дорогой и коридором существующих коммуникаций скважин №№14, 482.



Рисунок2.1 – 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 2.3.1Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ точки**  | **№ точки (сквозной)** | **Дирекционный угол** | **Расстояние, м** | **X** | **Y** |
| 1 | 1 | 187°25'46" | 146,86 | 2249307,88 | 478764,68 |
| 2 | 2 | 96°28'51" | 94,89 | 2249162,25 | 478745,69 |
| 3 | 3 | 5°34'57" | 25,8 | 2249151,54 | 478839,97 |
| 4 | 4 | 95°37'6" | 11,75 | 2249177,22 | 478842,48 |
| 5 | 5 | 95°36'30" | 28,96 | 2249176,07 | 478854,17 |
| 6 | 6 | 185°36'32" | 51,05 | 2249173,24 | 478882,99 |
| 7 | 7 | 185°34'20" | 0,82 | 2249122,43 | 478878,00 |
| 8 | 8 | 155°36'34" | 45,38 | 2249121,61 | 478877,92 |
| 9 | 9 | 140°36'37" | 175,55 | 2249080,28 | 478896,66 |
| 10 | 10 | 54°57'58" | 2,25 | 2248944,61 | 479008,06 |
| 11 | 11 | 138°2'35" | 21,04 | 2248945,90 | 479009,90 |
| 12 | 12 | 179°37'49" | 3,1 | 2248930,25 | 479023,97 |
| 13 | 13 | 134°38'1" | 23,23 | 2248927,15 | 479023,99 |
| 14 | 14 | 224°37'53" | 34,08 | 2248910,83 | 479040,52 |
| 15 | 15 | 194°37'32" | 67,45 | 2248886,58 | 479016,58 |
| 16 | 16 | 285°9'12" | 72,03 | 2248821,32 | 478999,55 |
| 17 | 17 | 193°39'22" | 94,67 | 2248840,15 | 478930,02 |
| 18 | 18 | 194°23'59" | 157,47 | 2248748,16 | 478907,67 |
| 19 | 19 | 104°22'28" | 10,27 | 2248595,64 | 478868,51 |
| 20 | 20 | 194°14'36" | 8,05 | 2248593,09 | 478878,46 |
| 21 | 21 | 104°37'32" | 105,86 | 2248585,29 | 478876,48 |
| 22 | 22 | 14°37'37" | 8 | 2248558,56 | 478978,91 |
| 23 | 23 | 357°33'25" | 30,03 | 2248566,30 | 478980,93 |
| 24 | 24 | 13°8'7" | 14,35 | 2248596,30 | 478979,65 |
| 25 | 25 | 284°33'1" | 25,95 | 2248610,27 | 478982,91 |
| 26 | 26 | 14°16'58" | 6,2 | 2248616,79 | 478957,79 |
| 27 | 27 | 106°24'31" | 1,7 | 2248622,80 | 478959,32 |
| 28 | 28 | 13°52'29" | 59,38 | 2248622,32 | 478960,95 |
| 29 | 29 | 104°37'51" | 26,88 | 2248679,97 | 478975,19 |
| 30 | 30 | 14°37'33" | 199,92 | 2248673,18 | 479001,20 |
| 31 | 31 | 44°37'29" | 62,62 | 2248866,62 | 479051,68 |
| 32 | 32 | 314°37'11" | 36,23 | 2248911,19 | 479095,67 |
| 33 | 33 | 90°5'48" | 41,49 | 2248936,64 | 479069,88 |
| 34 | 34 | 159°39'20" | 24,39 | 2248936,57 | 479111,37 |
| 35 | 35 | 67°44'42" | 8,21 | 2248913,70 | 479119,85 |
| 36 | 36 | 69°54'34" | 24,63 | 2248916,81 | 479127,45 |
| 37 | 37 | 71°13'37" | 4,29 | 2248925,27 | 479150,58 |
| 38 | 38 | 137°33'40" | 27,53 | 2248926,65 | 479154,64 |
| 39 | 39 | 47°32'1" | 8 | 2248906,33 | 479173,22 |
| 40 | 40 | 317°29'49" | 24,18 | 2248911,73 | 479179,12 |
| 41 | 41 | 70°35'39" | 12,13 | 2248929,56 | 479162,78 |
| 42 | 42 | 325°24'6" | 48,29 | 2248933,59 | 479174,22 |
| 43 | 43 | 50°3'25" | 86,96 | 2248973,34 | 479146,80 |
| 44 | 44 | 141°5'29" | 1,8 | 2249029,17 | 479213,47 |
| 45 | 45 | 51°10'13" | 10 | 2249027,77 | 479214,60 |
| 46 | 46 | 321°6'56" | 1,99 | 2249034,04 | 479222,39 |
| 47 | 47 | 50°4'34" | 4,96 | 2249035,59 | 479221,14 |
| 48 | 48 | 141°5'29" | 1,8 | 2249038,77 | 479224,94 |
| 49 | 49 | 51°10'13" | 10 | 2249037,37 | 479226,07 |
| 50 | 50 | 321°6'56" | 1,99 | 2249043,64 | 479233,86 |
| 51 | 51 | 49°57'33" | 4,99 | 2249045,19 | 479232,61 |
| 52 | 52 | 141°9'11" | 1,91 | 2249048,40 | 479236,43 |
| 53 | 53 | 51°10'13" | 10 | 2249046,91 | 479237,63 |
| 54 | 54 | 321°10'13" | 10 | 2249053,18 | 479245,42 |
| 55 | 55 | 231°10'13" | 10 | 2249060,97 | 479239,15 |
| 56 | 56 | 141°12'43" | 2,09 | 2249054,70 | 479231,36 |
| 57 | 57 | 230°2'50" | 4,98 | 2249053,07 | 479232,67 |
| 58 | 58 | 321°4'21" | 2,01 | 2249049,87 | 479228,85 |
| 59 | 59 | 231°10'13" | 10 | 2249051,43 | 479227,59 |
| 60 | 60 | 141°5'45" | 2,2 | 2249045,16 | 479219,80 |
| 61 | 61 | 229°59'15" | 4,96 | 2249043,45 | 479221,18 |
| 62 | 62 | 321°15'5" | 2,01 | 2249040,26 | 479217,38 |
| 63 | 63 | 231°10'13" | 10 | 2249041,83 | 479216,12 |
| 64 | 64 | 141°15'33" | 2,21 | 2249035,56 | 479208,33 |
| 65 | 65 | 230°3'38" | 123,21 | 2249033,84 | 479209,71 |
| 66 | 66 | 270°42'59" | 29,59 | 2248954,74 | 479115,24 |
| 67 | 67 | 268°57'3" | 18,02 | 2248955,11 | 479085,65 |
| 68 | 68 | 8°42'41" | 2,51 | 2248954,78 | 479067,63 |
| 69 | 69 | 317°38'37" | 52,13 | 2248957,26 | 479068,01 |
| 70 | 70 | 229°44'8" | 27,66 | 2248995,78 | 479032,89 |
| 71 | 71 | 320°36'34" | 149,02 | 2248977,90 | 479011,78 |
| 72 | 72 | 335°36'18" | 35,78 | 2249093,07 | 478917,21 |
| 73 | 73 | 5°36'38" | 69,45 | 2249125,66 | 478902,43 |
| 74 | 74 | 275°36'33" | 20,26 | 2249194,78 | 478909,22 |
| 75 | 75 | 275°36'24" | 26,31 | 2249196,76 | 478889,06 |
| 76 | 76 | 275°35'40" | 18,16 | 2249199,33 | 478862,88 |
| 77 | 77 | 5°32'31" | 59,13 | 2249201,10 | 478844,81 |
| 78 | 78 | 96°24'25" | 13,26 | 2249259,95 | 478850,52 |
| 79 | 79 | 96°24'12" | 6,01 | 2249258,47 | 478863,70 |
| 80 | 80 | 96°24'46" | 6,98 | 2249257,80 | 478869,67 |
| 81 | 81 | 5°25'12" | 8,05 | 2249257,02 | 478876,61 |
| 82 | 82 | 275°55'34" | 6,88 | 2249265,03 | 478877,37 |
| 83 | 83 | 275°55'9" | 6,01 | 2249265,74 | 478870,53 |
| 84 | 84 | 275°54'27" | 13,31 | 2249266,36 | 478864,55 |
| 85 | 85 | 8°27'54" | 3,87 | 2249267,73 | 478851,31 |
| 86 | 86 | 8°4'6" | 26,22 | 2249271,56 | 478851,88 |
| 87 | 87 | 276°30'12" | 91,47 | 2249297,52 | 478855,56 |
| 88 | 1 | 187°25'46" | 146,86 | 2249307,88 | 478764,68 |
| Площадь: 60 517 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 6581П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения» на территории сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский 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 СергиевскСергиевского 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** | **Сх2-1** | **Сх2-4** | **Сх2-5** |
|  | Предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь |
|  | Минимальная площадь земельного участка, кв.м | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
|  | Максимальная площадь земельного участка, кв.м | - | - | - | - | - |
|  | Предельное количество этажей или предельная высота зданий, строений, сооружений |
|  | Предельная высота зданий, строений, сооружений, м | 0 | 20 | 20 | 20 | 20 |
|  | Минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений |
|  | Минимальный отступ от границ земельных участков до зданий, строений, сооружений м | - | 5 | 5 | 5 | 1 |
|  | Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка |
|  | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при застройке земельных участков для садоводства и дачного хозяйства, % | 0 | - | - | - | - |
|  | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении производственных объектов, % | 0 | 80 | 80 | 50 | 80 |
|  | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении коммунально-складских объектов, % | 0 | 60 | 60 | 60 | 60 |
|  | Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении иных объектов, за исключением случаев, указанных в пунктах 5-7 настоящей таблицы % | 0 | - | - | - | - |
|  | Иные показатели |
|  | Максимальный размер санитарно-защитной зоны, м | 0 | 0 | 1000 | 100 | 50 |
|  | Максимальная высота капитальных ограждений земельных участков, м | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 |
|  | Максимальная площадь объектов капитального строительства, предназначенных для оказания гражданам медицинской помощи в стационарах (больницы, родильные дома, научно-медицинские учреждения и прочие объекты, обеспечивающие оказание услуги по лечению в стационаре), за исключением станций скорой помощи | - | 0 | - | - | - |

# 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 от оси трассы проектируемого нефтепровода до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, расстояния между параллельными друг другу трассами линейных объектов приняты в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических, технологических и противопожарных норм и правил:

* ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
* ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
* ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
* ГОСТ 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;
* 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» (с изменениями № 1 от 12.01.2015 года).

Расстояния от проектируемого нефтепровода до населенных пунктов и других линейных объектов приведены втаблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 Расстояния от оси трассы проектируемого нефтепровода до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, расстояния между параллельными друг другу трассами линейных объектов

| № п/п | Наименование зданий, сооружений, между которыми устанавливается расстояние | Нормативный документ, устанавливающий требования к расстоянию | Нормативное значение расстояния между зданиями, сооружениями, м | Принятое значение расстояния между зданиями и сооружениями, м |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Выкидной трубопровод от скважины № 423 |
| 1 | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – с. Боровка | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 2306,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – п. Глубокий | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 3025,0 |
| 3 | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – озеро  | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 1742,0 |
| 4 | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – газопровод(при параллельном следовании) | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | 5,0 | 18,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – река Сок | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 2768,0 |
| 5 | Выкидной трубопровод от скважины № 423 - ВЛ 6 кВ (при параллельном следовании) | ПУЭ издание 7 пункт 2.5.288, таблица № 2.5.40 | 5,0 | 119,0 |
| 5 | Выкидной трубопровод от скважины № 423 – лесной массив(лиственный) | СП 231.1311500.2015Пункт 6.1.7 таблица № 1 | Не нормируется | 337,0 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 418 |
| 8 | Выкидной трубопровод от скважины № 418 – с. Боровка | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 2054,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 418 – п. Глубокий | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 3018,0 |
| 10 | Выкидной трубопровод от скважины № 418 - озеро | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 1816,0 |
| 11 | Выкидной трубопровод от скважины № 418 – газопровод(при параллельном следовании) | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | 5,0 | 34,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 418 – река Сок | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 2277,0 |
| 12 | Выкидной трубопровод от скважины № 418 - ВЛ 6 кВ (при параллельном следовании) | ПУЭ издание 7 пункт 2.5.288, таблица № 2.5.40 | 5,0 | 25,0 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 419 |
| 15 | Выкидной трубопровод от скважины № 419 – с. Боровка | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 2310,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 419 – п. Глубокий | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 3057,0 |
| 17 | Выкидной трубопровод от скважины № 419 - озеро | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 1757,0 |
| 18 | Выкидной трубопровод от скважины № 419 – газопровод(при параллельном следовании) | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | 5,0 | 29,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 419 – река Сок | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 2632,0 |
| 19 | Выкидной трубопровод от скважины № 419 - ВЛ 6 кВ (при параллельном следовании) | ПУЭ издание 7 пункт 2.5.288, таблица № 2.5.40 | 5,0 | 202,0 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 411 |
| 15 | Выкидной трубопровод от скважины № 411 – с. Боровка | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 2311,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 411 – п. Глубокий | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 3050,0 |
| 17 | Выкидной трубопровод от скважины № 411 - озеро | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 1747,0 |
| 18 | Выкидной трубопровод от скважины № 411 – газопровод(при параллельном следовании) | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | 5,0 | 28,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 411 – река Сок | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 2631,0 |
| 19 | Выкидной трубопровод от скважины № 411 - ВЛ 6 кВ (при параллельном следовании) | ПУЭ издание 7 пункт 2.5.288, таблица № 2.5.40 | 5,0 | 178,0 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 410 |
| 15 | Выкидной трубопровод от скважины № 410 – с. Боровка | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 2304,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 410 – п. Глубокий | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1таблица № 6 | 75,0 | 3066,0 |
| 17 | Выкидной трубопровод от скважины № 410 - озеро | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 1760,0 |
| 18 | Выкидной трубопровод от скважины № 410 – газопровод(при параллельном следовании) | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | 5,0 | 43,0 |
|  | Выкидной трубопровод от скважины № 410 – река Сок | ГОСТ Р 55990-2014пункт 7.2.1 таблица № 6 | Согласно требованиям санитарных норм и правил, установленных Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации | 2633,0 |
| 19 | Выкидной трубопровод от скважины № 410 - ВЛ 6 кВ (при параллельном следовании) | ПУЭ издание 7 пункт 2.5.288, таблица № 2.5.40 | 5,0 | 222,0 |

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

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

Проектируемые выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода следуют параллельно проектируемым ВЛ на расстоянии не менее 10 м в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7.

Пересечение проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемых трубопроводов предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих трубопроводов АО «Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими трубопроводами расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

Пересечение проектируемыми трубопроводами линий электропередач напряжением 6 кВвыполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Расстояние до ближайших заземлителей опор ВЛ составляет не менее 5 м в соответствии с требованиями ПУЭ.

Проектируемые выкидные трубопроводы от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода следуют параллельно проектируемым ВЛ на расстоянии не менее 10 м в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7.

Переходы выкидных трубопроводов от скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423, нефтегазосборного трубопровода через подъездные дороги без усовершенствованного покрытия к скважинам, а также через полевые дороги осуществляются открытым способом. В соответствии с п. 19 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Глубина заложения трубопровода в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

Объект строительства 6581П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 410, 411, 418, 419, 423 Боровского месторождения» непересекает объекты капитального строительства, планируемые к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории.

# 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, 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 атмосферного воздуха*

Принятые в проектной документации технические решения направлены на максимальное использование поступающего сырья, снижение технологических потерь, экономию топливно-энергетических ресурсов. С целью максимального сокращения выбросов загрязняющих веществ, которые неизбежны при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, в проектной документации предусмотрены следующие мероприятия:

* принято 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 и 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.

## *Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова*

С целью защиты почв от загрязнения при проведении строительно-монтажных работ проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

* перед началом строительно-монтажных работ после оформления отвода земельных участков выполняются работы по подготовке территории. Инженерная подготовка земельного участка заключается в снятии и хранение во временных отвалах плодородного слоя почвы, отводе дождевых вод по спланированной территории за пределы площадки;
* для минимизации воздействия выполнение строительных работ, передвижение транспортной и строительной техники, складирование материалов и отходов осуществляется на специально организуемых площадках в пределах полосы отвода земель;
* соблюдение чистоты на стройплощадке, разделение отходов производства и потребления; вывоз отходов по мере заполнения контейнеров;
* в целях сохранения плодородного слоя почвы на площадях временного отвода предусматривается комплекс мероприятий технического и биологического этапов рекультивации.

## *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.

Согласно Водному кодексу, в границах водоохранных зон допускается проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану объектов от загрязнения, засорения и истощения вод.

В границах водоохранных зон запрещается:

* использование сточных вод для удобрения почв;
* размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
* осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
* движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В прибрежных защитных полосах, наряду с установленными выше ограничениями, запрещается:

* распашка земель;
* размещение отвалов размываемых грунтов;
* выпас сельскохозяйственных животных и организация для них летних лагерей, ванн.

С целью охраны вод и водных ресурсов в период строительства проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- площадки стоянки, заправки спецтехники и автотранспорта, площадки складирования мусора и отходов, площадка бытовых помещений расположены вне водоохранных зон водных объектов;

- в пределах прибрежных защитных зон рек и водоемов запрещается устраивать отвалы грунта;

- хозяйственно бытовые сточные воды собираются в накопительные емкости и вывозятся по договору, заключенному подрядной организацией на очистные сооружения;

- после окончания строительства предусмотрена разборка всех временных сооружений, очистка стройплощадки, рекультивация нарушенных земель.

## *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 охране окружающей среды при обращении с отходами производства и потребления*

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

Порядок обращения с отходами в периоды строительства и эксплуатации проектируемых объектов подробно описан в п. 2.7. Предусмотренные решения обеспечат безопасность обращения с отходами на производственных площадках, а также позволят предотвратить поступление загрязняющих веществ с мест накопления отходов в природную среду.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами в период строительства необходимо проведение комплекса организационно-технических мероприятий:

* очистка строительных площадок и территории, прилегающей к ним от отходов и строительного мусора;
* организация мест накопления отходов в соответствии с требованиями природоохранного законодательства и требованиями, установленными АО «Самаранефтегаз»;
* накопление отходов на специально устроенных площадках раздельно по видам и классам опасности с учетом агрегатного состояния, консистенции и дальнейшего их направления;
* своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов к местам их размещения, обезвреживаний, переработки и др.;
* своевременное заключение договоров на транспортирование и передачу отходов сторонним организациям, имеющих лицензии на соответствующий вид обращения с отходами, и полигонами отходов, внесенными в ГРОРО;
* своевременное обучение рабочего персонала в соответствии с документацией по специально разработанным программам, назначение лиц, ответственных за производственный контроль в области обращения с отходами, разработка соответствующих должностных инструкций;
* регулярное проведение инструктажа с лицами, ответственными за производственный контроль в области обращения с отходами, по соблюдению требований природоохранного законодательства РФ в области обращения с отходами, технике безопасности при обращении с опасными отходами;
* отслеживание изменений природоохранного законодательства, в том числе в части обращения с отходами;
* организация взаимодействия с органами охраны окружающей природной среды и санитарно-эпидемического надзора по всем вопросам обращения с отходами;
* соблюдение технических условий эксплуатации оборудования и механизмов, проведение профилактических работ, позволяющих устранить предпосылки сверхнормативного накопления производственных отходов;
* организация надлежащего учета отходов и обеспечение своевременных платежей за размещение отходов.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами, образующимися на месторождении, необходимо проведение комплекса организационно-технических мероприятий:

* своевременная корректировка нормативно-разрешительной документации по обращению с отходами (ПНООЛР, лимиты на размещение);
* соблюдение требования природоохранного законодательства РФ и регламентов АО «Самаранефтегаз» в части обращения с отходами;
* своевременное заключение или продление договоров на передачу и транспортирование отходов с мест накопления отходов;
* соблюдение экологического принципа о приоритетности переработки отходов над размещением;
* своевременное обучение вновь поступившего в штат персонала правилам безопасности, охраны труда и обращения с отходами;
* соблюдение технических условий эксплуатации оборудования и механизмов, проведение профилактических работ, позволяющих устранить предпосылки сверхнормативного накопления производственных отходов;
* своевременное подача форм статотчетности в части образования отходов, внесение платежей за негативное воздействие на окружающую среду при обращении с отходами.

## *Мероприятия по охране недр*

Воздействие на геологическую среду при строительстве 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 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 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;
* сбор производственно-дождевых стоков в подземную емкость.

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.

В период строительства проектом предусмотреть следующие мероприятия по уменьшению механического воздействия на растительный покров:

* размещение проектируемых объектов на участках, где отсутствует древесная растительность (вырубки), объем вырубки сокращен до минимума;
* недопущение непредусмотренного проектной документацией сведения древесно-кустарниковой растительности и засыпки грунтом корневых шеек и стволов, растущих деревьев и кустарников;
* ведение всех строительных работ и движение транспорта строго в пределах отведенных земельных участков;
* выбор оптимальной протяженности трасс линейных коммуникаций и их прокладка в едином технологическом коридоре;
* складирование отвального грунта методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях; недопущение использования плодородного слоя грунта для устройства земляных сооружений для строительных работ.

Для уменьшения воздействия на растительный покров, связанного с возможностью химического загрязнения почвенного покрова и повреждения растительности, необходимо:

* исключение проливов и утечек, сброса отработанных неочищенных сточных вод и нефтепродуктов на почвенный покров;
* раздельный сбор и складирование отходов в специальные контейнеры с последующим вывозом их на оборудованные полигоны или на переработку;
* техническое обслуживание транспортной и строительной техники в специально отведенных местах, расположенных вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос водных объектов;
* организация мест хранения строительных материалов на территории, свободной от древесной растительности, недопущение захламления зоны строительства мусором, загрязнения горюче-смазочными материалами.

В период эксплуатации минимизация воздействия на растительный покров обеспечивается:

* движением автотранспорта и спецтехники только по имеющимся автодорогам;
* соблюдением правил пожарной безопасности и санитарных правил в лесах;
* осуществлением противопожарных мероприятий и др.

Негативное влияние на флору и фауну оказывают лесные пожары. 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 соблюдение 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.

Система предотвращения пожара, система противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности разработаны в томе 8 Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» данной проектной документации.

Что касается дикой фауны, то 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.

Для уменьшения возможного ущерба наземным позвоночным животным и сохранения оптимальных условий их существования должны быть предусмотрены следующие организационные мероприятия:

* перемещение строительной техники только по специально отведенным дорогам;
* интервал между землеройными работами и укладкой трубопроводов в траншеи должен быть минимальным во избежание попадания животных в открытые траншеи;
* предотвращение захламления территории отходами строительства и потребления;
* запрещение хранения и применения химических реагентов и других материалов, опасных для объектов животного мира и среды их обитания, в местах, доступных животным;
* исключить вероятность возгорания лесных участков на территории ведения работ и прилегающей местности, строго соблюдая правила противопожарной безопасности;
* для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током проектируемая ВЛ оборудуется птицезащитными устройствами ПЗУ ВЛ-6 (10) кВ в виде защитных кожухов из полимерных материалов.

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.

## *Сведения о местах хранения отвалов растительного грунта*

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 линейного объекта, а также при авариях на его отдельных участках*

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-Ф3 «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.

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-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
нормативной документаци.

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 ближайших населенных пунктах.

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*

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. Отбор проб производится на пробных площадках, закладываемых так, чтобы исключить искажение результатов анализов под влиянием окружающей среды.

В случае образования загрязненных участков почвенные пробы на них отбирают по диагонали участка через каждые 10-15 м, начиная с края. Глубина взятия образцов зависит от толщины гумусного слоя и вида определяемых анализов. Для сравнимости результатов важно, чтобы сроки, выбор пунктов и способы отбора почвенных образцов были идентичны.

Методикапроведения отбора, консервации, хранения, транспортировки проб грунта должна соответствовать ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.4.02-84 и ГОСТ Р 28168-89. Лабораторные химико-аналитические исследования должны соответствовать ГОСТ 17.4.2.01-81.

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 производиться 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 ландшафта*

Мониторинг ландшафта предусматривает изучение изменений ландшафта в процессе техногенного воздействия объектов и сооружений месторождений на окружающую природную среду, выявление и предупреждение эрозии почв, вызванных нарушением естественного состояния геологической среды.

Изучение производится путем непосредственного наблюдения с привлечением специализированных организаций. В состав мониторинга ландшафта, как одна из основных его составляющих, входит геоботанический мониторинг и мониторинг за животным миром.

С целью охраны обитающих здесь видов в период гнездования и вывода потомства на рассматриваемой территории необходимо ограничить перемещение техники и бесконтрольные проезды по территории.

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

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

* последовательную рекультивацию нарушенных земель по мере выполнения работ;
* защиту почв 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 трасс трубопроводов вблизи водных объектов для предотвращения попадания в них углеводородного сырья (при возможных аварийных ситуациях) рекомендуется сооружение задерживающих валов из минерального грунта.

*Радиационный мониторинг*

Радиоактивность может проявиться не в начальный период, а в последующие годы, что связано с накоплением радиоактивных материалов, выносимых нефтью из продуктивной толщи. Кроме того, источником радиационной опасности может оказаться окружающая среда в районе проведения работ (почва, вода, воздух). Таким образом, в связи с возможным появлением радиоактивности, необходимо организовать регулярный контроль радиационной обстановки (радиационный мониторинг) на технологических сооружениях.

*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 территорий;
* 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:

* 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 поверхностных вод*

Для своевременного обнаружения, локализации и принятия мер по устранению возможного загрязнения поверхностных вод рекомендуется организовать наблюдательную сеть. Согласно СП 11-102-97 основные подходы к организации и ведению мониторинга соответствуют установленным стандартам, нормативно-методическим и инструктивным документам Росгидромета, Госкомприроды, Госкомрыболовства и Минздрава России и представлены ниже.

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.

Как следует из анализа экологического состояния гидрографической сети качество поверхностных вод района работ в целом удовлетворительно. Согласно оценке возможного загрязнения опосредованное загрязнение рек произойдет через загрязнение почвы на территории их водосборов. На реке Боровке ниже по течению от действующих и проектируемых сооружений находится с. Боровка. В этой связи особенную важность приобретает контроль санитарного состояния гидрографической сети.

В настоящее время на поверхностных водных объектах района работ действует система мониторинга АО «Самаранефтегаз» (СНГ) по Боровскому месторождению, местоположение точек в пределах схемы изысканных трасс следующее:

* т.1 СНГ – р. Боровка к югу от бывшего села Юматока (на переезде);
* т.2 СНГ – р. Боровка на юго-восточной окраине с. Боровка (рядом грунтовка).

Действующую наблюдательную точку № 2 ОАО «Самаранефтегаз» считаем возможным перенести на северо-западную окраину с. Боровка, ниже по течению устья овр. Трусиха. Отбор в данном месте позволит фиксировать состояние водного объекта под действием потенциальных источников нефтяной структуры, исключая возможное антропогенное воздействие с. Боровки.

Таким образом, в районе проектируемого строительства наблюдательная сеть за состоянием поверхностных водных объектов должна состоять из двух пунктов.

Мониторинг состояния поверхностных вод следует вести согласно СаНПиН 2.1.5.980-00 и ГОСТ 17.1.3.07-82. Исходя из имеющихся гидрологических условий, на водных объектах исследуемой территории в любую гидрологическую фазу отбор воды необходимо выполнять с глубины 0,3 м от поверхности воды в период открытого русла и у нижней поверхности льда – зимой.

Периодичность наблюдений должна соответствовать основным фазам водного режима и учитывать наименее благоприятные для контроля качества периоды (межень, паводки и т.п.). При этом, исходя из экономической целесообразности, отбор проб поверхностных вод следует совмещать с отбором проб из подземных источников. Для оценки влияния работ по сооружению проектируемых объектов один из отборов следует приурочить к окончанию строительства. Итого на водном объекте поверхностного стока исследуемого района в каждом пункте наблюдения предусмотрено четыре отбора в течение года.

Методика проведения наблюдений должна соответствовать установленным государственным стандартам, нормативно-методическим и инструктивным документам Росгидромета. Отбор, консервацию, хранение и транспортировку проб воды необходимо выполнять в соответствии с ГОСТ 17.1.5.05-85 и ГОСТ 31861-2012, лабораторные химико-аналитические исследования - в соответствии с ГОСТ 17.1.3.07-82, ГОСТ 17.1.4.01-80.

Оценку качества поверхностных вод следует производить по перечню рыбохозяйственных нормативов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.13-86, исходя из наиболее жестких требований в ряду одноименных показателей качества водных объектов различного вида водопользования. Перечень определяемых компонентов для отбора поверхностных вод регламентируется требованиями СанПиН 2.1.5.980-00.

*Мониторинг подземных вод*

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 проектируемых сооружений.* Минимально необходимый для решения поставленных задач состав работ включает наблюдения за изменениями уровня и температуры подземных вод; отбор проб воды из наблюдательных пунктов и обработку полученных результатов.

Со временем, по получении результатов мониторинга, наблюдательная сеть может быть расширена. На каждый последующий год составляется программа работ по ведению мониторинга подземных вод с корректировкой видов и объемов работ.

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.

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

Объектом локального мониторинга *подземных вод* должны являться подземные воды водоносного аллювиального горизонта и водоносного казанского комплекса.

В районе проектирования скважин №№410, 411, 418 ,419, 423 режимно-наблюдательные скважины отсутствуют. На данном участке в качестве наблюдательного пункта рекомендуется использовать колодец (без номера) на юго-восточной части села и водозаборная скважина № 920 на северо-западной окраине с. Боровка.

Колодец эксплуатирует водоносный аллювиальный комплекс, находится по потоку подземных вод от проектируемых скважин и трубопроводов, предусматривается для наблюдений за водами аллювиального комплекса.

Водозаборная скважина № 920 в с. Боровка находится южнее участка предполагаемых работ. Скважина расположена ниже по потоку подземных вод от проектируемых скважин и трубопроводов, что позволит контролировать качество подземных вод водоносного казанского комплекса под влиянием всех потенциальных источников загрязнения.

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

Виды и объемы работ по ведению экологического мониторинга в течение первого года после ввода сооружений в эксплуатацию представлены в таблице 2.8.1.

**Таблица 2.8.1 - Виды и объемы работ по ведению мониторинга экологической среды**

| № водо-пункта | Место отбора | Время отбора | Способ отбора | Объем пробы | Замер статического уровня и температуры |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Атмосферный воздух |
| 1 | с.Боровка | ежеквартально | - | - | нет |
| Почвы |
| 1 | Площадка скважины № 410 | не реже 1 раза в 3 года | пробо-отборник | 1 кг | нет |
| 2 | Площадка скважины № 411 | не реже 1 раза в 3 года | пробо-отборник | 1 кг | нет |
| 3 | Площадка скважины № 418 | не реже 1 раза в 3 года | пробо-отборник | 1 кг | нет |
| 4 | Площадка скважины № 419 | не реже 1 раза в 3 года | пробо-отборник | 1 кг | нет |
| 5 | Площадка скважины № 423 | не реже 1 раза в 3 года | пробо-отборник | 1 кг | нет |
| Подземные воды |
| б/н | Колодец в с. Боровка | ежеквартально | пробо-отборник | 3 л | 1 раз в месяц, в мае – 6 раз в месяц |
| 920 | Водозаборная скважина | ежеквартально | пробо-отборник | 3 л | 1 раз в месяц, в мае – 6 раз в месяц |

## *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 птицезащитными устройствами ПЗУ ВЛ-6 (10) кВ в виде защитных кожухов из полимерных материалов.

# 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

## *Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне*

В соответствии с положениями постановления Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 г. № 804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения», проектируемые сооружения входят в состав АО «Самаранефтегаз» отнесенного к I категории по гражданской обороне.

Территория Сергиевского района, на которой расположены проектируемые сооружения, не отнесена к группе по гражданской обороне.

## *Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне и объектов особой важности по гражданской обороне*

Расстояние до г. Самара отнесенного к категории по ГО составляет 103,55 км.

## *Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки*

В соответствии с приложением А СП 165.1325800.2014 проектируемые сооружения находятся в зоне возможных разрушений при воздействии обычных средств поражения.

В соответствии с п. 3.15 ГОСТ Р 55201-2012 территория на которой располагаются проектируемые сооружения входит в зону светомаскировки.

## *Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции*

Проектируемые сооружения продолжают свою деятельность в военное время и в другое место не перемещаются, являются стационарными объектами, размещенными непосредственно в районе залегания продуктивных пластов. Характер производства работ не предполагает возможности переноса деятельности проектируемых сооружений в военное время в другое место и перепрофилирование их на выпуск иной продукции. Демонтаж оборудования в особый период в короткие сроки технически не осуществим и экономически нецелесообразен.

## *Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности в военное время*

Обслуживание проектируемых сооружений будет осуществляться существующим персоналом бригады ЦДНГ-1 в количестве одного человека, без увеличения численности. Обслуживание выкидного трубопровода осуществляется существующим персоналом ЦЭРТ-1 в количестве одного человека, без увеличения численности. Общая численность явочного персонала на проектируемом объекте в наибольшую смену в мирное время составит 2 человека.

Численность персонала НРС в военное время не меняется и соответствует численности мирного времени. Проектируемые сооружения не относятся к числу производств и служб, обеспечивающих жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности, которые продолжают работу в военное время.

## *Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне*

Требования к огнестойкости зданий и сооружений объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне, СП 165.1325800.2014 не предъявляет.

## *Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий*

Общее руководство гражданской обороной в АО «Самаранефтегаз» осуществляет генеральный директор. Управление гражданской обороной на территории проектируемых сооружений осуществляют начальники ЦДНГ-1, ЦЭРТ-1. Для обеспечения управления гражданской обороной и производством будет использоваться:

* ведомственная сеть связи;
* производственно-технологическая связь;
* телефонная и сотовая связь;
* радиорелейная связь;
* базовые и носимые радиостанции;
* посыльные пешим порядком и на автомобилях.

Для оповещения персонала проектируемых сооружений по сигналам гражданской обороны предусматривается использовать существующую систему оповещения АО «Самаранефтегаз», которая разработана в соответствии с требованиями «Положения о системах оповещения гражданской обороны», введенным в действие совместным Приказом МЧС РФ, Государственного комитета РФ Министерством информационных технологий и связи РФ и Министерством культуры и массовых коммуникаций РФ № 422/90/376 от 25.07.2006 г и систему централизованного оповещения Самарской области и районную систему оповещения Сергиевского муниципального района.

На территории Самарской области информирования населения по сигналам ГО возложено на Главное управление МЧС России по Самарской области и осуществляется через оперативные дежурные смены органов повседневного управления: ФКУ «Центр управления в кризисных ситуациях Главного управления МЧС России по Самарской области» и Единые дежурно-диспетчерские службы муниципальных образований Самарской области.

ГУ МЧС России по Самарской области подается предупредительный сигнал «Внимание! Всем!» и производиться трансляция сигналов оповещения гражданской обороны по средствам сетей телевизионного и радиовещания, электросирен, телефонной сети связи общего пользования, сотовой связи, смс-оповещения, информационно-телекоммуникационной сети «Интернет». При получении сигналов гражданской обороны администрация муниципального района Сергиевский, также начинает транслировать сигналы гражданской обороны.

В ЦИТС АО «Самаранефтегаз» сигналы ГО (распоряжения) и информация поступает от дежурного по администрации Октябрьского района г.о. Самара, оперативного дежурного ЦУКС (ГУ МЧС России по Самарской области), дежурного ЕДДС муниципального района Сергиевский по средствам телефонной связи, электронным сообщением по компьютерной сети.

При получении сигнала ГО (распоряжения) и информации начальником смены ЦИТС АО «Самаранефтегаз» по линии оперативных дежурных ЦУКС (по Самарской области), администрации Октябрьского р-на г.о. Самара, дежурного ЕДДС муниципального района Сергиевский через аппаратуру оповещения или по телефону:

* прослушивает сообщение и записывает его в журнал приема (передачи) сигналов ГО;
* убеждается в достоверности полученного сигнала от источника, сообщившего сигнал по телефону немедленно после получения сигнала.

После подтверждения сигнала ГО (распоряжения) и информации начальник смены ЦИТС информируем генерального директора АО «Самаранефтегаз» или должностное лицо его замещающего и по его указанию осуществляется полное или частичное оповещение персонала рабочей смены производственных объектов Общества.

Оповещение персонала осуществляется оперативным дежурным дежурно-диспетчерской службы (ДДС) по средствам ведомственной сети связи, производственно-технологической связи, телефонной связи, сотовой связи, радиорелейной связи, рассылки электронных сообщений по компьютерной сети, по следующей схеме:

* доведение информации и сигналов ГО по спискам оповещения №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8;
* дежурного диспетчера ЦЛАП-АСФ, дежурного диспетчера ООО «РН-Охрана-Самара», доведение информации и сигналов ГО до дежурного диспетчера ООО «РН-Пожарная безопасность»;
* доведение информации и сигналов ГО диспетчером ЦИТС до генерального директора АО «Самаранефтегаз»;
* доведение информации и сигналов ГО диспетчером РИТС СГМ, до диспетчеров ЦДНГ-1, ЦЭРТ-1;
* доведение информации и сигналов ГО диспетчерами ЦДНГ-1, ЦЭРТ-1 до дежурного оператора ДНС «Боровская»;
* доведение информации и сигналов ГО дежурным оператором ДНС до обслуживающего персонала находящегося на территории проектируемого объекта по средствам радиосвязи и сотовой связи.

Доведение сигналов ГО (распоряжений) и информации в АО «Самаранефтегаз» осуществляется по линии дежурно-диспетчерских служб производственных объектов с использованием каналов телефонной, радиорелейной связи, корпоративной компьютерной сети. Персонал рабочей смены производственных объектов оповещается по объектовым средствам оповещения.

Оповещение обслуживающего персонала находящегося на территории ДНС «Боровская» (место постоянного присутствия персонала) будет осуществляться дежурным оператором ДНС с использованием существующих средств связи.

Оповещение персонала находящегося на территории месторождения осуществляется по средствам сотовой связи. Обслуживающий персонал обеспечен сотовым телефоном c использованием которого он оповещается во время выездов на объект проектирования. Организация сотовой связи осуществляется через существующую сеть оператора GSM/GPRS-связи ПАО «Мегафон».

В АО «Самаранефтегаз» разработаны инструкции и схемы оповещения персонала по сигналам ГО. Обязанности по организации и доведению сигналов ГО до персонала проектируемых сооружений возлагаются на дежурных диспетчеров ЦИТС, РИТС СГМ, ЦДНГ-1, ЦЭРТ-1, дежурного оператора ДНС «Боровская».

## *Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта*

В КТП предусмотрено внутреннее и наружное (у входа в блок-бокс) освещение. На территории проектируемых сооружений постоянный обслуживающий персонал отсутствует, в связи с этим в КТП внутреннее и наружное освещение постоянно отключено. Включение освещения осуществляется только при периодическом обслуживании КТП и ремонтных работах.

Световая маскировка в соответствии с СП 165.1325800.2014 предусматривается в двух режимах: частичного затемнения и ложного освещения. При введении режима частичного (полного) затемнения в момент нахождения обслуживающего персонала на площадке КТП осуществляются следующие мероприятия по светомаскировки:

* в режиме частичного затемнения освещенность в КТПснижается путем выключения рабочего освещения и включением ремонтного освещения. Для ремонтного освещения в КТП предусмотрена установка понижающего трансформатора 220/36 В;
* в режиме ложного освещения производится отключение наружного и внутреннего освещения КТП. Режим ложного освещения вводится по сигналу «Воздушная тревога» и отменяется по сигналу «Отбой воздушной тревоги». Переход с режима частичного затемнения на режим ложного освещения осуществляется не более чем за 3 мин.

## *Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ*

Защищенных от средств нападения противника источников водоснабжения на проектируемых объектах нет. В соответствии с п. 3.9 ВНТП 3-85 на проектируемых сооружениях производственное, противопожарное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не требуется.

## *Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)*

В соответствии с СП 165.1325800.2014, проектируемые сооружения находятся вне зоны возможного радиоактивного загрязнения, в связи с этим введение режимов радиационной защиты на территории проектируемых сооружений не предусматривается.

## *Решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов*

При угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения безаварийная остановка технологического процесса добычи нефти и газа на существующих и проектируемых скважинах, по сигналам ГО проводится диспетчером ЦДНГ-1 путем отключения с АРМ оператора насосного электрооборудования с помощью соответствующих кнопок на щите контроля и управления. После чего оператор контролирует остановку насосного оборудования по соответствующим контрольным лампам на щите контроля и управления. Далее закрывается по месту минимально необходимое количество промежуточных задвижек на трубопроводах для обеспечения минимальной опасности объекта в целом.

## *Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения*

Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемых сооружений, при воздействии по ним современных средств поражения (в том числе от вторичных поражающих факторов) включают:

* размещение технологического оборудования с учетом категории по взрывопожароопасности, с обеспечением необходимых по нормам проходов и с учетом требуемых противопожарных разрывов;
* применение негорючих материалов в качестве теплоизоляции;
* дистанционный контроль и управление объектами из диспетчерского пункта;
* автоматическая защита и блокировка технологического оборудования при возникновении аварийных режимов;
* опорные конструкции эстакад приняты несгораемыми;
* трубопровод укладывается в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;
* заглубление дренажных емкостей;
* подготовка оборудования к безаварийной остановке;
* поддержание в постоянной готовности сил и средства пожаротушения.

## *Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработке техники*

Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработке техники проектной документацией не предусматриваются.

## *Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта*

В соответствии с СП 165.1325800.2014 проектируемые сооружения находятся вне зон возможного радиоактивного загрязнения, возможного химического заражения, в связи с этим мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемых сооружений не предусматриваются.

## *Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала в защитных сооружениях гражданской обороны*

На территории проектируемых сооружений постоянного присутствия персонала не предусмотрено, в связи с этим строительство защитных сооружений для укрытия обслуживающего персонала проектной документацией не предусматривается.

## *Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических средств, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты*

Накопление, хранение и использование имущества гражданской обороны осуществляется в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации «О накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств» от 27.04.2000 г. № 379 и предусматривается Планом ГО АО «Самаранефтегаз». Номенклатура запасов материально-технических, медицинских и иных средств представлена в приложении Б.

## *Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы*

В соответствии с п. 2 «Правил эвакуации населения, материальных и культурных ценностей в безопасные районы», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации № 303 от 22.06.2004 г., мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы проектной документацией не предусматриваются.

## *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 нормальномдавлении составляет ниже 20 0С 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, 0С |
| Выкидной трубопровод от скважины № 410 | водоне­фтяная эмульсия | 234,76 | 4,75 | 1,12 | жидкость | 0,53 | 5 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 411 | водоне­фтяная эмульсия | 291,18 | 4,75 | 1,38 | жидкость | 0,58 | 5 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 418 | водоне­фтяная эмульсия | 433,02 | 4,75 | 2,06 | жидкость | 0,74 | 5 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 419 | водоне­фтяная эмульсия | 262,07 | 4,75 | 1,24 | жидкость | 0,57 | 5 |
| Выкидной трубопровод от скважины №  423 | водоне­фтяная эмульсия | 362,19 | 4,75 | 1,72 | жидкость | 0,70 | 5 |
| Нефтегазо­сборный трубопровод | водоне­фтяная эмульсия | 22,76 | 7,91 | 0,18 | жидкость | 0,31 | 5 |
| Итого опасного вещества на объекте, т | 7,7 |

Физико-химические свойства пластовой, разгазированной нефти и газа однократного разгазированияприведены в таблице 2.9.2.

**Таблица 2.9.2**

| Наименование | А4 |
| --- | --- |
| Пластовая нефть |
| Давление насыщения, МПа | 2,51 |
| Вязкость, мПа·с | 81,41 |
| Плотность, т/м3 | Нет данных |
| Газосодержание, м3/т | 10,74 |
| Газовый фактор при дифференциальномразгазировании, м3/т | 12,74 |
| Разгазированная нефть |
| Плотность, т/м3 | 0,910 |
| Вязкость, мПа·с | 157,63 |
| Температура застывания, ºС | -17 |
| Весовое содержание, %: |  |
|  - смол | 12,34 |
| - парафинов | 3,68 |
|  - асфальтенов | 5,84 |
|  - серы | 3,38 |
| Молекулярная масса | 294,5 |
| Газ однократногоразгазирования |
| Относительный удельный вес | 1,281 |
| Мольное содержание в газе, %: |  |
|  - сероводорода | 0,67 |
|  - азота | 17,25 |
|  - метана | 16,66 |

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти, газа однократного разгазирования приведен в таблице 2.9.3.

**Таблица 2.9.3**

| Наименование компонента | Значение |
| --- | --- |
| А4 Боровского месторождения |
| Нефть пластовая, % мольн | Нефть разгазированная, % мольн | Газ однократногоразгазирования, % мольн |
| Сероводород | 0,02 | 0,02 | 0,67 |
| Углекислый газ | 0,04 | 0,01 | 0,77 |
| Азот | 2,48 | - | 17,25 |
| Метан | 1,90 | - | 16,66 |
| Этан | 2,88 | 0,03 | 21,47 |
| Пропан | 6,02 | 0,48 | 26,11 |
| Изобутан | 1,05 | 3,12 | 2,81 |
| Н.бутан | 4,57 | 0,91 | 8,4 |
| Изопентан | 2,38 | 3,87 | 2,00 |
| Н.пентан | 2,69 | 2,53 | 1,91 |
| Гексан | 6,08 | 2,94 | 1,46 |
| Гептан | 5,17 | 6,82 | 0,44 |
| Октан | - | 5,94 | - |
| Остаток С8+В | 64,72 | 73,33 | 0,05 |

Характеристика применяемых в технологическом процессе веществ представлена в таблице 2.9.4.

**Таблица 2.9.4**

| Наименование вещества | Группа горючести | Температура, ºС | Нижний концентра­ционный предел распространения пламени (%) | Температурный предел распространения пламени ºС |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| вспышки | воспла­менения | самовос­пламенения | 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÷1040 кг/м3, начало кипения около 20 ºС. Сырые нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя всевозрастающий гомотермический слой, температура прогретого слоя 130÷160 ºС, температура пламени 1100 ºС.

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.

Присутствие сероводорода в газе усиливает токсичный эффект газа. Сероводород – яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. При легких отравлениях сероводород вызывает головную боль, слезоточение, насморк, боль в глазах. При содержании сероводорода в воздухе 100 мг/м3 и выше могут развиться почти мгновенно судороги и потеря сознания, которые оканчиваются быстрой смертью от остановки дыхания, а иногда и от паралича. Если пострадавшего быстро вывести на свежий воздух, возможно быстрое восстановление дыхания.

Ингибитор коррозии – легковоспламеняющаяся темно-коричневая жидкость. Плотность 864 кг/м3, температура начала кипения 80 ºС.

## *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. Трассы выкидных трубопроводов имеют подземное пересечение с существующим нефтепроводом, нефтегазосборный трубопровод врезается в существующий нефтепровод. На расстоянии 2,13 км от площадки скважины № 410 и на расстоянии 1,85 км от площадки скважины № 418, проходит автодорога направлением «Сергиевск-Боровка». На расстоянии 3,97 км от площадки скважины № 423 проходит автодорога направлением «Сергиевск-Челно-Вершины».

## *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*

Климатическая характеристика составлена по материалам многолетних наблюдений согласно Научно-прикладному справочнику, а также данным Росгидромета.

*Температура воздуха* в среднем за год составляет 4,1 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 20,3 ºС), самым холодным - январь (минус 12,7 ºС).Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 37 оС, абсолютный минимум – минус 46 оС – по данным метеостанции Клявлино. По схематической карте климатического районирования район работ относится к зоне I B.

*Влажность воздуха* характеризуется, прежде всего, количеством водяного пара, содержащегося в атмосфере (упругость водяного пара), и степенью насыщения воздуха водяным паром (относительная влажность). Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца составляет 84%, наиболее теплого месяца – 66%. В годовом ходе минимальные значения упругости (парциального давления) водяного пара наблюдается в январе (2,3 гПа), максимальные – в июле (14,4 гПа).

*Осадков* в среднем за год выпадает 462 мм. Среднемесячный максимум наблюдается в июне-июле и равен 54 мм, минимум 24 мм – в феврале. Наименьшая продолжительность осадков приходится на теплый период, когда наблюдаются, в основном, ливневые дожди.

Гололедно-изморозиевые явления в той или иной мере наблюдаются ежегодно в период от конца октября до начала апреля. Основными гололедообразующими потоками являются ветры южных румбов и в меньшей степени северо-западных направлений. Толщина стенки гололеда для проводов диаметром 10 мм, возможная один раз в пять лет, составляет 5,7 мм. Среднее число дней с гололедом в год 20, с изморозью 45. Один раз в год возможно опасное гололедно-изморозиевое отложение (диаметр отложений на проводах 20 мм и более, для сложного отложения и налипания мокрого снега – 35 мм и более). Из неблагоприятных метеорологических явлений отмечаются метели, туманы и грозы.

Среднее число дней с метелью составляет 15, с туманами 26.Грозовая деятельность наиболее развита в теплый период года с мая по август. Среднее число дней с грозой в год 26. Наибольшая продолжительность гроз наблюдается в июле. Средняя продолжительность грозы в день составляет 2 часа.

Ветер на территории преобладает южного направления (20 % случаев). Средняя годовая скорость ветра равна 3,6 м/с. Наиболее сильные ветра отмечаются в зимний период. Максимальная скорость ветра зафиксирована в феврале и составляет 30 м/с.По карте районирования территории по давлению ветра район работ относится к третьей зоне.

Снег появляется чаще всего во второй декаде октября (16 октября), но он обычно долго не держится и тает. Средняя дата образования устойчивого снегового покрова приходится на 10 ноября. Максимальной мощности снеговой покров достигает во второй декаде февраля. В конце марта начинается таяние, уплотнение снега и, как следствие, уменьшение высоты. Окончательно снежный покров разрушается во второй декаде апреля (средняя дата 16 апреля). Согласно СП 20.13330.2016 исследуемая территория по весу снегового покрова относится к IV району S = 2,4 кПа, по толщине стенки гололеда III район b=10 мм, по давлению ветра относится к III району, w0=0,38 кПа.

Нормативная глубина сезонного промерзания соответствует следующим значениям:

* суглинки и глины – 1,52 м;
* супеси, пески пылеватые и мелкие – 1,86 м;
* пески от средних до гравелистых – 1,99 м;
* крупнообломочные грунты – 2,25 м.

По схематической карте климатического районирования район работ относится к зоне I B. Из опасных метеорологических явлений (взяты по ближайшей к району изысканий метеостанции в с. Серноводск) здесь один раза в год возможны сильные метели (продолжительностью 12 часов и более при скорости ветра 15 м/с и более).

По шкале интенсивности землетрясений MSK-64 СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» рассматриваемая территория относится к районам с сейсмической опасностью в 6 баллов при 1 % повторяемости в течение 50 лет. Расчетная сейсмичность проектируемого участка по карте В составляет менее 6 баллов. Грунты участка относятся ко II-ой (суглинок тугопластичный) и к III-ей (суглинок мягкопластичный) категориям по сейсмичности. Согласно СП 115.13330.2016 землетрясения на данной территории относятся к категории опасных.

### *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 приложение № 5 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, с проливом АХОВ в зоне химического воздействия вторичным облаком аммиака и хлора может оказаться обслуживающий персонал, временно находящийся на территории площадок скважин или по трассе нефтепроводов.

Ближайшие населенные пункты к проектируемым сооружениям (п. Глубокий, с. Боровка, с. Красноярка, с. Екатериновка, с. Серноводск) расположены за пределами расчетных зон возможного теплового, ударного, токсического воздействия при авариях на проектируемых сооружениях.

## *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 2.9.5.

Таблица 2.9.5

| Наименование сооружения | Номер сценария аварии | Наименование поражающего фактора | Вероятность реализации сценария аварии, год-1 | Индивиду-альный риск, год-1 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Площадка устья скважины № 410  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 4,95×10-7 | 4,98×10-9 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,90×10-7 | 1,91×10-9 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 2,85×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 1,50×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 6,02×10-7 | 4,61×10-10 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 5,68×10-7 | 4,34×10-10 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 1,60×10-5 | 5,28×10-7 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 410  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 1,81×10-5 | 1,06×10-10 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 6,97×10-6 | 4,09×10-11 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 1,05×10-5 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 5,52×10-5 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 2,21×10-5 | 1,15×10-11 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 2,08×10-5 | 1,08×10-11 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 5,86×10-4 | 7,04×10-9 |
| Площадка устья скважины № 411 | сценарий № 1 | тепловое поражение | 4,95×10-7 | 4,71×10-9 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,90×10-7 | 1,81×10-9 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 2,85×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 1,50×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 6,02×10-7 | 4,59×10-10 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 5,68×10-7 | 4,32×10-10 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 1,60×10-5 | 5,28×10-7 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 411  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 2,36×10-5 | 1,47×10-10 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 9,05×10-6 | 5,66×10-11 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 1,36×10-5 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 7,16×10-5 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 2,87×10-5 | 1,35×10-11 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 2,70×10-5 | 1,27×10-11 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 7,62×10-4 | 9,14×10-9 |
| Площадка устья скважины № 418  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 4,95×10-7 | 4,76×10-9 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,90×10-7 | 1,83×10-9 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 2,85×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 1,50×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 6,02×10-7 | 4,45×10-10 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 5,68×10-7 | 4,19×10-10 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 1,60×10-5 | 5,28×10-7 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 418  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 2,19×10-5 | 1,39×10-10 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 8,42×10-6 | 5,32×10-11 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 1,26×10-5 | 3,84×10-11 |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 6,67×10-5 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 2,67×10-5 | 1,16×10-11 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 2,51×10-5 | 1,09×10-11 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 7,09×10-4 | 8,51×10-9 |
| Площадка устья скважины № 419  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 4,95×10-7 | 4,90×10-9 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,90×10-7 | 1,88×10-9 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 2,85×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 1,50×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 6,02×10-7 | 4,63×10-10 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 5,68×10-7 | 4,37×10-10 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 1,60×10-5 | 5,28×10-7 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 419  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 2,09×10-5 | 1,27×10-10 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 8,01×10-6 | 4,88×10-11 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 1,20×10-5 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 6,34×10-5 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 2,54×10-5 | 1,20×10-11 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 2,39×10-5 | 1,14×10-11 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 6,74×10-4 | 8,09×10-9 |
| Площадка устья скважины № 423  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 4,95×10-7 | 4,91×10-9 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,90×10-7 | 1,88×10-9 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 2,85×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 1,50×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 6,02×10-7 | 4,45×10-10 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 5,68×10-7 | 4,19×10-10 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 1,60×10-5 | 5,28×10-7 |
| Выкидной трубопровод от скважины № 423  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 3,02×10-5 | 2,07×10-10 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 1,16×10-5 | 7,96×10-11 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 1,74×10-5 | 6,24×10-11 |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\* | 9,19×10-5 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 3,68×10-5 | 1,64×10-11 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 3,47×10-5 | 1,54×10-11 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 9,77×10-4 | 1,17×10-8 |
| Нефтегазос­борный трубопровод  | сценарий № 1 | тепловое поражение | 8,19×10-7 | 4,65×10-12 |
| сценарий № 2 | тепловое поражение | 3,15×10-7 | 1,78×10-12 |
| сценарий № 3 | ударная волна | 4,72×10-7 | - |
| сценарий № 4 | загрязнение окружающей среды\*  | 2,49×10-6 | - |
| сценарий № 5 | тепловое поражение | 2,03×10-6 | 2,05×10-12 |
| сценарий № 6 | тепловое поражение | 1,92×10-6 | 1,93×10-12 |
| сценарий № 7 | токсическое поражение  | 5,40×10-5 | 6,48×10-10 |

**\*** в рабочей среде оборудования присутствует сероводород. Однако по причине того, что в результате данной аварии в атмосферу попадет малое количество опасного вещества (менее 0,1 кг) и, как следствие, зоны поражения незначительны, вероятность причинения вреда жизни и здоровью людей принимается равной нулю, ОПФ – «загрязнение окружающей среды».

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.

## ***Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте***

### *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;
* автоматическое отключение электродвигателей погружных насосов при отклонениях давления выше и ниже допустимых значений;
* 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;
* материальное исполнение выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода принято из стали повышенной коррозионной стойкости;
* рабочее давление выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода принято давление 3,5 МПа с учетом возможного повышения давления из-за парафиноотложения (уменьшения пропускной способности трубы), расчетное давление выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода принято давление 4,0 МПа;
* установка опознавательных знаков по трассе трубопроводов;
* категорирование трубопроводов и их участков в зависимости от назначения;
* контроль физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков трубопроводов, в том числе радиографическим методом 100 % соединений трубопроводов категории С, В;
* промывка и очистка внутренней полости трубопровода по окончании строительно-монтажных работ;
* расчет трубопровода на прочность, испытание трубопровода на прочность и герметичность;
* для периодической пропарки выкидных трубопроводов на устье каждой скважины на выкидной линии предусмотрен штуцер;
* контроль ультразвуковым или радиографическим методом 20 % сварных стыков реагентопроводов;
* испытание реагентопроводов на прочность и плотность, а также реагентопроводы подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность;
* для защиты выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода от внутренней коррозии предусматривается:
* применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КП360;
* периодическая подача в выкидные трубопроводы ингибитора коррозии;
* применение устройства контроля скорости коррозии на выкидных трубопроводах, нефтегазосборном трубопроводе;
* для защиты от почвенной коррозии предусматривается:
* строительство выкидных трубопроводов из труб покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;
* покрытие поверхности трубопровода и отводов гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, выполненным в заводских условиях;
* покрытие сварных стыков трубопроводов комплектами термоусаживающихся манжет;
* антикоррозионная изоляция сварных стыков выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода термоусаживающимися манжетами;
* антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов.
* покрытие в зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок антикоррозионной изоляцией усиленного типа на высоту 0,3 м;
* для защиты от почвенной коррозии наружная поверхность дренажных трубопроводов покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа;
* защита от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры и металлоконструкций;
* 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;
* вокруг скважин 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;
* установка обратного клапана и запорной арматуры на подключаемом трубопроводе в точке подключения к существующему сборному нефтепроводу;
* реагентопроводы прокладываются надземно на опорах в футлярах диаметром и толщиной стенки 108х5 мм из стали 10 гр. Впо ГОСТ 10704-91, длиной по 7 м каждый футляр;
* установка электроконтактного манометра (ЭКМ) для осуществления функции противоаварийной защиты на выкидных линиях скважин, по уставкам ЭКМ (мин., макс) обеспечено прямое (релейное) отключение насоса ЭЦН;
* автоматизация технологического процесса, обеспечивающая дистанционное управление и контроль за процессами из диспетчерского пункта;
* оснащение воздушниками и сигнализаторами верхнего уровня дренажных емкостей;
* сбор проливов с приустьевых площадок скважин в подземные емкости;
* глубина заложения трубопроводов в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

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 аварийных ситуаций предусматриваются в плане ликвидации (локализации) аварий.

### *Решения по обеспечению взрывопожаробезопасности*

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

* 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;
* взрывозащищенное исполнение вентиляционного оборудования в технологическом блоке ИУ;
* 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 вентиляция 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 размещзенных 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;
* 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 подземную дренажную 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.

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 таблице 2.9.6.

Таблица 2.9.6

| Наименование здания, сооружения | Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ(ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002) | Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны по № ФЗ-123 (ПУЭ) | Категория пожарной и взрывопожар ной опасности по СП 12.13130-2009 |
| --- | --- | --- | --- |
| Устья нефтяных скважин | IIА-Т3 | 2 класс (В-1г) | АН |
| Емкости производственно-дождевых стоков (с воздушником) | IIА-Т3 | 2 класс (В-1г) | АН |
| Емкости дренажные (с воздушником) | IIА-Т3 | 2 класс (В-1г) | АН |
| СУДР | IIА-Т2 | 2 класс (В-1а) | АН |
| Станции управления | - | П-III | ВН |
| Шкафы КИПиА | - | П-III | ВН |
| КТП: | - | - | В |
| - трансформаторный отсек | - | П-I | В1 |
| - отсек РУНН | - | П-IIа | В3 |
| - отсек РУВН | - | П-IIа | В4 |
| Технологический блок ИУ | - | - | А |
| - помещение технологический блок | IIА-Т3 | 2 класс (В-1а) | А |
| Блок контроля и управления ИУ | - | - | Д |
| - помещение блока контроля и управления | - | П-IIа | В4 |

Степень огнестойкости зданий, сооружений, класс функциональной, конструктивной пожарной опасности и класс пожарной опасности строительных конструкций приведены в таблице 2.9.7.

**Таблица 2.9.7**

| Наименование здания | Степень огнестойкости | Класс функциональной пожарной опасности | Класс пожарной опасности строительных конструкций | Класс конструктивной пожарной опасности |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| КТП  | IV | Ф5.1 | К0 | С0 |
| Технологический блок ИУ | IV | Ф5.1 | К0 | С0 |
| Блок контроля и управления ИУ | IV | Ф5.1 | К0 | С0 |

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-175 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 довзрывоопасной концентрации (ДВК) от 20% НПВ. Превышение уровня до взрывоопасной концентрации (ДВК) от 20 % НПВ контролируется стационарным датчиком контроля до взрывоопасной концентрации (ДВК). Информация о превышении довзрывоопасной концентрации на площадках устьев скважин 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) «Суходол», построенной на базе SCADA «Телескоп+». Нефтяные скважины №№ 423, 419, 418, 411, 410, станции управления, комплектные трансформаторные подстанции, ИУ являются объектами телемеханизации.

На площадке проектируемой ИУ, площадках скважин №№ 423, 419, 418, 411, 410 организуются отдельные КП телемеханики (с абонентскими номерами в АСДУ) на базе терминальных контроллеров. Вся информация от объектов автоматизации, расположенных в районе нефтяных скважин и ИУ 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 «Суходол» по средствам GPRS/GSM модема.

Технические средства автоматизации нефтяной скважины № 423 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;
* 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 довзрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
* местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
* местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
* контроль и местную звуковую сигнализацию максимального уровня в дренажной емкости;
* 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;
* телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.
* 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);
* телесигнализацию состояния дозировочных насосов НД1, НД2 – Отключен;
* телесигнализацию минимального давления в трубопроводе подачи реагента;
* телесигнализацию несанкционированного доступа в СУДР;
* телесигнализацию минимального уровня в емкости реагента;
* телесигнализацию пожара в СУДР.

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);
* измерение давления нефти в узле нефтегазосборного трубопровода от проектируемой ИУ к существующему трубопроводу;
* телесигнализацию исчезновения основного питания в шкафу КИПиА, устанавливаемом в блоке контроля и управления;
* телесигнализацию о пожаре в КТП;
* телесигнализацию о неисправности охранно – пожарной сигнализации в КТП;
* телесигнализацию открытия входной двери в КТП;
* телеизмерение электроэнергии в КТП по интерфейсу RS-485.

В дренажной емкости для проектируемой ИУ 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 скважины № 419 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;
* 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 довзрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
* местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
* местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
* контроль и местную звуковую сигнализацию максимального уровня в дренажной емкости;
* 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;
* телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.
* 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);
* телесигнализацию состояния дозировочных насосов НД1, НД2 – Отключен;
* телесигнализацию минимального давления в трубопроводе подачи реагента;
* телесигнализацию несанкционированного доступа в СУДР;
* телесигнализацию минимального уровня в емкости реагента;
* телесигнализацию пожара в СУДР.

Технические средства автоматизации скважины № 418 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;
* 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 довзрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
* местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
* местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
* контроль и местную звуковую сигнализацию максимального уровня в дренажной емкости;
* 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;
* телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.
* 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);
* телесигнализацию состояния дозировочных насосов НД1, НД2 – Отключен;
* телесигнализацию минимального давления в трубопроводе подачи реагента;
* телесигнализацию несанкционированного доступа в СУДР;
* телесигнализацию минимального уровня в емкости реагента;
* телесигнализацию пожара в СУДР.

Технические средства автоматизации скважины № 411 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;
* 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 довзрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
* местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
* местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
* контроль и местную звуковую сигнализацию максимального уровня в дренажной емкости;
* 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;
* телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.
* 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);
* телесигнализацию состояния дозировочных насосов НД1, НД2 – Отключен;
* телесигнализацию минимального давления в трубопроводе подачи реагента;
* телесигнализацию несанкционированного доступа в СУДР;
* телесигнализацию минимального уровня в емкости реагента;
* телесигнализацию пожара в СУДР;

Технические средства автоматизации скважины № 410 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;
* 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 довзрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
* телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
* местную звуковую и световую предупредительную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ и более) на площадке скважины;
* местную звуковую и световую аварийную сигнализацию превышения уровня довзрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ и более) на площадке скважины;
* контроль и местную звуковую сигнализацию максимального уровня в дренажной емкости;
* 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;
* телеизмерение электроэнергии в КТП на скважине по интерфейсу RS-485.
* 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);
* телесигнализацию состояния дозировочных насосов НД1, НД2 – Отключен;
* телесигнализацию минимального давления в трубопроводе подачи реагента;
* телесигнализацию несанкционированного доступа в СУДР;
* телесигнализацию минимального уровня в емкости реагента;
* телесигнализацию пожара в СУДР.

Технические средства автоматизации подстанции трансформаторной комплектной обеспечивают автоматизацию в объеме, определяемом проектными решениями и требованиями МУК ЕТТ № П4-06 М-0087, версия 1.0. Передача информации от КТП (телесигнализация пожара; телесигнализация несанкционированного доступа, телесигнализация неисправности ОПС) осуществляется на терминальный контроллер. Контроллер осуществляет преобразование информации, поступающей от КТП и передачу обработанной информации в ЦСОИ «Суходол» по средствам GPRS/GSM модема, предусмотренного маркой СС.

Технические средства автоматизации станций управления обеспечивают автоматизацию в объеме, определяемом проектными решениями и требованиями МУК ЕТТ № П1-01.05 М-0005, версия 6.0, в том числе отключение насосов скважин при повышении и падении линейного давления на устье скважины и сигналы аварии.

### *Сведения по мониторингу опасных природных процессов и явлений*

Предупреждение о возможных ЧС природного характера (сильные морозы, сильные снегопады, сильные осадки, грозы) предусматривается получать по системе оповещения диспетчером ЦИТС АО «Самаранефтегаз» от соответствующих территориальных управлений, проводящих мониторинг опасных природных процессов.

## 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:

* обучение персонала порядку и правилам поведения в условиях возникновения аварий с АХОВ;
* контроль за содержанием в воздухе опасных веществ переносными газоанализаторами;
* применение индивидуальных средств защиты;
* прогнозирование зон действия поражающих факторов возможных аварий;
* своевременное оповещение обслуживающего персонала об авариях с АХОВ;
* 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 2.9.8.

Таблица 2.9.8

| Наименование природного процесса, опасного природного явления | Мероприятия по инженерной защите |
| --- | --- |
| Сильный ветер | Строительство проектируемого объекта ведется с учетом района по ветровым нагрузкам. Подземная прокладка трубопровода. Закрепление опор под технологическое оборудование и молниеотводы в сверленых 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 земле на глубине 0,7 м, в металлорукаве по кабельным конструкциям, в водогазопроводных трубах в штрабе и открыто с креплением водогазопроводных труб к металлоконструкциям.На ВЛ приняты железобетонные опоры. Длины пролетов между опорами в проекте приняты в соответствии с работой ОАО РАО «ЕЭС России» ОАО «РОСЭП» (шифр 25.0038). 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». |
| Сильный ливень, подтопление | Производственно-дождевые сточные воды с приустьевых площадок скважин отводятся в подземную емкость производственно-дождевых стоков. С территории отвод поверхностных вод осуществляется по естественному и спланированному рельефу в сторону естественного понижения за пределы площадок. Выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод выполнены из труб покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, покрытие поверхностей трубопроводов и отводов гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, покрытие сварных стыков трубопроводов комплектами термоусаживающихся манжет, антикоррозионная изоляция сварных стыков выкидных трубопроводов, нефтегазосборного трубопровода термоусаживающимися манжетами. В зоне перехода надземных участков трубопровода в подземные, надземные участки покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа.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. Подземные строительные железобетонные конструкции, их боковые поверхности обмазываются горячим битумом БН70/30 за два раза по битумной грунтовке. Стойки ВЛ покрываются битумной мастикой в два слоя, по битумной грунтовке в комлевой части на длину 3 м. Все металлические конструкции, детали, находящиеся в грунте, защищены от коррозии системой лакокрасочного покрытия. В качестве мер от всплытия дренажной емкости предусмотренпригруз из ФБС 24.6.6-Т. |
| Сильный снег | 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. |
| Сильный мороз | Подземная прокладка трубопроводов. Отопление шкафа КИПиА, блоков ИУ электрическим обогревателем. 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.  |
| 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 площадок устьев скважин 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) емкости производственно-дождевых стоков и дренажной емкости предусматривается установка отдельно стоящих молниеотводов.Корпуса приборов, устанавливаемых на трубопроводах, аппаратах и стойках, все электрооборудование, металлическую броню кабелей, водогазопроводные трубы для защиты электропроводок в начале и конце электрических трасс присоединить к контуру защитного заземления. Заземление проводящих экранов и оболочек кабелей оборудования, расположенного во взрывоопасных зонах. |
| Пучение грунтов | Для обратной засыпки, подсыпок применять непучинистый, глинистый, грунт, уплотнение производить отдельными слоями, толщиной не более 200 мм с достижением плотности сухого грунта не менее 1,7 т/м3. |

## *Решения по созданию на проектируемом объекте запасовматериальных 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 противофонтанная военизированная часть» (ФГУ АСФ «СВПФВЧ») на выполнение комплекса услуг по противофонтанному и газоспасательному обслуживанию объектов нефтедобычи: профилактическая работа по обеспечению противофонтанной и газовой безопасности на объектах нефтегазодобычи, работы по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов, проведение аварийно-технических работ в газовзрывоопасной 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.

## *Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной устойчивости радиосвязи и проводной связи при ЧС и их ликвидации*

Строительство пунктов управления производственным процессом проектной документацией не предусматривается. Централизованный контроль за работой проектируемых сооружений предусматривается осуществлять из диспетчерского пункта ЦСОИ «Суходол». Диспетчерский пункт, в котором расположен пульт управления, расположен вне зоны действия поражающих факторов при авариях на проектируемых сооружениях.

В связи с вышеизложенным, специальных мероприятий по защите операторной, как пункта управления производственным процессом, от негативных последствий аварийных ситуаций в проектной документации не предусматривается.

## *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.

**Приложения**