



**Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственная фирма
«Нефтетехпроект»**

Заказчик – АО «Самараинвестнефть»

**Проект планировки территории. Основная (утверждаемая) часть
проекта планировки территории в границах сельского
поселения Сергиевск, Сергиевского района Самарской области
для проектирования и строительства объекта:
«Обустройство Михайловского нефтяного месторождения»**

048/18 - ППТ

Том 1.

Самара, 2019



Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственная фирма
«Нефтехпроект»

Заказчик – АО «Самараинвестнефть»

Проект планировки территории. Основная (утверждаемая) часть
проекта планировки территории в границах сельского
поселения Сергиевск, Сергиевского района Самарской области
для проектирования и строительства объекта:
«Обустройство Михайловского нефтяного месторождения»

048/18 - ППТ

Том 1.

Зам. директора по инженерным изысканиям



В.Д. Бабкин

Главный инженер проекта






Д.В. Щаев

Самара, 2019

Инв. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Список исполнителей

Исполнители:

Начальник отдела инженерных изысканий	 _____ (подпись, дата)	25.03.2019г.	В.В. Костылев
Руководитель камеральной группы	 _____ (подпись, дата)	25.03.2019г.	А.В. Уварова
Ведущий инженер	 _____ (подпись, дата)	25.03.2019г.	Д.Н. Пыrkova
Ведущий инженер	 _____ (подпись, дата)	25.03.2019г.	Т.А. Майорова
Главный специалист по землеустройству	 _____ (подпись, дата)	25.03.2019г.	А.В. Спорыш

Основная (утверждаемая) часть проекта планировки

Раздел 1. Проект планировки территории. Графическая часть

Чертеж проектируемых красных линий	Лист 1
Чертеж проектируемых красных линий	Лист 2
Чертеж проектируемых красных линий	Лист 3
Чертеж проектируемых красных линий	Лист 4
Чертеж проектируемых красных линий	Лист 5
Чертеж проектируемых красных линий	Лист 6
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 7
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 8
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 9
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 10
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 11
Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов	Лист 12

2. Раздел 2 "Положение о размещении линейных объектов"	10
2.1 Наименование, основные характеристики (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность, грузонапряженность, интенсивность движения) и назначение планируемых для размещения линейных объектов;	10
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;	20
2.4 Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов;	20
2.5 Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения:	20
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;	27
2.7 Информация о необходимости осуществления мероприятий по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов;	27
2.8 Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды;	30
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;	31

Дополнительный документ приложен в начале отчета:

Постановление Администрации сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области от 13.07.2018 г. № 35 «О подготовке проекта планировки территории и проекта межевания территории объекта: «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области.

Администрация
сельского поселения
Сергиевск
муниципального района
Сергиевский
Самарской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

«13» июля 2018 г.

№35

О подготовке проекта планировки территории и проекта межевания территории объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области

Рассмотрев предложение Общества с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Нефтехпроект» о подготовке проекта планировки территории и проекта межевания территории, в соответствии со статьей 45 и 46 Градостроительного кодекса Российской Федерации, Администрация сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Подготовить проект планировки территории и проект межевания территории объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в отношении территории, находящейся в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области, в кадастровых кварталах 63:31:0404003, 63:31:0404001, 63:31:0402002, 63:31:0404002 и 63:31:0403004 (схема расположения прилагается), с целью выделения элементов планировочной структуры, установления параметров планируемого развития элементов планировочной структуры, зон планируемого размещения вышеуказанного объекта, а также определения границ земельных участков, предназначенных для размещения объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в срок до 12 августа 2018 года.

В указанный в настоящем пункте срок Обществу с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Нефтехпроект» обеспечить представление в администрацию сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области подготовленный проект планировки территории и проект межевания территории объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения».

2. Установить срок подачи физическими и (или) юридическими лицами предложений, касающихся порядка, сроков подготовки и содержания документации по планировке территории, указанной в пункте 1 настоящего Постановления, до 25.07.2018 г.

3. Постановление Администрации сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области №29 от 15.05.2018 г. «О подготовке проекта планировки территории и проекта межевания территории объекта «Обустройство скважин №6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69 Михайловского месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области» признать утратившим силу.

4. Опубликовать настоящее постановление в газете «Сергиевский вестник».

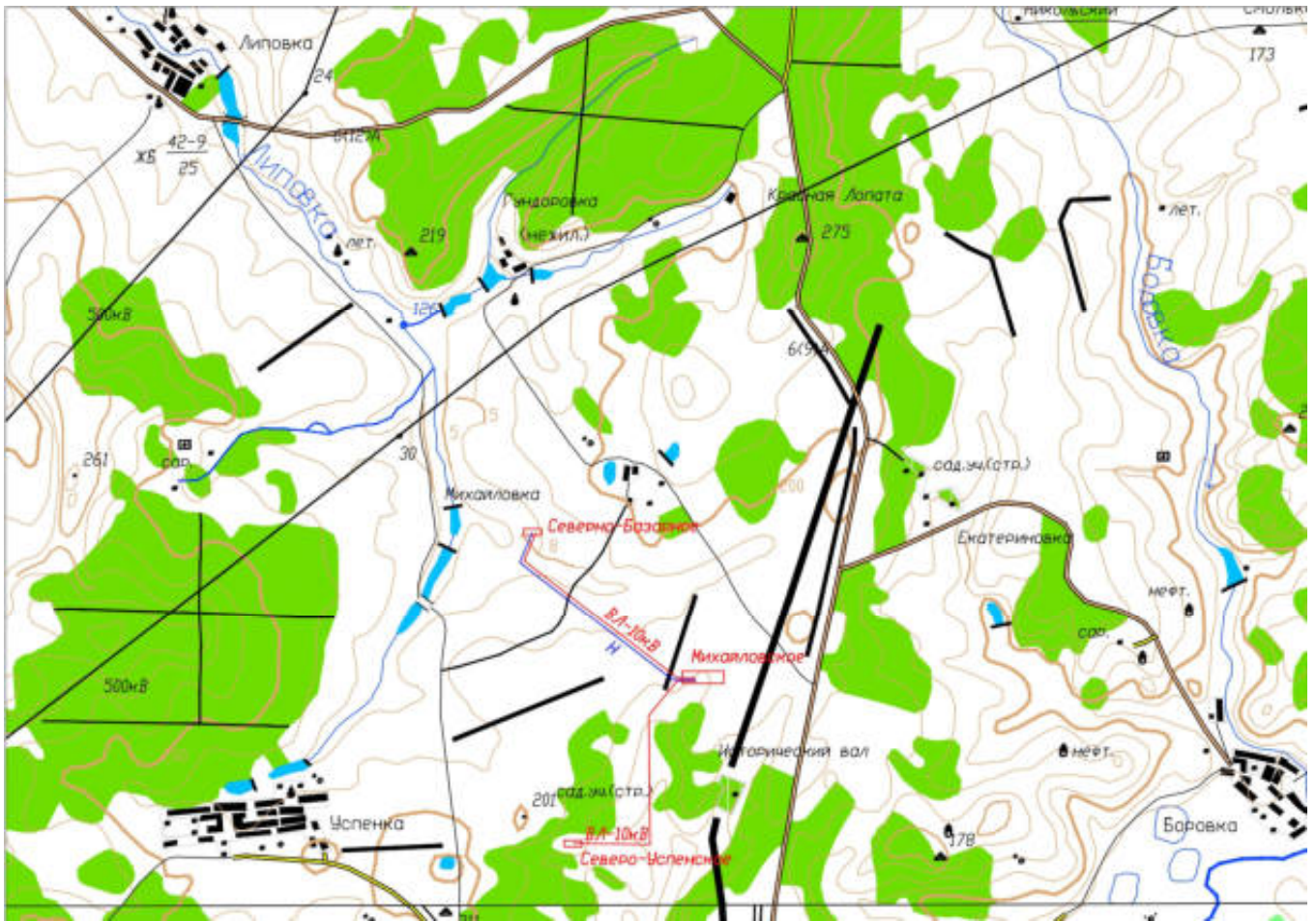
5. Настоящее Постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.

6. Контроль за выполнением настоящего постановления оставляю за собой.

И.о. Главы сельского поселения Сергиевск
муниципального района Сергиевский



Д.В. Слезин



2. Раздел 2 "Положение о размещении линейных объектов"

2.1 Наименование, основные характеристики (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность, грузонапряженность, интенсивность движения) и назначение планируемых для размещения линейных объектов;

Данный проект подготовлен в целях планировки территории по объекту «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области разработан в 2019 г. специалистами отдела инженерных изысканий ООО НПФ «Нефтетехпроект» на основании:

- договора № 048/18, заключенного АО «Самараинвестнефть»;
- технического задания на выполнение работ по разработке и утверждению проекта по планировке и межеванию территории по объекту: «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области;
- постановление Администрации сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области от 13.07.2018 г. № 35 «О подготовке проекта планировки территории и проекта межевания территории объекта: «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения» в границах сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области.

Проектируемый объект «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения», относится к опасному производственному объекту согласно п.1 приложения 1 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 07.03.2017 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Основными пожаровзрывоопасными веществами, обращающимися на проектируемом объекте, являются нефть и попутный нефтяной газ.

На основании п.3 приложения 2 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 07.03.2017 г.) предполагаемый класс опасности для проектируемого объекта - IV (наличие сероводорода в нефти менее 1%).

На основании п.1 приложения 2 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 07.03.2017 г.) предполагаемый класс опасности для проектируемого объекта - IV. Точный класс опасности будет установлен объекту в момент его регистрации в государственном реестре Ростехнадзора.

В состав сооружений на площадке обустройства скважины входят:

- приустьевая площадка;
- станок-качалка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под передвижные мостки;

- КТП;
- технологические трубопроводы с соединительными деталями, запорной и регулирующей арматурой;
- емкость производственно-дождевых стоков;
- молниеотвод.

Добыча продукции проектируемых скважин предполагается двумя вариантами:

- УЭЦН;
- ШГН.

Поднятая на поверхность продукция скважин №№6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 избыточным давлением, по выкидным трубопроводам $\varnothing 89 \times 6,0$ мм поступает на проектируемую автоматизированную замерную установку АГЗУ, где происходит измерение дебитов скважины.

После замера на АГЗУ продукция скважин по проектируемому трубопроводу $\varnothing 159 \times 6,0$ мм поступает в существующий узел запорной арматуры УЗ-1 в районе АГЗУ Северо-Базарского месторождения.

Камеры пуска и приема СОД

Для периодического запуска в нефтесборный трубопровод средств очистки и диагностики при очистке нефтесборного трубопровода от грязепарафиноотложений в районе площадки проектируемой АГЗУ предусматривается устройство запуска средств очистки и диагностики нефтепровода $\varnothing 159 \times 6,0$ мм в блочном исполнении III-УПП-1-150-4,0-У1 по ТУ 3689-003-50265270-01.

Для приема очистных устройств при очистке трубопровода от грязепарафиноотложений в районе существующего узла запорной арматуры предусматривается камера приема средств очистки и диагностики нефтепровода $\varnothing 159 \times 6,0$ мм в блочном исполнении III-УПП-2-150-4,0-У1 по ТУ 3689-003-50265270-01.

Дренажная емкость

Подземная дренажная емкость ЕД-1 объемом $V=8 \text{ м}^3$ предназначена для приема дренажа с проектируемых АГЗУ и камер пуска СОД.

Прием дренажа с камеры приема СОД осуществляется в существующую емкость ЕД-2 объемом $V=5 \text{ м}^3$.

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР»

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Е-400-14» предназначена для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти, массы сепарированной безводной нефти и объема свободного нефтяного газа, а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа.

Установки включают в себя технологический, аппаратный блоки и элементы системы жизнеобеспечения.

Промысловые трубопроводы

К промышленным трубопроводам относятся:

- выкидные трубопроводы от границ обвалования площадок до проектируемой АГЗУ;
- нефтесборный трубопровод от проектируемой АГЗУ-1 до существующего узла запорной арматуры УЗ-1.

Выкидные трубопроводы от скважин №№6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 предназначены для транспорта продукции скважин от устья скважины до проектируемой АГЗУ. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 выкидные трубопроводы от скважин относятся к:

- III классу в зависимости от рабочего давления;
- III классу в зависимости от диаметра;
- категории Н2 в зависимости от их назначения.

Нефтесборный трубопровод от АГЗУ до существующего узла запорной арматуры УЗ-1 предназначен для транспорта продукции скважин. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 нефтесборный трубопровод относится к:

- III классу в зависимости от рабочего давления;
- III классу в зависимости от диаметра;
- категории Н2 в зависимости от его назначения.

В соответствии с ГОСТ 55990-2014 транспортируемый по трубопроводу продукт относится к 7 категории.

Рабочее (нормативное) давление выкидных трубопроводов принято равным 4,0 МПа.

Для промышленных трубопроводов проектом предусматривается применение стальных бесшовных труб из стали 20В по ГОСТ 8732-78.

Для защиты проектируемых выкидных трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб из стали 20В по ГОСТ 8732-78;
- подача в затрубное пространство скважин и в выкидные трубопроводы ингибитора коррозии от установок дозирования реагента.

Для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность подземных трубопроводов покрыть изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Конструкция изоляции подземных трубопроводов:

- грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – 1 слой;

- лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63 мм – 1 слой;
- защитный слой – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63 мм – 1 слой.

Для защиты надземных стальных трубопроводов и металлоконструкций от атмосферной коррозии необходимо:

- наружную поверхность трубопроводов и арматуры очистить от продуктов коррозии, обезжирить, покрыть грунтовкой ХС-010 (ГОСТ 9355-81) – 1 слой и эмалью ХВ-125 (ГОСТ 10144-89*) – 2 слоя. Степень очистки «четвертая» по ГОСТ 9.402-2004;

- металлоконструкции очистить от продуктов коррозии и обезжирить согласно СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии», покрыть эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) – 2 слоя по грунтовке ГФ-0119 (ГОСТ 23343-78).

Для мониторинга коррозии выкидных трубопроводов установлены зонды LPR, которые предназначены для использования в качестве датчика измерения параметров коррозии методом линейной поляризации трубопроводов.

Проектируемый нефтесборный трубопровод от АГЗУ пересекает ручей.

Строительство перехода через ручей на ПК28+6,7 предусматривается подземно, методом ННБ.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 категория участка промышленного трубопровода при пересечении водных преград принята С.

Величина заглубления нефтепровода принята, согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Переход предусмотрен в одностичном исполнении без резервных ниток.

Для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем на обоих концах перехода трубопровода через ручей установлена запорная арматура. Запорная арматура размещается на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10% обеспеченности и не менее чем на 0,2 м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

Электроснабжение

Категория электроснабжения данного объекта - вторая.

Проектные решения приняты в соответствии с техническим заданием на проектирование объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения».

Для электроснабжения проектируемых нагрузок данного объекта данным проектом предусматриваются:

– для электроснабжения площадок скважин №№60, 61, 62, 63, АГЗУ, УДЭ предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 «Сергиевская» фидер «СРГ-16» до КТП-1 (КТП(ВК)-250/10/0,4кВ);

– для электроснабжения площадки скважины №6 предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от опоры № 213 в районе Северно-Базарного месторождения до проектируемой КТП-2 (КТП(ВК)-63/10/0,4кВ) (АО «Самараинвестнефть»). Пункт питания ПС 110/10 кВ «Красносельская», ячейка 13 фидера 10 кВ «КР-19»;

– для электроснабжения площадок скважин №№64, 65, 66, 67 предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 «Сергиевская» фидер «СРГ-16» КТП-3

– (КТП(ВК)-250/10/0,4кВ)

– комплексная система заземления и молниезащиты.

Электроснабжение площадок скважин №№ 6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 рассматривается в 2-х вариантах проектных решений:

– вариант 1 – с применением на проектируемой скважине погружной насосной установки типа ЭЦН;

– вариант 2 – с применением на проектируемой скважине погружной насосной установки типа «станок-качалка» с применением насосов типа ШГН (СКДР-10).

По надежности электроснабжения нагрузки вспомогательного эл. оборудования инженерного обеспечения относятся к II категории, приборы КИПиА – к I категории, с использованием источников бесперебойного питания.

Промышленная КТП-1 типа КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадок скважин №№ 60, 61, 62, 63 Михайловского месторождения и площадки АГЗУ. В проектируемой КТП применяется силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 250 кВА. Схема соединения обмоток трансформаторов – Y/Y0.

Промышленная КТП-2 типа КТП(ВК)-63/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадки скважины №6 Михайловского месторождения. В проектируемой КТП применён силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 63 кВА. Схема соединения обмоток трансформатора – Y /Y0.

Промышленная КТП-3 типа КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадок скважин №№ 64, 65, 66, 67 Михайловского месторождения. В проектируемой КТП применён силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 250 кВА. Схема соединения обмоток трансформатора – Y /Y0.

Резервными источниками электроснабжения при двух проектируемых вариантах электроснабжения с насосом ШГН и с насосом УЭЦН являются передвижные ДЭС ЭД 250-Т400, мощностью 250 кВт.

Проектируемые КТП(ВК)-63/10/0,4 кВ и КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ запитаны по третьей категории электроснабжения. В случае аварийной ситуации в качестве резервирования электроснабжения используются передвижные ДЭС ЭД 250-Т400, мощностью 250 кВт. Проектируемые ДЭС в каждом из проектируемых вариантов находятся на балансе заказчика. В каждом из двух вариантов электроснабжения переключение нагрузок с основного источника питания на резервный выполняется при помощи перекидного рубильника марки ВР 32-37 А8 (I_{ном}=630 А) и автоматического выключателя ВА 57-35 (I_{ном}=400 А). Место установки рубильника - в РУНН 0,4 кВ проектируемых КТП(ВК)-63/10/0,4кВ и КТП(ВК)-250/10/0,4кВ. Не допускается работа ДЭС на холостом ходу более 10 мин.

Способ прокладки кабелей по проектируемой площадке выполняется кабельными линиями, проложенными в траншее на глубине 0,7 м. При прокладке кабеля в земле, пересекая внутриплощадочные дороги – способ прокладки в стальных водогазопроводных трубах, либо двустенных трубах ПНД на глубине 1,0 м.

Силовые кабели до 1кВ приняты с медными токопроводящими жилами марки ВБбШвнг(А) – для прокладки в траншее. Основные рабочие и резервные кабели 0,4кВ при прокладке разделены между собой перегородкой. Кабели выбраны с учетом нагрузок, рассчитаны по току короткого замыкания и проверены по потерям напряжения в сети.

Проектом предусматривается:

– строительство ВЛ-10 кВ от опоры № 213 в районе Северно-Базарного месторождения до проектируемой КТП-2 (АО «Самараинвестнефть»). Пункт питания ПС 110/10 кВ «Красносельская», ячейка 13 фидера 10 кВ «КР-19». для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5, С-112-1;

– строительство ВЛ-10 кВ от Северно-Успенского месторождения до КТП-1 (в районе площадок скважин №№60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5, СВ-16,4-12.

– строительство ВЛ-10 кВ от проектируемой опоры № 1/109 до проектируемой КТП-3, для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-1 типа КТП(ВК)-250/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 5116 м.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-2 типа КТП(ВК)-63/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 3497 м.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-3 типа КТП(ВК)-250/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 141,69 м.

Проектируемая ВЛ-10кВ пересекает ручей (ПК2 + 10).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ-10 кВ используются защитные устройства ПЗУ ВЛ-10 кВ, в виде защитных кожухов из полимерных материалов.

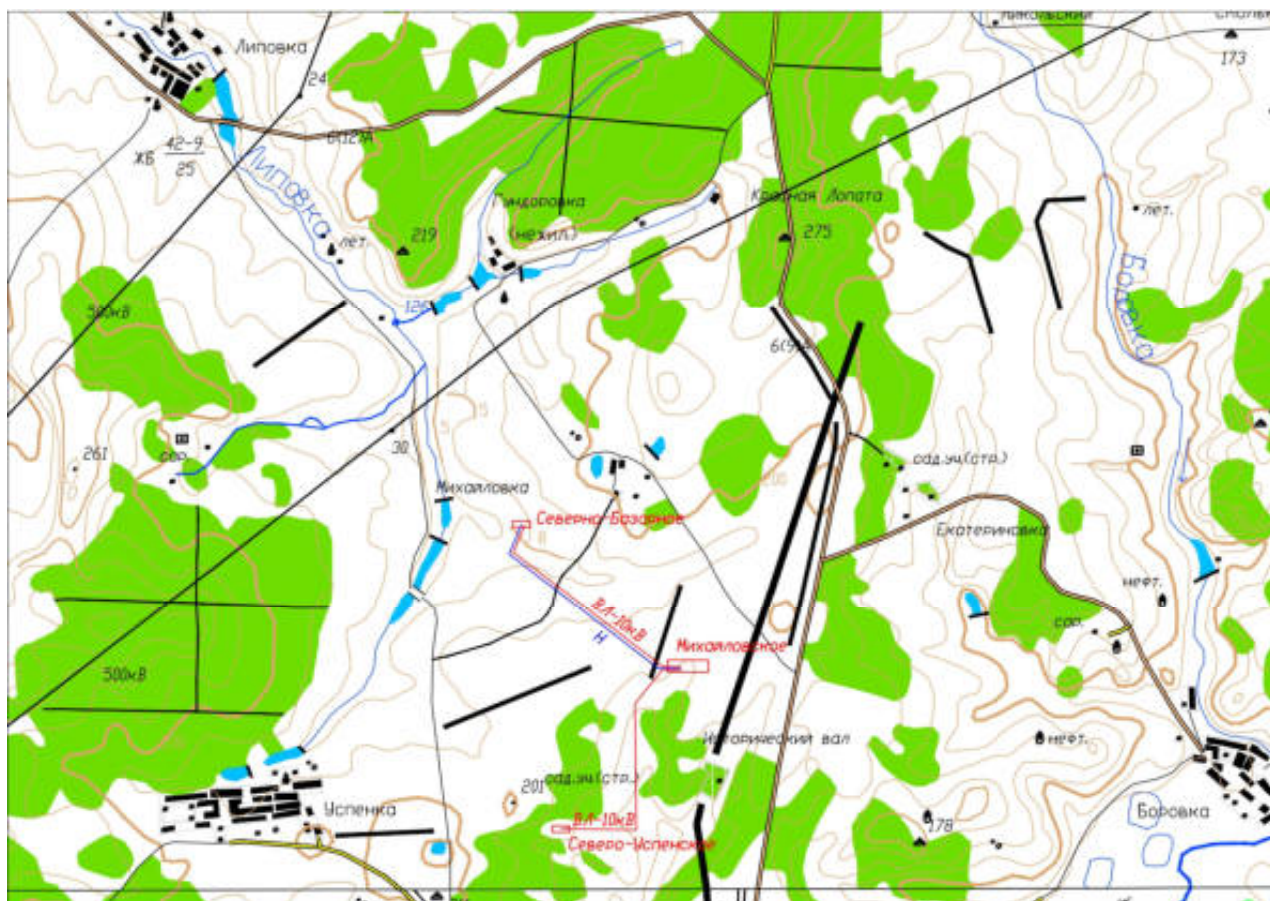
На проектируемой ВЛ-10 кВ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ-10 кВ» на стойках СВ 110-5.

Оперативно-технический учет потребляемой электроэнергии проектируемых нагрузок осуществляется трехфазным, активно/реактивным, многофункциональным электронным счетчиком марки «ПСЧ-4ТМ.05МК», с включение через трансформаторы тока. Прибор учёта устанавливается по стороне напряжения 0,4 кВ в РУНН 0,4 кВ проектируемых КТП-10/0,4кВ, поставляется в составе проектируемого электрооборудования.

Стационарное наружное прожекторное освещение на площадке скважин не предусматривается. Для безопасности эксплуатации объекта и при проведении ремонтных работ на данном объекте обслуживающим персоналом предполагается использование переносных взрывозащищенных фонарей и светильников.

Ситуационная схема расположения объектов представлена на рисунке 2.1.

Рисунок 2.1 – Ситуационная схема



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

В административном отношении изыскиваемый объект расположен в Сергиевском районе Самарской области. Ближайшими населенными пунктами являются: Успенка, Михайловка.

Районный центр Сергиевск находится в 6,4 км к юго-юго-западу от района работ.

Дорожная сеть в районе проектируемых работ развита достаточно.

Расположение ближайших населенных пунктов относительно проектируемых сооружений представлено на графическом приложении 2.2.

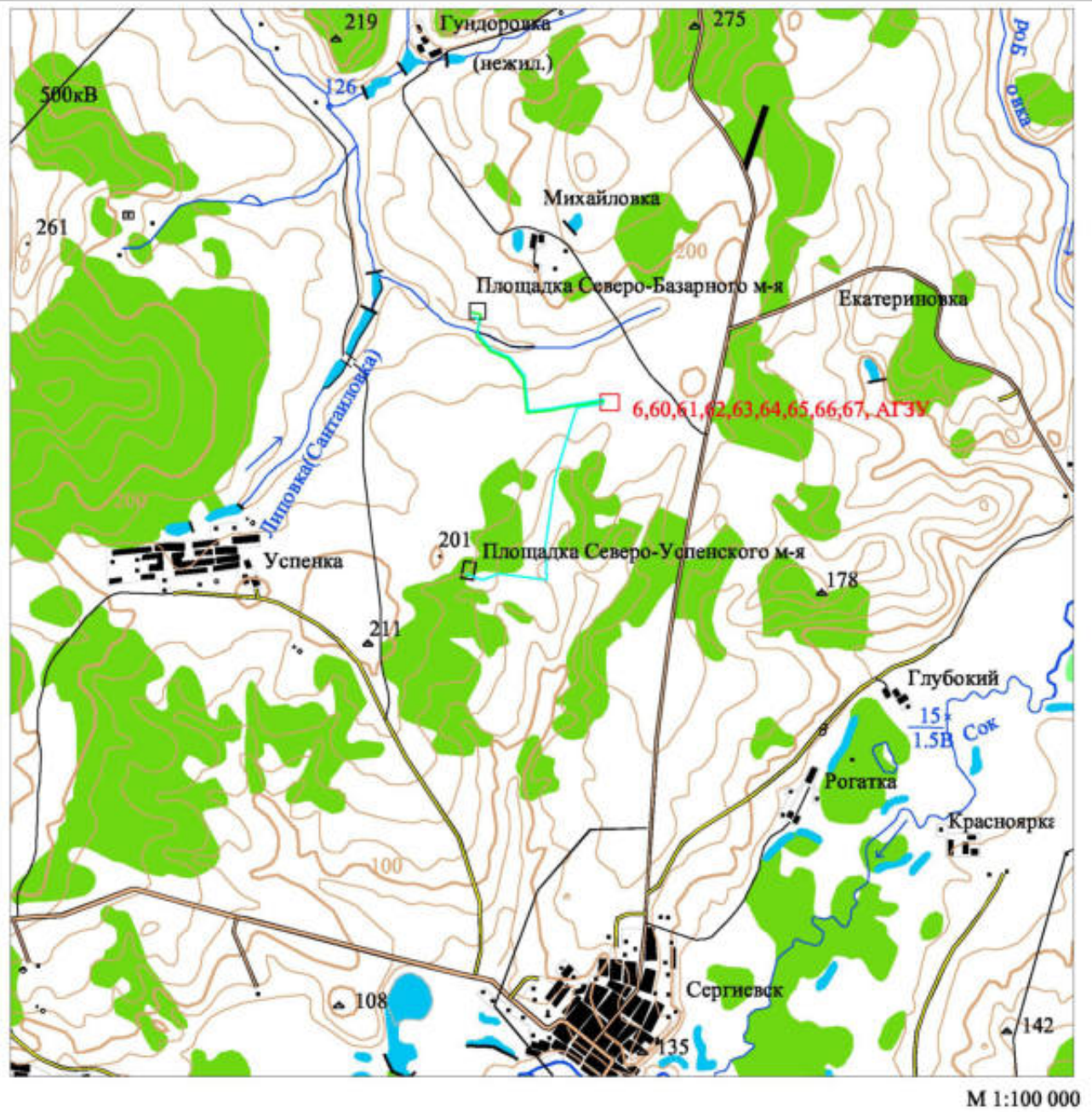
Район работ в физико-географическом отношении принадлежит к лесостепной зоне Высокого Заволжья, расчлененной глубокими долинами рек. Рельеф носит холмистый характер. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах 150-210 м.

Гидрографическая сеть представлена р. Сок с притоками, оврагами и балками, пересекающими правый склон ее долины, а также р. Кондурчой с притоками, оврагами и балками, пересекающими левый склон ее долины.





Основной почвенный фон – типичные и выщелоченные черноземы и серые лесные почвы. Почвообразующие породы – глины и тяжелые суглинки. Лесные массивы чередуются с участками безлесной, травянистой степи. В настоящее время степи почти полностью распаханы. В лесных массивах преобладают осина, дуб, береза.

Основное занятие населения - сельское хозяйство, животноводство. Сельхозпроизводители специализируются на производстве зерна, мяса, молока и сахарной свеклы. В промышленности основное значение имеют отрасли по переработке сельскохозяйственного сырья, производству строительных материалов из местного сырья и ремонту сельскохозяйственной техники. Часть населения работает на нефтяных месторождениях.

Ситуационная карта района работ представлена на рис. 2.2.



Условные обозначения

-  Проектируемые площадные объекты
-  Трасса нефтесборного трубопровода
-  Трасса ВЛ-10 кВ
-  Существующие площадные объекты

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

Каталог координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейного объекта: «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения»

Номер	X	Y	Расстояние	Угол	Направление
1	478095,672	2241012,313	526,78	87°42'48''	1-2
2	478116,690	2241538,675	994,68	96°8'28''	2-3
3	478010,281	2242527,644	1841,73	1°29'16''	3-4
4	479851,391	2242575,464	1093,2	18°40'57''	4-5
5	480886,986	2242925,644	366,63	83°6'57''	5-6
6	480930,930	2243289,633	1227,77	264°23'52''	6-7
7	480811,075	2242067,731	568,13	356°6'57''	7-8
8	481377,902	2242029,248	404,22	323°6'57''	8-9
9	481701,215	2241786,639	279,11	293°6'57''	9-10
10	481810,793	2241529,936	356,44	314°6'57''	10-11
11	482058,915	2241274,037	185,1	359°6'58''	11-12
12	482243,996	2241271,182	217,33	14°6'41''	12-13
13	482454,763	2241324,168	150,87	278°6'57''	13-14
14	482476,062	2241174,810	4383,4	182°7'28''	14-1

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

Данным проектом планировки не предусмотрен перенос (переустройство) зон размещения линейных объектов из зон планируемого размещения линейных объектов.

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

Проектом планировки территории устанавливаются следующие параметры разрешенного строительства объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в границах зон их планируемого размещения:

Камеры пуска и приема СОД

Для периодического запуска в нефтесборный трубопровод средств очистки и диагностики при очистке нефтесборного трубопровода от грязепарафиноотложений в районе площадки проектируемой АГЗУ предусматривается устройство запуска средств очистки и диагностики нефтепровода Ø159х6,0 мм в блочном исполнении III-УПП-1-150-4,0-У1 по ТУ 3689-003-50265270-01.

Для приема очистных устройств при очистке трубопровода от грязепарафиноотложений в районе существующего узла запорной арматуры предусматривается камера приема средств очистки и диагностики нефтепровода $\varnothing 159 \times 6,0$ мм в блочном исполнении III-УПП-2-150-4,0-У1 по ТУ 3689-003-50265270-01.

Дренажная емкость

Подземная дренажная емкость ЕД-1 объемом $V=8 \text{ м}^3$ предназначена для приема дренажа с проектируемых АГЗУ и камер пуска СОД.

Прием дренажа с камеры приема СОД осуществляется в существующую емкость ЕД-2 объемом $V=5 \text{ м}^3$.

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР»

Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Е-400-14» предназначена для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти, массы сепарированной безводной нефти и объема свободного нефтяного газа, а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода нефтяного газа.

Установка включает в себя технологический, аппаратный блоки и элементы системы жизнеобеспечения.

Промысловые трубопроводы

К промышленным трубопроводам относятся:

- выкидные трубопроводы от границ обвалования площадок до проектируемой АГЗУ;
- нефтесборный трубопровод от проектируемой АГЗУ-1 до существующего узла запорной арматуры УЗ-1.

Выкидные трубопроводы от скважин №№6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 предназначены для транспорта продукции скважин от устья скважины до проектируемой АГЗУ. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 выкидные трубопроводы от скважин относятся к:

- III классу в зависимости от рабочего давления;
- III классу в зависимости от диаметра;
- категории Н2 в зависимости от их назначения.

Нефтесборный трубопровод от АГЗУ до существующего узла запорной арматуры УЗ-1 предназначен для транспорта продукции скважин. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 нефтесборный трубопровод относится к:

- III классу в зависимости от рабочего давления;
- III классу в зависимости от диаметра;

– категории Н2 в зависимости от его назначения.

В соответствии с ГОСТ 55990-2014 транспортируемый по трубопроводу продукт относится к 7 категории.

Рабочее (нормативное) давление выкидных трубопроводов принято равным 4,0 МПа.

Для промысловых трубопроводов проектом предусматривается применение стальных бесшовных труб из стали 20В по ГОСТ 8732-78.

Для защиты проектируемых выкидных трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

применение труб из стали 20В по ГОСТ 8732-78;

подача в затрубное пространство скважин и в выкидные трубопроводы ингибитора коррозии от установок дозирования реагента.

Для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность подземных трубопроводов покрыть изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Конструкция изоляции подземных трубопроводов:

– грунтовка «Праймер П-НК-50» по ТУ 5775-001-01297859-95 – 1 слой;

– лента полиэтиленовая «Полилен» по ТУ 2245-003-01297859-99 толщиной 0,63 мм – 1 слой;

– защитный слой – лента «Полилен-ОБ» по ТУ 2245-004-01297859-99 толщиной 0,63 мм – 1 слой.

Для защиты надземных стальных трубопроводов и металлоконструкций от атмосферной коррозии необходимо:

– наружную поверхность трубопроводов и арматуры очистить от продуктов коррозии, обезжирить, покрыть грунтовкой ХС-010 (ГОСТ 9355-81) – 1 слой и эмалью ХВ-125 (ГОСТ 10144-89*) – 2 слоя. Степень очистки «четвертая» по ГОСТ 9.402-2004;

– металлоконструкции очистить от продуктов коррозии и обезжирить согласно СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии», покрыть эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) – 2 слоя по грунтовке ГФ-0119 (ГОСТ 23343-78).

Для мониторинга коррозии выкидных трубопроводов установлены зонды LPR, которые предназначены для использования в качестве датчика измерения параметров коррозии методом линейной поляризации трубопроводов.

Проектируемый нефтесборный трубопровод от АГЗУ пересекает ручей.

Строительство перехода через ручей на ПК28+6,7 предусматривается подземно, методом ННБ.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 категория участка промышленного трубопровода при пересечении водных преград принята С.

Величина заглупления нефтепровода принята, согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Переход предусмотрен в однниточном исполнении без резервных ниток.

Для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем на обоих концах перехода трубопровода через ручей установлена запорная арматура. Запорная арматура размещается на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10% обеспеченности и не менее чем на 0,2 м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

Электроснабжение

Категория электроснабжения данного объекта - вторая.

Проектные решения приняты в соответствии с техническим заданием на проектирование объекта «Обустройство Михайловского нефтяного месторождения».

Для электроснабжения проектируемых нагрузок данного объекта данным проектом предусматриваются:

– для электроснабжения площадок скважин №№60, 61, 62, 63, АГЗУ, УДЭ предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 «Сергиевская» фидер «СРГ-16» до КТП-1 (КТП(ВК)-250/10/0,4кВ);

– для электроснабжения площадки скважины №6 предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от опоры № 213 в районе Северно-Базарного месторождения до проектируемой КТП-2 (КТП(ВК)-63/10/0,4кВ) (АО «Самараинвестнефть»). Пункт питания ПС 110/10 кВ «Красносельская», ячейка 13 фидера 10 кВ «КР-19»;

– для электроснабжения площадок скважин №№64, 65, 66, 67 предусматривается строительство ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 «Сергиевская» фидер «СРГ-16» КТП-3

– (КТП(ВК)-250/10/0,4кВ)

– комплексная система заземления и молниезащиты.

Электроснабжение площадок скважин №№ 6, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67 рассматривается в 2-х вариантах проектных решений:

– вариант 1 – с применением на проектируемой скважине погружной насосной установки типа ЭЦН;

– вариант 2 – с применением на проектируемой скважине погружной насосной установки типа «станок-качалка» с применением насосов типа ШГН (СКДР-10).

По надежности электроснабжения нагрузки вспомогательного эл. оборудования инженерного обеспечения относятся к II категории, приборы КИПиА – к I категории, с использованием источников бесперебойного питания.

Промышленная КТП-1 типа КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадок скважин №№ 60, 61, 62, 63 Михайловского месторождения и площадки АГЗУ. В проектируемой КТП применяется силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 250 кВА. Схема соединения обмоток трансформаторов – Y/Y0.

Промышленная КТП-2 типа КТП(ВК)-63/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадки скважины №6 Михайловского месторождения. В проектируемой КТП применён силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 63 кВА. Схема соединения обмоток трансформатора – Y /Y0.

Промышленная КТП-3 типа КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ является основным источником электроснабжения площадок скважин №№ 64, 65, 66, 67 Михайловского месторождения. В проектируемой КТП применён силовой трансформатор марки ТМГ мощностью 250 кВА. Схема соединения обмоток трансформатора – Y /Y0.

Резервными источниками электроснабжения при двух проектируемых вариантах электроснабжения с насосом ШГН и с насосом УЭЦН являются передвижные ДЭС ЭД 250-Т400, мощностью 250 кВт.

Проектируемые КТП(ВК)-63/10/0,4 кВ и КТП(ВК)-250/10/0,4 кВ запитаны по третьей категории электроснабжения. В случае аварийной ситуации в качестве резервирования электроснабжения используются передвижные ДЭС ЭД 250-Т400, мощностью 250 кВт. Проектируемые ДЭС в каждом из проектируемых вариантов находятся на балансе заказчика. В каждом из двух вариантов электроснабжения переключение нагрузок с основного источника питания на резервный выполняется при помощи перекидного рубильника марки ВР 32-37 А8 (Iном=630 А) и автоматического выключателя ВА 57-35 (Iном=400 А). Место установки рубильника - в РУНН 0,4 кВ проектируемых КТП(ВК)-63/10/0,4кВ и КТП(ВК)-250/10/0,4кВ. Не допускается работа ДЭС на холостом ходу более 10 мин.

Способ прокладки кабелей по проектируемой площадке выполняется кабельными линиями, проложенными в траншее на глубине 0,7 м. При прокладке кабеля в земле, пересекая внутриплощадочные дороги – способ прокладки в стальных водогазопроводных трубах, либо двустенных трубах ПНД на глубине 1,0 м.

Силовые кабели до 1кВ приняты с медными токопроводящими жилами марки ВБбШвнг(А) – для прокладки в траншее. Основные рабочие и резервные кабели 0,4кВ при

прокладке разделены между собой перегородкой. Кабели выбраны с учетом нагрузок, рассчитаны по току короткого замыкания и проверены по потерям напряжения в сети.

Проектом предусматривается:

– строительство ВЛ-10 кВ от опоры № 213 в районе Северно-Базарного месторождения до проектируемой КТП-2 (АО «Самараинвестнефть»). Пункт питания ПС 110/10 кВ «Красносельская», ячейка 13 фидера 10 кВ «КР-19». для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5, С-112-1;

– строительство ВЛ-10 кВ от Северно-Успенского месторождения до КТП-1 (в районе площадок скважин №№60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5, СВ-16,4-12.

– строительство ВЛ-10 кВ от проектируемой опоры № 1/109 до проектируемой КТП-3, для электроснабжения технологических нагрузок объекта «Обустройство Михайловского месторождения применён провод СИП-3 и стойки СВ-110-5, СВ-105-5.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-1 типа КТП(ВК)-250/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 5116 м.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-2 типа КТП(ВК)-63/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 3497 м.

Протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ от отпайки до проектируемой КТП-3 типа КТП(ВК)-250/10/0,4кВ на данном объекте составляет – 141,69 м.

Проектируемая ВЛ-10кВ пересекает ручей (ПК2 + 10).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ-10 кВ используются защитные устройства ПЗУ ВЛ-10 кВ, в виде защитных кожухов из полимерных материалов.

На проектируемой ВЛ-10 кВ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ-10 кВ» на стойках СВ 110-5.

Оперативно-технический учет потребляемой электроэнергии проектируемых нагрузок осуществляется трехфазным, активно/реактивным, многофункциональным электронным счетчиком марки «ПСЧ-4ТМ.05МК», с включение через трансформаторы тока. Прибор учёта устанавливается по стороне напряжения 0,4 кВ в РУНН 0,4 кВ проектируемых КТП-10/0,4кВ, поставляется в составе проектируемого электрооборудования.

Стационарное наружное прожекторное освещение на площадке скважин не предусматривается. Для безопасности эксплуатации объекта и при проведении ремонтных работ на данном объекте обслуживающим персоналом предполагается использование переносных взрывозащищенных фонарей и светильников.

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

а) предельное количество этажей и (или) предельная высота объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов, в данном проекте не предусмотрено, в связи с тем, что проект имеет подземное расположение;

б) максимальный процент застройки каждой зоны планируемого размещения объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов, определяемый как отношение площади зоны планируемого размещения объекта капитального строительства, входящего в состав линейного объекта, которая может быть застроена, ко всей площади этой зоны не установлена, согласно нормативного документа.

«Внесение изменений в правила землепользования и застройки сельского поселения Сергиевск муниципального района Сергиевский Самарской области от 10.04.2018 г. № 10» утвержденного Решением Собрании представителей сельского поселения Сергиевский муниципального района Сергиевский Самарской области № 30 от «27» декабря 2013 года.,

в) минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения объектов капитального строительства, которые входят в состав линейных объектов и за пределами которых запрещено строительство таких объектов, в границах каждой зоны планируемого размещения объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов в данном проекте не предусмотрены;

г) требования к архитектурным решениям объектов капитального строительства, входящих в состав линейных объектов, в границах каждой зоны планируемого размещения таких объектов, расположенной в границах территории исторического поселения федерального или регионального значения, с указанием, в данном проекте не предъявляются, в связи с тем, что проект имеет подземное расположение;

д) требования к цветовому решению внешнего облика таких объектов; требования к объемно-пространственным, требования к строительным материалам, определяющим внешний облик таких объектов; архитектурно-стилистическим и иным характеристикам таких объектов, влияющим на их внешний облик и (или) на композицию, а также на силуэт застройки исторического поселения, в данном проекте не предъявляются, в связи с тем, что проект имеет подземное расположение.

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;

Необходимость 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 отсутствует ввиду того, что в рамках данного проекта планировки территории отсутствуют сохраняемые существующие, а также планируемые к строительству объекты капитального строительства.

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

Согласно письму Министерства культуры Самарской области проведены археологические исследования земельного участка, подлежащего хозяйственному освоению в связи с проектированием и размещением объекта.

На данном земельном участке объектов культурного наследия, включенных в Единый государственный реестр объектов культурного наследия Российской Федерации, а так же выявленных объектов культурного наследия не имеется.

По результатам археологического обследования вышеуказанного земельного участка объектов, обладающих признаками объектов культурного наследия с точки зрения археологии, не обнаружено.

При обнаружении на обследованном земельном участке, после начала строительства объектов, обладающих признаками объектов историко-культурного (археологического) наследия, не выявленных в процессе проведения научно-исследовательских археологических работ, необходимо приостановить проведение земляных (строительных) работ, и сообщить об этом в 2-х дневный срок государственному органу охраны объектов историко-культурного (археологического) наследия.

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», размер санитарно-защитной зоны для промышленных объектов по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов, относящихся к III классу, составляет ориентировочно 300 м.

В пределах указанной санитарно-защитной зоны не размещается жилой застройки, территорий садоводческих товариществ, дачных и садоводческих участков, коттеджной застройки, курортных, спортивных, образовательных, детских и лечебных учреждений.

Выбранное место размещения объекта в наибольшей степени соответствуют всем требованиям норм и правил, обеспечивающих благоприятное воздействие объекта на окружающую природную среду и население района, а также предупреждение возможных экологических и иных последствий.

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к рациональному использованию земель и запасов полезных ископаемых и недопущению загрязнения водоемов, почв и атмосферного воздуха.

Рациональное использование и охрана земель обеспечиваются следующими мероприятиями:

- размещение площадок и коммуникаций, по возможности, на малоценных и непригодных для сельского и лесного хозяйства землях;
- прокладкой коммуникаций в существующих коридорах с минимально допустимыми расстояниями между ними;
- рекультивацией нарушенных при строительстве земель.

Земельные участки под объекты строительства и демонтажа отводятся во временное и постоянное пользование.

Размеры отвода земель определены исходя из технологической целесообразности, в соответствии с требованиями нормативных документов и разработанной рабочей документацией.

Сводная ведомость земельных участков, подлежащих отводу, дана в Приложении Б.

Отвод земель в долгосрочную аренду предусмотрен под следующие сооружения:

- Опознавательные знаки на углах поворота по трассе проектируемого нефтепровода 10шт x 1,0 м² – 10м²;
- Узеллинейнойарматуры 2шт - 54м²;
- Площадка под кус скважин №№ 60, 61, 62, 63, 6, 64, 65, 66, 67 с полным комплексом сооружений– 27966м²;
- Узел приема СОД– 41 м² ;

- Узел задвижек (узел дополнительных работ)– 120 м² ;
- Опоры Вл (одностоичные159шт х 4 м², двухстоичные8 шт х 13 м², трехстоичные21шт х 27 м²)-1307м²;
- Трасса проектируемой ВЛ-23396м²;
- Площадки КИП 14шт-14м².

Всего по объекту предстоит отвести в долгосрочную аренду земельные участки общей площадью 52908м².

Отвод земель в краткосрочную аренду предусмотрен под:

- Трасса проектируемого нефтепровода– 105091м²;
- Трасса проектируемой ВЛ-43943м²;
- Монтажная площадка забуривания-16184м²;
- Временная площадка под бытовки строителей, складирования – 5000 м².

Всего по объекту предстоит отвести в краткосрочную аренду земельные участки общей площадью 170218м².

Ширина полосы отвода определена согласно нормативным документам, из условия технологии производства работ, рельефа местности в целях нанесения минимального ущерба и снижения затрат, связанных с краткосрочной арендой земли.

Размеры земельных участков, ширина полос земель для строительства трубопровода приняты в соответствии с СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин», согласно акту выбора земельных участков и по существующим схемам размещения объектов.

Ширина полосы отвода определена из условия технологии производства работ, рельефа местности в целях нанесения минимального ущерба и снижения затрат, связанных с краткосрочной арендой земли.

Ширина полосы временного отвода для трассы проектируемого трубопровода на землях, где должно производиться снятие и восстановление плодородного слоя (земли сельскохозяйственного назначения) составляет 32,0 м.

Ширина полосы временного отвода для участков трассы проектируемого трубопровода на землях, где не производится снятие и восстановление плодородного слоя (земли несельскохозяйственного назначения, или непригодные для сельского хозяйства) составляет 23,0 м.

Размеры земельных участков, ширина полос земель для строительства ВЛ-10кВ приняты в соответствии с ВСН-14278тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ». Ширина полосы временного отвода для трассы проектируемой ВЛ-10 кВ составляет 8,0 м.

Проектом предусмотрены временные площадки для размещения зданий и сооружений строителей, площадки складирования оборудования, материалов, строительных конструкций, стоянки техники. Расположение, размеры временных площадок предусмотрены исходя из объемов складирования материалов и оборудования, размещения временных зданий и сооружений, размещения строительных машин и механизмов и приняты на основании раздела 5 «Проект организации строительства».

2.8 Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды;

Наряду с режимными наблюдениями рекомендуется выполнять ряд мероприятий, направленных на предупреждение или сведение возможности загрязнения атмосферных вод, почв, а также подземных и поверхностных вод и пород зоны аэрации до минимума:

вести учет всех выявленных и потенциальных источников загрязнения;

вести учет всех аварийных ситуаций, повлекших загрязнение окружающей среды, принимать все меры по их ликвидации;

строго выполнять правила рекультивации земель при строительстве скважин;

разработать план мероприятий по ликвидации аварий и обучить персонал действиям в аварийных ситуациях.

Отбор проб из наблюдательных скважин позволит контролировать состояние первого от поверхности водоносного комплекса.

Места, где были отобраны пробы почв, рекомендуется использовать в качестве пунктов режимно-наблюдательной сети.

Рекомендуется также продолжить ведение мониторинга атмосферного воздуха по ближайшим к площадкам изысканий постам.

Однако для получения полной картины техногенного влияния проектируемых скважин рекомендуется дополнить и согласовать программу мониторинга окружающей и геологической среды. Разработка такой программы следует поручить специализированной организации, обладающей соответствующим опытом.

Рекультивация нарушенных земель

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых объектов воздействие на почвенно-растительный покров выражается в загрязнении почвы выбросами вредных веществ, твердыми отходами, возможными утечками нефти, сточными водами, а также в

исключении из сельскохозяйственного оборота земель и механическом нарушении плодородного слоя почвы.

Основное воздействие на почвенный покров главным образом будет выражаться в перераспределении почво-грунтов и нарушении их структуры при снятии и обратном нанесении плодородного и условно плодородного слоя почвы в период технической рекультивации, а так же возможное закисление почв прилегающих территорий.

После завершения работ и проведения технического и биологического этапов рекультивации изменения видового состава растительности не произойдет.

В ходе полевого обследования площадок предполагаемого строительства растений, относящихся к редким, исчезающим, нуждающимся в охране видам, занесенным в Красную книгу, не обнаружено.

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;

Мероприятия, направленные на предупреждение развития аварии и локализации выбросов (сбросов) опасных веществ

В целях уменьшения риска ЧС на проектируемом объекте и в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101, проектной документацией предусматриваются инженерные и организационные мероприятия:

1. по предотвращению разгерметизации оборудования и выбросов опасных веществ в количествах, создающих угрозу производственному персоналу и окружающей среде:

– трубы имеют гарантированное заводское испытание и проходят 100% гидравлическое испытание и проверку неразрушающими методами контроля;

– для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность подземных трубопроводов покрывается изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

– предусматривается защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии покрытием из грунтовки и эмали;

– в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 выкидные трубопроводы от скважин относятся к: III классу в зависимости от рабочего давления; III классу в зависимости от диаметра; категории Н2 в зависимости от их назначения;

2. по предупреждению развития и локализации аварий, связанных с выбросами (сбросами) опасных веществ и газодинамическими явлениями (внезапные выбросы газа):

– вокруг скважин устраивается оградительный вал высотой 1,00 м;

– предусматривается автоматическая защита и блокировка технологического оборудования при выходе контролируемых параметров за регламентированные значения;

– электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении и размещено в соответствии с правилами ПУЭ;

– при повышении и понижении давления на приеме насоса, повышении температуры погружного электродвигателя станция управления «Электрон-05» обеспечивается автоматическое отключение электродвигателя насоса.

– на выкидном трубопроводе предусматривается установка приборов для дистанционного контроля давления;

3. предусмотрены запасы материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, средств индивидуальной защиты;

4. организационные мероприятия:

– проведение профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;

– осуществление контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнение аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;

– проведение своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;

– проведение регулярной проверки состояния фундаментных опор под трубопроводами на наличие просядок или каких-либо других дефектов;

– проведение в установленные сроки технических освидетельствований технологического оборудования и технологических трубопроводов;

– проведение систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;

- заключение договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалифицированного его ремонта;
- проведение сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- обеспечение надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержание нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствование мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- обеспечение эффективного функционирования системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации проектируемого объекта.

Противопожарные мероприятия

Производственные объекты АО «Самараинвестнефть» Сергиевского района в пожарном отношении обслуживает ПЧ №40 с. Сергиевск Самарской области. Место дислокации – с. Сергиевск. Личный состав 5 чел., техники 4 ед. Пожарная автоцистерна АЦ-40-131 – 2 ед., АЦ-40-8-(5557)-25ВР – 1 ед., АЦ-40-2,5-(130)-6ЭБ – 1 ед. Расстояние от ПЧ до Михайловского месторождения - 20 км.

Время прибытия пожарной техники с момента поступления сигнала составляет ориентировочно 25 минут.

Основными мероприятиями по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара, в соответствии со ст. 90 ФЗ №123 [3], п.41 ПП РФ от 16.2.2008 № 87 [5], являются решения по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемом объекте сил и средств ликвидации пожара или аварии, а так же мероприятия, направленные на защиту противопожарных подразделений от опасных воздействий огнем, отрицательной температурой, электричеством.

Обеспечение коллективными и индивидуальными средствами спасения людей

Средства коллективной защиты людей должны обеспечивать их безопасность в течение всего времени развития и тушения пожара или времени, необходимого для эвакуации людей в безопасную зону.

Перед началом боевого развертывания руководитель тушения пожара (РТП) обязан:

- выбрать и указать личному составу наиболее безопасные и кратчайшие пути прокладки рукавных линий, переноса оборудования и инвентаря;

- установить автомобили, оборудование и расположить личный состав на безопасном расстоянии с учетом возможного вскипания, выброса, разлития горячей жидкости и положения зоны задымления, а также, чтобы они не препятствовали расстановке прибывающих сил и средств;

- избегать установки техники с подветренной стороны;

- установить единые сигналы для быстрого оповещения людей об опасности и известить о них весь личный состав, работающий на пожаре;

- определить пути отхода в безопасное место.

При тушении пожара необходимо обеспечить выполнение требований приказа Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1100н «Об утверждении правил по охране труда в подразделениях федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы».

При развертывании сил и средств личным составом подразделений ФПС обеспечивается:

а) выбор наиболее безопасных и кратчайших путей прокладки рукавных линий, переноса инструмента и инвентаря;

б) установка пожарных автомобилей и оборудования на безопасном расстоянии от места пожара так, чтобы они не препятствовали расстановке прибывающих сил и средств;

г) установка единых сигналов об опасности и оповещение о них участников тушения пожара, личного состава подразделений ФПС;

д) вывод участников тушения пожара в безопасное место при явной угрозе взрыва, отравления, радиоактивного облучения, обрушения, вскипания и выброса легковоспламеняющейся и горючей жидкости из оборудования.

При развертывании сил и средств личному составу подразделений ФПС запрещается:

а) начинать развертывание сил и средств до полной остановки пожарного автомобиля;

б) надевать на себя лямку присоединенного к рукавной линии пожарного ствола при подъеме на высоту и при работе на высоте;

в) находиться под грузом при подъеме или спуске на спасательных веревках инструмента, пожарного оборудования;

г) переносить ручной механизированный пожарный инструмент с электроприводом или мотоприводом в работающем состоянии, обращенный рабочими поверхностями (режущими, колющими) по ходу движения, а поперечные пилы и ножовки - без чехлов;

д) поднимать на высоту рукавную линию, заполненную водой;

е) подавать воду в незакрепленные рукавные линии до выхода ствольщиков на исходные позиции или их подъема на высоту.

Подача огнетушащих веществ разрешается только по приказанию оперативных должностных лиц на пожаре или непосредственных начальников подразделений ФПС.

Подавать воду в рукавные линии следует постепенно, повышая давление, чтобы избежать падения ствольщиков и разрыва рукавов.

При прокладке рукавной линии с рукавного и насосно-рукавного пожарных автомобилей водитель контролирует скорость движения (не более 10 км/ч), а пожарный следит за исправностью световой и звуковой сигнализации, надежно фиксирует двери отсеков пожарных автомобилей.

При ликвидации горения личному составу ФПС:

- запрещается применять пенные огнетушители для тушения горящих приборов и оборудования, находящихся под напряжением, а также веществ и материалов, взаимодействие которых с пеной может привести к вскипанию, выбросу, усилению горения.

- водителям (мотористам) при работе на пожаре запрещается без команды руководителя тушения пожара и оперативных должностных лиц на пожаре перемещать пожарные автомобили, мотопомпы, производить какие-либо перестановки автолестниц и автоподъемников, а также оставлять без надзора пожарные автомобили, мотопомпы и работающие насосы.

Личный состав подразделений ФПС, действующий в условиях крайней необходимости и (или) обоснованного риска, может допустить отступления от установленных Правилами требований, когда их выполнение не позволяет оказать помощь находящимся в беде людям, предотвратить угрозу взрыва (обрушения) или распространения пожара, принимающего размеры стихийного бедствия.

При отступлении от Правил личный состав подразделений ФПС уведомляет об этом руководителя тушения пожара и (или) иное оперативное должностное лицо пожарной охраны, под руководством которого личный состав подразделений ФПС осуществляет действия на пожаре.

При проведении действий в зоне высоких температур при тушении пожара и ликвидации аварий используются термостойкие (теплозащитные и теплоотражательные) костюмы, а при необходимости работа производится под прикрытием распыленных водяных струй, в задымленной зоне - с использованием средств индивидуальной защиты органов дыхания.

Специальная защитная одежда пожарных от повышенных тепловых воздействий не предназначена для работы непосредственно в пламени.

При возможных ожогах, обмороживаниях, отравлениях, поражениях электрическим током и ушибах личному составу подразделений ФПС оказывается первая помощь и вызывается скорая медицинская помощь.

Для индивидуальной защиты личного состава подразделений ФПС от тепловой радиации и воздействия механических факторов используются теплоотражательные костюмы, специальная защитная одежда и снаряжение, теплозащитные экраны, асбестовые или фанерные щитки, прикрепленные к стволам, асбоцементные листы, установленные на земле, ватная одежда с орошением ствольщика распыленной струей.

Групповая защита личного состава подразделений ФПС и мобильной пожарной техники при работе на участках сильной тепловой радиации обеспечивается водяными завесами (экранами), создаваемыми с помощью распылителей турбинного и веерного типов.

При ликвидации горения участники тушения пожара следят за изменением обстановки, состоянием строительных конструкций и технологического оборудования, а в случае возникновения опасности немедленно предупреждают о ней всех работающих на участке тушения пожара, руководителя тушения пожара и других оперативных должностных лиц на пожаре.

Мероприятия, направленные на уменьшение риска ЧС

Проектируемый объект относится к опасному производственному объекту согласно п.1 приложения 1 ФЗ №116 от 21.07.1997 (ред. от 07.03.2017 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Технологическое оборудование			Количество опасного вещества в оборудова нии, т	Физические условия содержания опасного вещества			
наименование оборудования	наименован ие опасного вещества	количество о единиц оборудова ния		агрегатное состояние	плотность средняя , кг/м ³	избыточ ное давление (max), МПа	темпер атура, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
Устье скв. №б (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,86	+20
Выкидной трубопровод от	Нефтяная эмульсия	226,25 м	1,1	жидкость	889,8	2,86	+20

скв. №6 до АГЗУ-1 (проект.)							
Устье скв. №60 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,85	+20
Выкидной трубопровод от скв. №60 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	175,6 м	0,84	жидкость	889,8	2,85	+20
Устье скв. №61 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,85	+20

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Выкидной трубопровод от скв. №61 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	135,75 м	0,65	жидкость	889,8	2,85	+20
Устье скв. №62 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,87	+20
Выкидной трубопровод от скв. №62 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	135,15 м	0,65	жидкость	889,8	2,87	+20
Устье скв. №63 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,85	+20
Выкидной трубопровод от скв. №63 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	114,75 м	0,55	жидкость	889,8	2,85	+20
Устье скв. №64 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,86	+20
Выкидной трубопровод от скв. №64 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	269,45 м	1,3	жидкость	889,8	2,86	+20

Устье скв. №65 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,91	+20
Выкидной трубопровод от скв. №65 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	333,65 м	1,6	жидкость	889,8	2,91	+20
Устье скв. №66 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,87	+20
Выкидной трубопровод от скв. №66 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	329,2 м	1,58	жидкость	889,8	2,87	+20
Устье скв. №67 (надземный участок трубопровода над устьем)	Нефтяная эмульсия	1,64 м	0,0078	жидкость	889,8	2,86	+20

Окончание табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Выкидной трубопровод от скв. №67 до АГЗУ-1 (проект.)	Нефтяная эмульсия	292 м	1,4	жидкость	889,8	2,86	+20
Нефтеcборный коллектор от АГЗУ-1 до СОД-1	Нефтяная эмульсия	20 м	0,32	жидкость	889,8	2,84	+5
Нефтеcборный коллектор от СОД-1 до СОД-2	Нефтяная эмульсия	3369 м	54,9	жидкость	889,8	2,84	+5
Нефтеcборный коллектор от СОД-2 до УЗ-1	Нефтяная эмульсия	144,67 м	2,4	жидкость	889,8	2,84	+5
Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепровода Ш- УПП-1-150-4,0- У1 (СОД-1)	Нефтяная эмульсия	1	0,0043	жидкость	889,8	2,84	+5
Камера приема средств очистки и диагностики нефтепровода Ш- УПП-2-150-4,0- У1 (СОД-2)	Нефтяная эмульсия	1	0,0043	жидкость	889,8	2,84	+5

КТП (БК) - 250кВА/10/0,4кВ	масло	2	0,484	жидкость	900	атм.	+20
КТП №3 (БК) - 160кВА/10/0,4кВ	масло	1	0,185	жидкость	900	атм.	+20
Дренажная емкость ЕД-1,2	Нефть разгазирова нная	2	9,095	жидкость	909,5	0,07	+5

В целях уменьшения риска ЧС на проектируемом объекте и в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101, проектной документацией предусматриваются инженерные и организационные мероприятия:

5. по предотвращению разгерметизации оборудования и выбросов опасных веществ в количествах, создающих угрозу производственному персоналу и окружающей среде:

– трубы имеют гарантированное заводское испытание и проходят 100% гидравлическое испытание и проверку неразрушающими методами контроля;

– для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность подземных трубопроводов покрывается изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

– предусматривается защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии покрытием из грунтовки и эмали;

– в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 51-2.38-85 выкидные трубопроводы от скважин относятся к: III классу в зависимости от рабочего давления; III классу в зависимости от диаметра; категории Н2 в зависимости от их назначения;

6. по предупреждению развития и локализации аварий, связанных с выбросами (сбросами) опасных веществ и газодинамическими явлениями (внезапные выбросы газа):

– вокруг скважин устраивается оградительный вал высотой 1,00 м;

– предусматривается автоматическая защита и блокировка технологического оборудования при выходе контролируемых параметров за регламентированные значения;

– электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении и размещено в соответствии с правилами ПУЭ;

– при повышении и понижении давления на приеме насоса, повышении температуры погружного электродвигателя станция управления «Электон-05» обеспечивается автоматическое отключение электродвигателя насоса.

- на выкидном трубопроводе предусматривается установка приборов для дистанционного контроля давления;
- 7. предусмотрены запасы материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, средств индивидуальной защиты;
- 8. организационные мероприятия:
 - проведение профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
 - осуществление контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнение аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
 - проведение своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
 - проведение регулярной проверки состояния фундаментных опор под трубопроводами на наличие просядок или каких-либо других дефектов;
 - проведение в установленные сроки технических освидетельствований технологического оборудования и технологических трубопроводов;
 - проведение систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
 - заключение договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалифицированного его ремонта;
 - проведение сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
 - обеспечение надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержание нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
 - совершенствование мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
 - обеспечение эффективного функционирования системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации проектируемого объекта.