



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

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ПЛАНИРОВКЕ ТЕРРИТОРИИ

для размещения линейного объекта

8109П: «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения»
в границах сельского поселения Семеновка
муниципального района Нефтегорский Самарской области

Книга 1. Проект планировки территории

Раздел 1. Проект планировки территории. Графическая часть
Раздел 2. Положение о размещении линейных объектов

Главный инженер проекта

С.С. Авдошин

Главный инженер

Д.В. Кашаев

Самара, 2022г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

1

Основная часть проекта планировки территории

№ п/п	Наименование	Лист
Основная часть проекта планировки территории		
Раздел 1 «Проект планировки территории. Графическая часть»		
1.1	Чертеж красных линий. Чертеж границ зон планируемого размещения линейных объектов М:2000	
Раздел 2 «Положение о размещении линейных объектов»		
2.1.	Наименование, основные характеристики и назначение планируемых для размещения линейных объектов	
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	
2.3.	Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов	
2.4.	Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих переносу (переустройству) из зон планируемого размещения линейных объектов	
2.5.	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	
2.6.	Информация о необходимости осуществления мероприятий по сохранению объектов культурного наследия от возможного негативного воздействия в связи с размещением линейных объектов	
2.7	Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды	
2.8.	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	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

2

Раздел 1 "Проект планировки территории. Графическая часть"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Исходно-разрешительная документация

Проектная документация на объект 8109П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения» разработана на основании:

- Технического задания на выполнение проекта планировки территории проектирование объекта: 8109П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения» в границах муниципального района Нефтегорский, утвержденного Начальником управления проектно-изыскательских работ АО «Самаранефтегаз» С.В. Кандрушиным в 2021 г.;
- материалов инженерных изысканий, выполненных ООО «СамараНИПИнефть», в 2021г.

Документация по планировке территории подготовлена на основании следующих документов:

- Схема территориального планирования муниципального района Нефтегорский;
 - Карты градостроительного зонирования сельского поселения Семеновка муниципального района Нефтегорский 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».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

4

Раздел 2 "Положение о размещении линейных объектов"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

1. Наименование, основные характеристики и назначение планируемых для размещения линейных объектов

8109П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения».

Согласно техническому заданию проектом предусматривается строительство:

- Площадка скважины №1252;
 - Площадка под КТП скв. №1252;
 - Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1252 к существующей АГЗУ-53;
 - Площадка точки подключения ВЛ от сущ. ВЛ-6кВ Ф-11 ПС35/6кв "ДНС-1";
 - Площадка перехода трассы через ручей ;
 - Площадка скважины №1255;
 - Площадка под КТП скв. №1255;
 - Площадка под ГАЗ;
 - Площадка точки подключения ВЛ от сущ. ВЛ-6кВ Ф-11 ПС35/6кв "ДНС-1";
 - Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1255 к проект. ИУ ;
 - Площадка проектируемой ИУ скв. № 1255;
 - Площадка скважины №1255;
 - Площадка под КТП скв. №1256;
 - Площадка под ГАЗ;
 - Площадка точки подключения ВЛ от сущ. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1";
 - Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1256 к сущ. АГЗУ-807;
 - Площадка под КТП ;
 - Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв.№1275, 1276 от проект. ВЛ-6кВ к скв.№1272;
 - Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1272 от сущ. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1";
 - Площадка скважины №1130;
 - Площадка под КТП скв. №1130;
 - Площадка точки подключения выкидного трубопровода от ИЗУ скв. №1130;
 - Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв.№1130;
 - Подключение проект. водовода заводнения скв. №1130;
 - Проект. СКЗ;
 - Площадка под ГАЗ.
- Линейные объекты:
- Выкидной трубопровод. Начало трассы: скв. № 1252. Конец трассы: т.вр. сущ. АГЗУ-53;
 - Проектируемая ВЛ от точки подключения до скв. № 1252;

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		6

- Проектируемый кабель – 0,13+0,23+0,2+0,11+0,1+0,11+0,1 км;
- Подъездная дорога к скв. №1252;
- Выкидной трубопровод. Начало трассы: скв. № 1255. Конец трассы: т.вр. проект.ИУ;
- Проектируемая ВЛ от точки подключения до скв. № 1255;
- Линия ГАЗ – 0,18+0,22+0,41 км
- Подъездная дорога (Технологический проезд к скв. № 1255);
- Нефтегазосборный трубопровод. Начало трассы: проект ИУ. Конец трассы: т.вр. сущ. нефтегазосборному трубопроводу АГЗУ-53 - НК-9;
- Выкидной трубопровод. Начало трассы: скв. № 1256. Конец трассы: т.вр. сущ. АГЗУ-807;
- Проектируемая ВЛ от точки подключения до скв. № 1256;
- Подъездная дорога (Технологический проезд к скв. № 1256);
- Проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1272;
- Проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1275;
- Проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1276;
- Демонтаж ВЛ – 0,73+0,06+0,08 км;
- Подъездная дорога к скв. № 1272 ;
- Подъездная дорога к скв. № 1275 ;
- Выкидной трубопровод. Начало трассы: скв. № 1130. Конец трассы: т.вр. сущ. нефтегазосборный трубопровод УТУ-4 - УТУ-3;
- Проектируемая ВЛ от точки подключения до скв. № 1130 ;
- Проектируемый кабель к сущ. трубопроводу от сущ. скв.990 ;
- Демонтаж СКЗ, кабельной линии к ГАЗ скв. №990 ;
- Водовод. Начало трассы: скв. № 225 кулешовского м-я. Конец трассы: скв. № 1130;
- Подъездная дорога к скв. № 1276.

Площадка скв. № 1252; Площадка под КТП скв. №1252; Площадка точки подключения ВЛ от сущ. ВЛ-6кВ Ф-11 ПС35/6кв "ДНС-1", расположены на залесенных и пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки присутствуют подземные и наземные коммуникации. Рельеф на площадке равнинный, с небольшим перепадом высот от 60,03 до 61,76 м.

Площадка перехода трассы через ручей/заболоченность (протяженность и метод перехода определить по результатам ИИ), расположена на заболоченных, пастбищных и залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 57,18 до 60,07 м.

Площадка под ГАЗ, расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 58,76 до 58,87 м.

Площадка под КТП скв. №1255 (в т.ч. БУ ИУ, СКЗ), расположена на пастбищных и отведенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 59,21 до 61,21 м.

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		7

Площадка точки подключения ВЛ от суц. ВЛ-6кВ Ф-11 ПС35/6кв "ДНС-1", расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 58,96 до 60,14 м.

Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1252 к существующей АГЗУ-53; Площадка скв. № 1255; Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1255 к проект. ИУ; Площадка проектируемой ИУ скв. № 1255, расположены на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 58,80 до 60,66 м.

Площадка скв. № 1256, расположена на пастбищных и залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 84,47 до 87,02 м.

Площадка под КТП скв. №1256 (в т.ч. СКЗ), расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 85,72 до 87,37 м.

Площадка под ГАЗ, расположена на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 87,61 до 87,75 м.

Площадка точки подключения ВЛ от суц. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1", расположена на пастбищных, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки присутствуют существующие подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 83,85 до 85,56 м.

Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1256 к суц. АГЗУ-807 Кулешовского месторождения, расположена на пастбищных землях в обваловки, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 81,04 до 84,51 м.

Площадка под КТП скв.1272, расположена на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 94,20 до 94,57 м.

Площадка под КТП скв.1275, расположена на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 91,18 до 91,68 м.

Площадка под КТП скв.1276; Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв.№1275, 1276 от проект. ВЛ-6кВ к скв.№1272, расположены на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки присутствуют существующие наземные коммуникации. Перепад высот от 90,81 до 92,17 м.

Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1272 от суц. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1", расположена на пастбищных и залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 81,68 до 83,96 м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Площадка скв. № 1130 (в т.ч. проект. МЗУ, счетчик расхода воды, КНС); Площадка под КТП скв. №1130; Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1130 сущ. ВЛ-6кВ Ф-4 ПС35/6кв "ДНС-2"; Проект. СКЗ, расположены на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Первокоммунарский. На территории площадки присутствуют существующие подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 58,51 до 59,32 м.

Площадка точки подключения выкидного трубопровода от ИЗУ скв. №1130 к сущ. нефтегазосборному трубопроводу УТУ-4 - УТУ-3 Кулешовского месторождения. (предусмотреть РЗА с ОК), расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Первокоммунарский. Площадка насыщена существующими подземными коммуникациями. Перепад высот от 57,87 до 58,57 м.

Подключение проект. водовода заводнения скв. №1130 предусмотреть от устья сущ. скв. №225 Кулешовского месторождения (предусмотреть РЗА), расположена на пастбищных и отведенных землях, ближайший населенный пункт – п. Первокоммунарский. На территории площадки присутствуют существующие подземные коммуникации. Перепад высот от 58,76 до 59,92 м.

Площадка под ГАЗ, расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Первокоммунарский. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 58,73 до 58,85 м.

Трассы выкидных трубопроводов, ВЛ-6 кВ и линии анодного заземления, водовода

1 Трасса выкидного трубопровода от скв.1252, следует в общем западном направлении по пастбищным землям и редколесью лоха. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 57,23 до 60,65 м.

2 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1252, следует в общем западном направлении по землям, заросшим лохом. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 60,95 до 61,16 м.

4-1 Трасса подъездной дороги к скв.1252, следует в общем северо-восточном направлении по землям, заросшим лохом. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 60,83 до 61,15 м.

4-2 Трасса подъездной дороги к скв.1252, следует в общем юго-восточном направлении по землям, заросшим лохом. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 60,01 до 60,93 м.

5 Трасса выкидного трубопровода от скв.1255, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,87 до 59,54 м.

6 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1255, следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,99 до 59,74 м.

8 Трасса линии ГАЗ, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 58,80 до 59,53 м.

9-2 Трасса подъездной дороги к скв.1255, следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,87 до 59,57 м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

10 Трасса нефтегазосборного трубопровода, следует в общем юго-западном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,96 до 59,55 м.

11 Трасса выкидного трубопровода от скв.1256, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным и заросшим карагачем землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 81,32 до 86,73 м.

12 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1256, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 85,06 до 86,96 м.

14 Трасса линии ГАЗ, следует в общем южном направлении по пастбищным и залесенным землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 86,25 до 87,75 м.

15 Трасса подъездной дороги к скв.1256, следует в общем южном направлении по пастбищным землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 86,39 до 86,76 м.

19 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1272, следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным и заросшим карагачем землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 82,56 до 94,27 м.

20 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1275, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачем землям. По трассе имеются пересечения с наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 91,36 до 91,45 м.

21 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1276, следует в общем южном направлении по заросшим карагачем землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 91,58 до 91,94 м.

22-1 Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачом землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 82,34 до 95,27 м.

22-2 Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», следует в общем южном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 92,41 до 92,63 м.

22-3 Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», следует в общем северном направлении по заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 92,87 до 93,33 м.

23 Трасса подъездной дороги к скв.1272, следует в общем южном направлении по заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 94,16 до 94,24 м.

24 Трасса подъездной дороги к скв.1275, следует в общем южном направлении по заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 91,47 до 94,55 м.

25 Трасса подъездной дороги к скв.1276, следует в общем северо-западном направлении по заросшим карагачом землям. По трассе имеются пересечения с наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 92,09 до 93,03 м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

26 Трасса выкидного трубопровода от скв.1130, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,38 до 58,67 м.

27 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1130, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,66 до 58,98 м.

30 Трасса линии ГАЗ, следует в общем северо-западном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,40 до 58,78 м.

31 Демонтаж кабеля СКЗ, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,46 до 58,90 м.

32 Трасса водовода от скв.225, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,51 до 59,65 м.

33 Трасса подъездной дороги к скв.1130, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,61 до 58,98 м.

II этап строительства. Строительство АГЗУ и трубопровода от АГЗУ до точки подключения в сборный нефтепровод АГЗУ 53-НК-9 - 10.2022г.

Площадка проектируемой ИУ скв. № 1255, расположена на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 58,80 до 60,66 м.

В состав площадки ИУ входят следующие сооружения:

- Емкость дренажная. 006
- Установка измерительная (технологический блок) 015.1
- Установка измерительная (блок контроля и управления) 015.2
- Щит пожарный. 262
- Подстанция трансформаторная комплектная. 303
- Молниеотвод. 308
- Станция катодной защиты. 331
- Радиомачта. 355

Трасса нефтегазосборного трубопровода, протяженностью 103,3 м, следует в общем юго-западном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,96 до 59,55 м.

Нефтегазосборный трубопровод запроектирован из труб бесшовных DN 150, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;

- наземные участки – без покрытия.

Переходы проектируемого трубопровода через технологические подъезды выполняются в защитном футляре. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна.

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

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 мм с толщиной стенки 6 мм протяженностью 103,3 м от проектируемой ИУ.

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

Подключение СКЗ-1 к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу выполняется кабелем ВВГ 2х35 через блок диодно-резисторный. Блок диодно-резисторный устанавливается на стойке КИП.

Трасса линии ГАЗ, протяженностью 180,0 м, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 58,80 до 59,53 м.

Анодное заземление предусмотрено глубинного типа (ГАЗ). ГАЗ-1 состоит из трех заземлителей (анодов). Анодный заземлитель выполнен из 6 комплектных блоков, устанавливаемых в скважины глубиной 15,0 м. Кабельные выводы от блоков заземлителей заводятся на клеммную панель контрольно-замерного пункта (КЗП). В качестве КЗП используется стойка КИП, комплектуемая опознавательным знаком. Высота КЗП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Катодная поляризация защитного футляра диаметром 426 мм с толщиной стенки 11 мм протяженностью 14,5 м (ПК0+52,2) на переходе нефтегазосборного трубопровода через дорогу осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрической перемычки футляра с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блок диодно-резисторный, который устанавливается на стойке КИП.

Для контроля поляризации на проектируемом трубопроводе устанавливаются КИП с постоянно действующими неполяризуемыми электродами сравнения - в точке дренажа СКЗ-1, на пересечении трубопроводов, по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Кабели электрохимической защиты прокладываются в траншее на глубине 0,7 м, в местах пересечения с подземными коммуникациями - в жесткой гофрированной трубе диаметром 125 мм, по пахотным землям кабели

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

12

прокладываются на глубине 1,0 м. От механических повреждений кабели электрохимической защиты защищаются сигнальной лентой. Кабели, вводимые в СКЗ, защищаются стальной трубой диаметром 40x3,5. Все подземные кабели прокладываются непрерывной длины без сращивания. Соединения кабелей выполняются на клеммной панели КИП.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважины № 1255 и АГЗУ Кулешовского месторождения предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-11 ПС 35/6кВ «ДНС-1».

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

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1255, протяженностью 228,8 м, следует в общем юго-восточном направлении по пастбиным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,99 до 59,74 м.

Ответвление от сущ. ВЛ-6 кВ выполнено с применением устройства ответвления на существующей опоре № 58. Не действующие нефтепроводы на пересечениях с проектируемой трассой ВЛ-6 кВ должны быть демонтированы. Демонтируемое оборудование, подлежащее последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство, необходимо утилизировать.

На ВЛ-6 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС 70/11.

Для защиты электрооборудования от грозových перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицевозащитные устройства ПЗУ ВЛ 6 -10 кВ из полимерных материалов.

Заход от концевой опоры на КТП выполняется проводом СИП-3 (1x70). Изоляция линии выполняется подвесными стеклянными изоляторами ПС-70Е (по два изолятора в гирлянде), штыревыми фарфоровыми изоляторами ШФ-20Г с креплением провода на шейке изолятора с помощью проволочной вязки типа ВШ-1. Крепление проводов на опорах выполнена при помощи натяжных изолирующих подвесок, что соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы.

На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ» (выпуск 3) на стойках СНВ-7-13.

Все опоры ВЛ подлежат заземлению.

Пересечения проектируемой ВЛ с коммуникациями выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ 7 изд.

III этап строительства. Технологический проезд к сооружениям скважины №1130 - 12.2022г.

На основании Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" к зданиям и сооружениям предусмотрен подъезд для пожарной техники. Геометрические параметры подъездов в плане запроектированы по нормативам для межплощадочных автодорог IV-в категории в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт.

										Лист
										13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

Проектные отметки покрытия проезда приняты в увязке существующей отметкой рельефа на высоту рабочей отметки в соответствии с конструкцией дорожной одежды без вертикальных кривых в местах перелома продольного профиля, что допускает п.7.4.6 СП37.13330 для вспомогательных дорог и дорог с невыраженным грузооборотом при разнице уклонов менее 30 %. Снегонезаносимость обеспечивается временными снегозащитными устройствами – снежными валами, в соответствии с примечанием п.10.27 СП34.13330 для дорог низших категорий.

Дорожная одежда устраивается из грунта, пригодного для устройства земполотна после снятия растительного слоя. Степень уплотнения грунта рабочего слоя, определяемая величиной коэффициента уплотнения согласно табл.7.3. СП 34.13330.2012, должна составлять не менее 0,95. Рабочий слой грунта состоит из ненабухающих и непросадочных грунтов. Коэффициент заложения откоса принят 1 : 1,5.

Ширина проезжей части подъездов к скважинам 4,5м, ширина обочин 1.5м. Поперечный уклон проезжей части 50‰ обочин 50‰ принят в соответствии с п. 7.5.9 СП 37.13330.2012. Переход от двускатного поперечного профиля к односкатному осуществляется на протяжении переходной кривой. Длины переходных кривых приняты в соответствии с п.7.4.8 СП 37.13330.2012.

Дорожная одежда из песчано-гравийной смеси С1 (ГОСТ 25607-2009 «Смеси щебеночно-гравийно-песчаные для покрытий и оснований автомобильных дорог и аэродромов») толщиной 32см. Минимальный радиус кривых в плане 40м по оси. Радиус на примыкании 15м по кромке проезжей части. Принятая расчетная скорость движения транспорта 30 км/ч. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м. Интенсивность движения – менее 100авт/сут.

Водоотвод с проезда обеспечен поперечным профилем покрытия. Отсутствие водопропускных сооружений обосновано характером рельефа местности, а так же конструкцией противопожарного проезда с малой высотой возвышения над поверхностью и применением водонепроницаемых материалов в конструкции покрытия, что обеспечивает беспрепятственное прохождение паводковых вод через тело проезда.

Проезды внутри обвалования организованы с круговым движением. К площадкам предусмотрены уширения для обслуживания. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м СП 4.13130.2013 п 8.13.

IV этап строительства. Обустройство скважины №1130 - 01.2023г.

Площадка скв. № 1130 (в т.ч. проект. МЗУ, счетчик расхода воды, КНС); Площадка под КТП скв. №1130; Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв.№1130 суц. ВЛ-6кВ Ф-4 ПС35/6кв "ДНС-2"; Проект. СКЗ, расположены на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Первокоммунарский. На территории площадки присутствуют существующие подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 58,51 до 59,32 м.

В состав площадки скважины № 1130 входят следующие сооружения:

- Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001
- Площадка под ремонтный агрегат. 003
- Щит пожарный. 262
- Подстанция трансформаторная комплектная. 303

- Станция управления. 306
- Молниеотвод. 308
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364
- Емкость производственно-дождевых стоков. 420
- Станция катодной защиты. 331

Трасса выкидного трубопровода от скв.1130, протяженностью 200,4 м, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,38 до 58,67 м.

Выкидной трубопровод запроектирован из труб бесшовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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.

Переходы проектируемого трубопровода через технологические подъезды, грунтовые дороги выполняются в защитных футлярах. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна.

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

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 200,4 м от скважины № 1130 до точки врезки в существующий нефтепровод;

- обсадной колонны эксплуатационной скважины № 1130.

Для защиты проектируемых стальных подземных трубопроводов от коррозии наряду с изоляционным покрытием предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью проектируемой станции катодной защиты СКЗ-2 мощностью 2,0 кВт в районе площадки скважины № 1130.

Проектом также предусматривается демонтаж существующей СКЗ в районе существующей скважины № 990 и кабеля к ГАЗ с последующим подключением существующего водовода скважины № 990 к проектируемой СКЗ-2.

Подключение СКЗ-2 к трубопроводам выполняются кабелем ВВГ 2x35 через блок диодно-резисторный. Блок диодно-резисторный устанавливается на стойке КИП.

Трасса линии ГАЗ, протяженностью 403,6 м, следует в общем северо-западном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		15

подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,40 до 58,78 м.

Анодное заземление предусмотрено глубинного типа (ГАЗ). ГАЗ-1 состоит из одного заземлителя (анода). Анодный заземлитель выполнен из 16 комплектных блоков, устанавливаемых в скважину глубиной 32,0 м. Кабельные выводы от блоков заземлителей заводятся на клеммную панель контрольно-замерного пункта (КЗП). В качестве КЗП используется стойка КИП, комплектуемая опознавательным знаком. Высота КЗП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Катодная поляризация защитного футляра диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 13,0 м (ПК1+73,2) на переходе выкидного трубопровода через дорогу осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрической перемишки футляра с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блок диодно-резисторный, который устанавливается на стойке КИП.

Для контроля поляризации на защищаемом трубопроводе устанавливаются КИП с постоянно действующими неполяризуемыми электродами сравнения - в точке дренажа СКЗ-2, на пересечении трубопроводов, по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Кабели электрохимической защиты прокладываются в траншее на глубине 0,7 м, в местах пересечения с подземными коммуникациями - в жесткой гофрированной трубе диаметром 125 мм, по пахотным землям кабели прокладываются на глубине 1,0 м. От механических повреждений кабели электрохимической защиты защищаются сигнальной лентой. Кабели, вводимые в СКЗ, защищаются стальной трубой диаметром 40х3,5. Все подземные кабели прокладываются непрерывной длины без сращивания. Соединения кабелей выполняются на клеммной панели КИП.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважины № 1130 Кулешовского месторождения проектом предусматривается строительство ответвления ВЛ-6кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-4 ПС 35/6 кВ «ДНС-2».

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

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1130, протяженностью 62,0 м, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,66 до 58,98 м.

Ответвление от сущ. ВЛ-6 кВ выполнено с применением устройства ответвления на существующей опоре № 29. Не действующий газопровод на пересечении с проектируемой трассой ВЛ-6 кВ должен быть демонтирован. Демонтируемое оборудование, подлежащее последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство, необходимо утилизировать.

На ВЛ-6 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС 70/11.

										Лист
										16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

Для защиты электрооборудования от грозовых перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицевзащитные устройства ПЗУ ВЛ 6 -10 кВ из полимерных материалов.

Заход от концевой опоры на КТП выполняется проводом СИП-3 (1x70). Изоляция линии выполняется подвесными стеклянными изоляторами ПС-70Е (по два изолятора в гирлянде), штыревыми фарфоровыми изоляторами ШФ-20Г с креплением провода на шейке изолятора с помощью проволочной вязки типа ВШ-1. Крепление проводов на опорах выполнена при помощи натяжных изолирующих подвесок, что соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы.

На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ» (выпуск 3) на стойках СНВ-7-13.

Все опоры ВЛ подлежат заземлению.

V этап строительства. Обустройство скважины №1255 - 07.2023г.

Площадка скв. № 1255; Площадка точки подключения выкидного трубопровода скв. № 1255 к проект. ИУ, расположены на пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. Площадка насыщена существующими подземными и наземными коммуникациями. Перепад высот от 58,80 до 60,66 м.

В состав площадки скважины № 1255 (V этап строительства) входят следующие сооружения:

- Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001
- Площадка под ремонтный агрегат. 003
- Щит пожарный. 262
- Станция управления. 306
- Молниеотвод. 308
- Емкость производственно-дождевых стоков. 420

Трасса выкидного трубопровода от скв.1255, протяженностью 101,3 м, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 58,87 до 59,54 м.

Выкидной трубопровод запроектирован из труб бесшовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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.

Переходы проектируемого трубопровода через технологические подъезды, грунтовые дороги выполняются в защитных футлярах. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных

									Лист
									17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ			

футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна.

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

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 101,3 м от скважины № 1255 до проектируемой ИУ;
- обсадной колонны эксплуатационной скважины № 1255.

Катодная поляризация защищаемого сооружения осуществляется с помощью запроектированной во 2 этапе строительства станции катодной защиты СКЗ-1, мощностью 4,8 кВт в районе площадки ИУ.

Выкидной трубопровод подключается к ИУ и включается в систему катодной защиты СКЗ-1 запроектированной во 2 этапе строительства.

Катодная поляризация защитного футляра диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 23,3 м (ПК0+66,7) на переходе выкидного трубопровода через дорогу осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрической перемычки футляра с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блок диодно-резисторный, который устанавливается на стойке КИП.

Для контроля поляризации на проектируемом трубопроводе устанавливается КИП с постоянно действующим неполяризуемым электродом сравнения – по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Электроснабжение проектируемых нагрузок предусматривается от комплектной трансформаторной подстанций КТП типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушным высоковольтным вводом и кабельным низковольтным выводом (ВК) запроектированной во 2 этапе строительства.

VI этап строительства. Технологический проезд к сооружениям скважины №1256 - 06.2023г.

На основании Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" к зданиям и сооружениям предусмотрен подъезд для пожарной техники. Геометрические параметры подъездов в плане запроектированы по нормативам для межплощадочных автодорог IV-в категории в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт.

Проектные отметки покрытия проезда приняты в увязке существующей отметкой рельефа на высоту рабочей отметки в соответствии с конструкцией дорожной одежды без вертикальных кривых в местах перелома продольного профиля, что допускает п.7.4.6 СП37.13330 для вспомогательных дорог и дорог с невыраженным грузооборотом при разнице уклонов менее 30 ‰. Снегонезаносимость обеспечивается временными снегозащитными устройствами – снежными валами, в соответствии с примечанием п.10.27 СП34.13330 для дорог низших категорий.

Дорожная одежда устраивается из грунта, пригодного для устройства земполотна после снятия растительного слоя. Степень уплотнения грунта рабочего слоя, определяемая величиной коэффициента уплотнения согласно табл.7.3. СП

										Лист
										18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

34.13330.2012, должна составлять не менее 0,95. Рабочий слой грунта состоит из ненабухающих и непросадочных грунтов. Коэффициент заложения откоса принят 1 : 1,5.

Ширина проезжей части подъездов к скважинам 4,5м, ширина обочин 1.5м. Поперечный уклон проезжей части 50‰ обочин 50‰ принят в соответствии с п. 7.5.9 СП 37.13330.2012. Переход от двускатного поперечного профиля к односкатному осуществляется на протяжении переходной кривой. Длины переходных кривых приняты в соответствии с п.7.4.8 СП 37.13330.2012.

Дорожная одежда из песчано-гравийной смеси С1 (ГОСТ 25607-2009 «Смеси щебеночно-гравийно-песчаные для покрытий и оснований автомобильных дорог и аэродромов») толщиной 32см. Минимальный радиус кривых в плане 40м по оси. Радиус на примыкании 15м по кромке проезжей части. Принятая расчетная скорость движения транспорта 30 км/ч. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м. Интенсивность движения – менее 100авт/сут.

Водоотвод с проезда обеспечен поперечным профилем покрытия. Отсутствие водопропускных сооружений обосновано характером рельефа местности, а так же конструкцией противопожарного проезда с малой высотой возвышения над поверхностью и применением водопроницаемых материалов в конструкции покрытия, что обеспечивает беспрепятственное прохождение паводковых вод через тело проезда.

Проезды внутри обвалования организованы с круговым движением. К площадкам предусмотрены уширения для обслуживания. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м СП 4.13130.2013 п 8.13.

VII этап строительства. Обустройство скважины №1256 - 07.2023г.

Площадка скв. № 1256, расположена на пастбищных и залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 84,47 до 87,02 м.

В состав площадки скважины № 1256 входят следующие сооружения:

- Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001
- Площадка под ремонтный агрегат. 003
- Щит пожарный. 262
- Подстанция трансформаторная комплектная. 303
- Станция управления. 306
- Молниеотвод. 308
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364
- Емкость производственно-дождевых стоков. 420
- Станция катодной защиты. 331

Трасса выкидного трубопровода от скв.1256, протяженностью 616,8 м, следует в общем северо-восточном направлении по пастбищным и заросшим карагачем землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 81,32 до 86,73 м.

Выкидной трубопровод запроектирован из труб бесшовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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.

Переходы проектируемого трубопровода через технологические подъезды, грунтовые дороги выполняются в защитных футлярах. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна.

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

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 616,8 м от скважины № 1256 до существующей АГЗУ-807;
- обсадной колонны эксплуатационной скважины № 1256.

Для защиты проектируемого стального подземного трубопровода от коррозии наряду с изоляционным покрытием предусматривается сплошная катодная поляризация с помощью проектируемой станции катодной защиты СКЗ-3 мощностью 2,0 кВт в районе площадки скважины № 1256.

Подключение СКЗ-3 к проектируемому выкидному трубопроводу выполняется кабелем ВВГ 2х35.

Трасса линии ГАЗ, протяженностью 212,0 м, следует в общем южном направлении по пастбищным и залесенным землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 86,25 до 87,75 м.

Анодное заземление предусмотрено глубинного типа (ГАЗ). ГАЗ-1 состоит из двух заземлителей (анодов). Анодный заземлитель выполнен из 6 комплектных блоков, устанавливаемых в скважины глубиной 15,0 м. Кабельные выводы от блоков заземлителей заводятся на клеммную панель контрольно-замерного пункта (КЗП). В качестве КЗП используется стойка КИП, комплектуемая опознавательным знаком. Высота КЗП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Катодная поляризация защитных футляров диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 18,0 м (ПК0+58,1), 14,0 м (ПК1+89,3), 19,0 м (ПК4+95,7) и 13,0 м (ПК5+27,8; ПК5+41,1) на переходах выкидного трубопровода через дороги осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрических перемычек футляров с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блоки диодно-резисторные, которые устанавливаются на стойках КИП.

Для контроля поляризации на проектируемом трубопроводе устанавливаются КИП с постоянно действующими неполяризуемыми электродами сравнения - в точке дренажа СКЗ-3, на пересечении трубопроводов, по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным

										Лист
										20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Кабели электрохимической защиты прокладываются в траншее на глубине 0,7 м, в местах пересечения с подземными коммуникациями - в жесткой гофрированной трубе диаметром 125 мм, по пахотным землям кабели прокладываются на глубине 1,0 м. От механических повреждений кабели электрохимической защиты защищаются сигнальной лентой. Кабели, вводимые в СКЗ, защищаются стальной трубой диаметром 40х3,5. Все подземные кабели прокладываются непрерывной длины без сращивания. Соединения кабелей выполняются на клеммной панели КИП.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважины № 1256 Кулешовского месторождения проектом предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-1 ПС 35/6 кВ «ДНС-1».

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

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1256, протяженностью 90,1 м, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 85,06 до 86,96 м.

Ответвление от сущ. ВЛ-6 кВ выполнено с применением ответвительной анкерной опоры. Существующая опора промежуточного типа подлежит демонтажу. Демонтируемое оборудование, подлежащее последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство, необходимо утилизировать.

На ВЛ-6 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС 70/11.

Для защиты электрооборудования от грозových перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицепрозрачные устройства ПЗУ ВЛ 6 -10 кВ из полимерных материалов.

Заход от концевой опоры на КТП выполняется проводом СИП-3 (1х70).

Изоляция линии выполняется подвесными стеклянными изоляторами ПС-70Е (по два изолятора в гирлянде), штыревыми фарфоровыми изоляторами ШФ-20Г с креплением провода на шейке изолятора с помощью проволочной вязки типа ВШ-1. Крепление проводов на опорах выполнена при помощи натяжных изолирующих подвесок, что соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы.

На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ» (выпуск 1, 3) на стойках СВ-105, СНВ-7-13.

Все опоры ВЛ подлежат заземлению.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ					Лист
					21

VIII этап строительства. Технологический проезд к сооружениям скважины №1252 - 10.2023г.

На основании Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" к зданиям и сооружениям предусмотрен подъезд для пожарной техники. Геометрические параметры подъездов в плане запроектированы по нормативам для межплощадочных автодорог IV-в категории в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт.

Проектные отметки покрытия проезда приняты в увязке существующей отметкой рельефа на высоту рабочей отметки в соответствии с конструкцией дорожной одежды без вертикальных кривых в местах перелома продольного профиля, что допускает п.7.4.6 СП37.13330 для вспомогательных дорог и дорог с невыраженным грузооборотом при разнице уклонов менее 30 ‰. Снегонезаносимость обеспечивается временными снегозащитными устройствами – снежными валами, в соответствии с примечанием п.10.27 СП34.13330 для дорог низших категорий.

Дорожная одежда устраивается из грунта, пригодного для устройства земполотна после снятия растительного слоя. Степень уплотнения грунта рабочего слоя, определяемая величиной коэффициента уплотнения согласно табл.7.3. СП 34.13330.2012, должна составлять не менее 0,95. Рабочий слой грунта состоит из ненабухающих и непросадочных грунтов. Коэффициент заложения откоса принят 1 : 1,5.

Ширина проезжей части подъездов к скважинам 4,5м, ширина обочин 1.5м. Поперечный уклон проезжей части 50‰ обочин 50‰ принят в соответствии с п. 7.5.9 СП 37.13330.2012. Переход от двускатного поперечного профиля к однокатному осуществляется на протяжении переходной кривой. Длины переходных кривых приняты в соответствии с п.7.4.8 СП 37.13330.2012.

Дорожная одежда из песчано-гравийной смеси С1 (ГОСТ 25607-2009 «Смеси щебеночно-гравийно-песчаные для покрытий и оснований автомобильных дорог и аэродромов») толщиной 32см. Минимальный радиус кривых в плане 40м по оси. Радиус на примыкании 15м по кромке проезжей части. Принятая расчетная скорость движения транспорта 30 км/ч. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м. Интенсивность движения – менее 100авт/сут.

Водоотвод с проезда обеспечен поперечным профилем покрытия. Отсутствие водопропускных сооружений обосновано характером рельефа местности, а так же конструкцией противопожарного проезда с малой высотой возвышения над поверхностью и применением водонепроницаемых материалов в конструкции покрытия, что обеспечивает беспрепятственное прохождение паводковых вод через тело проезда.

Проезды внутри обвалования организованы с круговым движением. К площадкам предусмотрены уширения для обслуживания. Для разворота транспортных средств предусмотрены разворотные площадки размером 15X15м СП 4.13130.2013 п 8.13.

IX этап строительства. Обустройство скважины №1252 - 11.2023г.

Площадка скв. № 1252; Площадка под КТП скв. №1252; Площадка точки подключения ВЛ от сущ. ВЛ-6кВ Ф-11 ПС35/6кв "ДНС-1", расположены на залесенных и пастбищных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

территории площадки присутствуют подземные и наземные коммуникации. Рельеф на площадке равнинный, с небольшим перепадом высот от 60,03 до 61,76 м.

В состав площадки скважины № 1252 входят следующие сооружения:

- Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001
- Площадка под ремонтный агрегат. 003
- Щит пожарный. 262
- Подстанция трансформаторная комплектная. 303
- Станция управления. 306
- Молниеотвод. 308
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364
- Емкость производственно-дождевых стоков. 420

Трасса выкидного трубопровода от скв.1252, протяженностью 630,86 м, следует в общем западном направлении по пастбищным землям и редколесью лоха. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 57,23 до 60,65 м.

Выкидной трубопровод запроектирован из труб бесшовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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.

Переходы проектируемого трубопровода через технологические подъезды, грунтовые дороги выполняются в защитных футлярах. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна.

Переход выкидного трубопровода от скв. № 1252 через овраг, ручей осуществляется открытым способом. Укрепление берегов оврага для предотвращения размыва грунта выполняется геотехническими решетками с укладкой на уплотненный грунт и креплением стальными анкерами из арматуры с засыпкой ячеек растительным грунтом с посевом многолетних трав.

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

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- выкидного трубопровода диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 630,86 м от скважины № 1252 до проектируемой ИУ;
- обсадной колонны эксплуатационной скважины № 1252.

Катодная поляризация защищаемого сооружения осуществляется с помощью запроектированной во 2 этапе строительства станции катодной защиты СКЗ-1, мощностью 4,8 кВт в районе площадки ИУ.

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		23

Выкидной трубопровод подключается к ИУ и включается в систему катодной защиты СКЗ-1 запроектированной во 2 этапе строительства.

Катодная поляризация защитного футляра диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 14,0 м (ПК2+74,8) на переходе выкидного трубопровода через дорогу осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрической перемычки футляра с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блок диодно-резисторный, который устанавливается на стойке КИП.

Для контроля поляризации на проектируемом трубопроводе устанавливаются КИП с постоянно действующими неполяризуемыми электродами сравнения – по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважины № 1252 Кулешовского месторождения предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-11 ПС 35/6 кВ «ДНС-1».

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

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1252, протяженностью 17,6 м, следует в общем западном направлении по землям, заросшим лохом. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 60,95 до 61,16 м.

Ответвление от сущ. ВЛ-6 кВ выполнено с применением ответвительной анкерной опоры. Существующая опора № 37 промежуточного типа подлежит демонтажу. Демонтируемое оборудование, подлежащее последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство, необходимо утилизировать.

На ВЛ-6 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС 70/11.

Для защиты электрооборудования от грозových перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицевзащитные устройства ПЗУ ВЛ 6 -10 кВ из полимерных материалов.

Заход от концевой опоры на КТП выполняется проводом СИП-3 (1х70).

Изоляция линии выполняется подвесными стеклянными изоляторами ПС-70Е (по два изолятора в гирлянде), штыревыми фарфоровыми изоляторами ШФ-20Г с креплением провода на шейке изолятора с помощью проволочной вязки типа ВШ-1. Крепление проводов на опорах выполнена при помощи натяжных изолирующих подвесок, что соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы.

На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ» (выпуск 1, 3) на стойках СВ 105, СНВ-7-13.

Все опоры ВЛ подлежат заземлению.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Х этап строительства. Обустройство скважины заводнения №1130 - 01.2024г.

В состав площадки скважины № 1130 входят следующие сооружения:

- Площадка приустьевая скважины ППД. 027
- Станция насосная кустовая. 211

Предусматривается строительство водовода - для транспортирования пластовой очищенной воды:

- от точки врезки (существующий водовод на скважину №990) до КНС;
- от КНС до скв. № 1130;

Водоводы приняты из металлопластмассовых труб (МПП-К) по нормам завода изготовителя «Труба металлопластмассовая с наконечниками из коррозионностойкой стали», представляющие собой стальные трубы по ГОСТ 8732-78* из стали по ГОСТ 8731-74, с наружным полимерным антикоррозионным покрытием, футерованные внутри полиэтиленовой трубой, закрепленной наконечниками из коррозионностойкой стали.

Водовод заводнения:

- от точки врезки до КНС- диаметром и толщиной стенки 89х7 мм l=252,4м;
- от КНС до скв. №1130 – диаметром и толщиной стенки 89х7 мм ; l=10м.

Пересечения проектируемого водовода с существующими подземными коммуникациями выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014:

- пересечения с подземными коммуникациями выполнить открытым способом;
- при взаимном пересечении проектируемых трубопроводов с существующими коммуникациями выдержать расстояние в свету не менее 0,35 м.
- пересечение выполнить под углом не менее 60 град.

Проектируемый водовод пересекает подъездную дорогу к площадкам скважин без усовершенствованного покрытия. Переход через проезды осуществляется открытым способом. Глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха проезда до верхней образующей трубы.

Предусматривается электрохимическая защита от почвенной коррозии внешней поверхности:

- водовода заводнения скважины № 1130 диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм протяженностью 262,4 м;
- обсадной колонны скважины № 1252.

Катодная поляризация защищаемого сооружения осуществляется с помощью запроектированной в 4 этапе строительства станции катодной защиты СКЗ-2, мощностью 2,0 кВт в районе площадки скважины № 1130.

Проектируемый водовод подключается к существующему водоводу скважины № 990 и включается в систему катодной защиты СКЗ-2 запроектированной в 4 этапе строительства.

Катодная поляризация защитного футляра диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 16,5 м (ПК1+87,7) на переходе водовода через дорогу осуществляется совместно с трубопроводом при помощи электрической перемычки футляра с трубопроводом кабелем ВВГ 2х6 через блок диодно-резисторный, который устанавливается на стойке КИП.

							Лист
						8109-ППТ.ОЧ	25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для контроля поляризации на проектируемом трубопроводе устанавливаются КИП с постоянно действующими неполяризуемыми электродами сравнения – по трассе трубопровода. Подключения выводов от трубопровода к клеммным панелям КИП выполняются кабелем ВВГ 2х6, от электрода сравнения – проводником, поставляемым комплектно. Стойка КИП комплектуется опознавательным знаком. Высота КИП составляет 2,9 м с учетом заглубления в грунт.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважины № 1130 Кулешовского месторождения проектом предусматривается строительство ответвления ВЛ-6кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-4 ПС 35/6 кВ «ДНС-2».

Электроснабжение проектируемых нагрузок предусматривается от ранее запроектируемой в 4 этапе строительства комплектной трансформаторной подстанций КТП типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушным высоковольтным вводом и кабельным низковольтным выводом (ВК).

XI этап строительства. Замена провода ПС на провод расчетного сечения не менее АС-70, замена линейной арматуры, монтаж ПЗУ на существующей отпайке ВЛ-6 кВ Ф-1 ПС 35/6 кВ "ДНС-1" - 01.2023г.

Площадка под КТП скв.1272, расположена на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 94,20 до 94,57 м.

В состав «Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1272 от сущ. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1"»

входят следующие сооружения:

- Подстанция трансформаторная комплектная. 303
- Станция управления. 306
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364

Площадка под КТП скв.1275, расположена на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки отсутствуют подземные и наземные коммуникации. Перепад высот от 91,18 до 91,68 м.

В состав «Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1275 от сущ. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1"» входят следующие сооружения:

- Подстанция трансформаторная комплектная. 303
- Станция управления. 306
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364

Площадка под КТП скв.1276; Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв.№1275, 1276 от проект. ВЛ-6кВ к скв.№1272, расположены на залесенных землях, ближайший населенный пункт – п. Ветлянка. На территории площадки присутствуют существующие наземные коммуникации. Перепад высот от 90,81 до 92,17 м.

В состав «Подключение проект. ВЛ-6кВ к КТП скв. №1276 от сущ. ВЛ-6кВ Ф-1 ПС35/6кв "ДНС-1"»

входят следующие сооружения:

- Подстанция трансформаторная комплектная. 303

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- Станция управления. 306
- Радиомачта. 355
- Шкаф КИПиА. 364

Для электроснабжения проектируемых нагрузок скважин №№ 1272, 1275, 1276 Кулешовского месторождения предусматривается строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-1 ПС 35/6 кВ «ДНС-1».

Данной проектной документацией предусматривается:

- демонтаж ранее используемой ВЛ-6 кВ и ответвления от нее на скважины №№ 1272, 1275, 1276 Кулешовского месторождения. Демонтаж необходимо выполнить перед началом строительства новой ВЛ-6 кВ. Провод ПС-35 так же подлежит демонтажу.
- демонтаж существующего оборудования на площадке скважин №№ 1272, 1275, 1276 с последующем монтажом нового проектируемого оборудования.

Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», протяженностью 715,7 м, следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачом землям. По трассе имеются пересечения с подземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 82,34 до 95,27 м.

Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», протяженностью 70,8 м, следует в общем южном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 92,41 до 92,63 м.

Демонтаж ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1», протяженностью 58,8 м, следует в общем северном направлении по заросшим карагачом землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 92,87 до 93,33 м.

Электроснабжение существующих нагрузок предусматривается от вновь проектируемых комплектных трансформаторных подстанций КТП типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушными высоковольтными вводами и кабельными низковольтными выводами (ВК).

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1272, протяженностью 691,2 м, следует в общем юго-восточном направлении по пастбищным и заросшим карагачом землям. По трассе имеются пересечения с подземными и наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 82,56 до 94,27 м.

Ответвление от сущ. ВЛ-6 кВ на скважину № 1272 выполнено с применением ответвительной анкерной опоры. Существующая опора № 20 промежуточного типа подлежит демонтажу. Демонтируемое оборудование, подлежащее последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство, необходимо утилизировать.

По всей трассе ВЛ-6 кВ через лесопосаду и при прохождении кустарников и деревьев на ВЛ – 6 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х70).

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1275, протяженностью 60,6 м, следует в общем восточном направлении по пастбищным землям и заросшим карагачом землям. По трассе имеются пересечения с наземными инженерными коммуникациями. Перепад высот от 91,36 до 91,45 м.

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		27

Ответвление от проектируемой ВЛ-6 кВ на скважину № 1275 выполнено с применением ответвительной анкерной опоры.

Трасса проектируемой ВЛ к скв.1276, протяженностью 20,2 м, следует в общем южном направлении по заросшим карагачем землям. По трассе пересечения с подземными инженерными коммуникациями отсутствуют. Перепад высот от 91,58 до 91,94 м.

Ответвление от проектируемой ВЛ-6 кВ на скважину № 1276 выполнено с применением ответвительной анкерной опоры.

Для защиты электрооборудования от грозových перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).

Для предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током на ВЛ используются птицевзащитные устройства ПЗУ ВЛ 6 -10 кВ из полимерных материалов.

Для защиты от атмосферных перенапряжений на опорах с проводом СИП-3 устанавливаются разрядники петлевые, по одному разряднику на каждую опору защищаемого участка.

Изоляция линии выполняется подвесными стеклянными изоляторами ПС-70Е (по два изолятора в гирлянде), штыревыми фарфоровыми изоляторами ШФ-20Г с креплением провода на шейке изолятора с помощью проволочной вязки типа ВШ-1. Крепление проводов на опорах выполнена при помощи натяжных изолирующих подвесок, что соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы.

На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 (выпуск 1, 3,) на стойках СВ-105, СНВ-7-13; 27.0002 «Одноцепные железобетонные опоры ВЛ 6-20 кВ с защищенными проводами с линейной арматурой ООО «НИЛЕД-ТД» на стойках СВ 105; 25.0016 «Железобетонные опоры ВЛ 6-10 кВ с защищенными проводами с подвесными изоляторами» на стойках СВ 105.

Все опоры ВЛ подлежат заземлению.

Пересечения проектируемой ВЛ с коммуникациями выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ 7 изд.

Ведомость пересечений представлена ниже.

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
1 Трасса выходного трубопровода от скв.1252								
1	0+22.9	Нефтепровод, ст.89, гл.1.7, нед.	89	1.70	31°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
2	0+64.6	2 Нефтепровода, нед.	89	1.20	62°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
3	1+55.7	Нефтепровод	89	1.20	60°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35	

8109-ППТ.ОЧ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						28

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
4	1+61.4	Нефтепровод	89	1.20	67°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
5	5+98.3	Нефтепровод, нед.	89	0.80	20°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
6	6+15.6	Нефтепровод	89	1.20	18°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
7	6+98.9	Нефтепровод	89	1.30	65°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
8	7+3.5	Нефтепровод, нед.	89	0.80	67°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
9	7+7.8	Нефтепровод	89	0.20	18°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
10	0+22.9	Нефтепровод, нед.	89	1.70	31°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	

По трассе 2 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1252 пересечения отсутствуют

4-1 Трасса подъездной дороги к скв.1252

11	0+32.6	Нефтепровод, нед.	89	1.00	74°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
12	0+39.0	Водопровод	114	1.20	69°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
13	0+53.0	Кабель, 0,4кВ, нед.	-	0.70	73°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

29

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	
4-2 Трасса подъездной дороги к скв.1252								
14	0+67.3	2Нефтепровода, нед.	89	1.20	65°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
15	0+71.4	Нефтепровод, нед.	89	1.70	62°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
5 Трасса выходного трубопровода от скв.1255								
16	0+45.0	Газопровод, нед.	89	0.80	86°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
17	0+55.3	Нефтепровод, нед.	89	0.80	25°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
18	0+78.1	Нефтепровод, нед.	89	0.80	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
6 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1255								
19	0+3.7	Нефтепровод, нед.	89	1.10	80°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
20	0+12.1	Нефтепровод, нед.	114	1.20	84°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
21	0+19.1	Нефтепровод	114	1.00	87°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
22	0+64.3	Нефтепровод, нед.	89	0.80	84°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
23	0+71.7	Нефтепровод	89	0.80	83°	АО	г.Нефтегорск, ул.	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

30

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
		, нед.				«Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
По трассе 8 Трасса линии ГАЗ пересечения отсутствуют								
9-1 Трасса подъездной дороги к скв.1255								
24	0+5.2	Газопровод, нед.	89	0.80	81°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
9-2 Трасса подъездной дороги к скв.1255								
25	0+12.0	Нефтепровод, нед.	89	1.00	40°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
26	0+32.0	Нефтепровод, нед.	89	1.00	49°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
27	0+34.2	Нефтепровод	89	0.80	54°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
28	0+35.2	Нефтепровод, нед.	89	1.00	33°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
29	0+35.3	ВЛ 6кВ, 3пр. ф-11, ПС «ДНС-1»	-	-	76°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №60 6,4 м
30	0+40.5	Газопровод, нед.	200	1.40	36°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
31	0+50.3	Кабель 0.4кВ, нед.	-	0.60	59°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	
32	0+55.4	Нефтепровод	159	1.00	56°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

31

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
33	0+59.9	Нефтепровод	114	1.60	51°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
34	0+59.9	Нефтепровод, нед.	114	1.40	54°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
35	0+64.0	Нефтепровод, нед.	114	1.20	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
36	0+73.5	Нефтепровод, нед.	89	0.70	61°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
37	0+74.2	Нефтепровод	114	1.00	71°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
38	0+77.1	Нефтепровод	57	0.30	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
39	0+81.4	Нефтепровод	114	1.20	81°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
40	0+86.2	Нефтепровод	89	0.80	87°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
41	0+91.3	Нефтепровод	89	1.30	88°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
42	1+10.3	Нефтепровод	89	0.80	73°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
43	1+17.7	Нефтепровод	89	0.80	72°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач.	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

32

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							Липовцев Д.А. 75-62-89	
44	1+33.2	Газопровод, нед.	89	0.80	34°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
10 Трасса нефтегазосборного трубопровода								
45	0+17.8	Нефтепровод, нед.	89	0.80	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
46	0+25.4	Нефтепровод, нед.	89	0.80	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
47	0+69.8	Газопровод, нед.	89	0.80	48°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
48	0+94.4	Нефтепровод	89	1.30	84°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
49	0+98.5	Нефтепровод	89	0.80	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
11 Трасса выходного трубопровода от скв.1256								
50	1+48.4	Нефтепровод, нед.	89	1.20	58°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
51	1+92.1	2 Нефтепровода	89	1.20	86°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
52	1+99.3	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	86°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №5 15,6 м
53	3+15.1	Водовод, нед.	89	1.30	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							Липовцев Д.А. 75-62-89	
54	3+21.5	Водовод, нед.	89	1.10	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
55	3+38.2	Водовод, нед.	89	0.90	62°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
56	4+62.3	Водовод	89	0.70	68°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
57	4+71.8	Водовод, нед.	89	1.30	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
58	4+80.8	Водовод, нед.	89	1.00	64°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
59	4+82.5	Водовод, нед.	89	1.00	62°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
60	4+84.4	Водовод, нед.	89	1.00	63°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
61	4+91.9	Водовод	89	0.70	66°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
62	4+98.4	Водовод	219	1.20	74°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
63	5+5.6	Водовод	89	1.10	75°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
64	5+34.0	Нефтепровод	114	1.10	59°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности,	

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
						аз» ЦЭРТ-3	35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
12 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1256								
65	0+24.6	Нефтепровод, нед.	89	0.60	75°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
По трассе 14 Трасса линии ГАЗ пересечения отсутствуют								
По трассе 15 Трасса подъездной дороги к скв.1256 пересечения отсутствуют								
19 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1272								
66	0+12.5	Нефтепровод, нед.	89	1.30	85°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
67	0+16.1	Нефтепровод	89	1.00	85°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
68	0+20.3	Водовод	89	1.00	87°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
69	0+75.5	Водовод	114	1.50	88°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
70	0+85.7	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №3 14,9 м
71	3+47.6	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №1 12,5 м
72	5+74.6	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №1 17,0 м
20 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1275								
73	0+19.8	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19	Сближение с опорой

8109-ППТ.ОЧ

Лист

35

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	№11 9,5 м
74	0+32.8	Водовод, ст.114, гл.1.3	114	1.30	86°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
По трассе 21 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1276 пересечения отсутствуют								
22-1 Демонтаж сущ. ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1»								
75	0+16.1	Нефтепровод, нед.	89	1.30	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
76	0+19.6	Нефтепровод	89	1.00	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
77	0+21.9	Водовод	89	1.00	80°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
78	0+38.6	Нефтепровод	89	0.70	61°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
22-2 Демонтаж сущ. ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1»								
79	0+18.3	Водовод	114	1.40	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
По трассе 22-3 Демонтаж сущ. ВЛ 6кВ ПС «ДНС-1» пересечения отсутствуют								
По трассе 23 Трасса подъездной дороги к скв.1272 пересечения отсутствуют								
По трассе 24 Трасса подъездной дороги к скв.1275 пересечения отсутствуют								
25 Трасса подъездной дороги к скв.1276								
80	0+8.4	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-1, ПС «ДНС-1»	-	-	82°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №2 11,6 м
26 Трасса выходного трубопровода от скв.1130								
81	1+43.0	Водовод	89	1.20	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А.	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

36

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							75-62-89	
82	1+71.5	Нефтепровод, нед.	325	1.40	88°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
83	1+74.0	Нефтепровод, нед.	325	1.40	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
84	1+76.8	Нефтепровод, нед.	273	1.40	88°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
85	1+84.1	Нефтепровод, нед.	250	1.40	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
27 Трасса проектируемой ВЛ к скв.1130								
86	0+11.0	Газопровод, нед.	89	1.10	37°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
29 Трасса проектируемого кабеля к сущ. трубопровода (Переподключение ЭХЗ)								
87	1+43.8	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	71°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №29 10,5 м
88	1+48.0	Газопровод, нед.	89	1.10	42°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
30 Трасса линии ГАЗ								
89	1+17.2	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	89°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой б/н 17,6 м
90	1+40.3	Кабель ЭХЗ	-	0.60	17°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	
91	1+72.9	Водовод	89	1.20	46°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35	

8109-ППТ.ОЧ

Лист

37

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
92	2+62.0	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	80°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №6 14,5 м
93	2+82.3	Нефтепровод	89	1.00	87°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
94	3+17.2	Нефтепровод	89	1.00	83°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
95	3+19.5	Нефтепровод	89	1.00	79°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
31 Демонтаж кабеля СКЗ								
96	0+57.6	Нефтепровод, нед.	114	0.30	57°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
97	0+57.9	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	18°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №6 15,3 м
98	1+15.4	Водовод	89	1.20	30°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
99	1+88.2	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	71°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой б/н 9,8 м
32 Трасса водовода от скв.225								
100	0+1.1	Нефтепровод, нед.	89	1.20	20°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
101	0+91.1	Нефтепровод, нед.	89	1.20	63°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35	

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

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
102	1+9.9	ВЛ 6кВ, 3пр, ф-4, ПС «ДНС-4»	-	-	71°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №28 11,2 м
103	1+78.2	Газопровод, нед.	89	1.10	47°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
33 Трасса подъездной дороги к скв.1130								
104	1+17.1	Газопровод, нед.	89	1.10	42°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 35 и.о. зам.нач. Липовцев Д.А. 75-62-89	
105	1+32.1	ВЛ 6кВ, 3пр.	-	-	71°	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №2	г.Нефтегорск, ул. Промышленности, 19 зам.нач. Парфенов А.В. 75-62-89	Сближение с опорой №29 18,5 м

В соответствии с заданием на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 Кулешовского месторождения.

В соответствии с техническими требованиями добыча нефти предусматривается с пласта К2-Б (скв. №№ 1252, 1255, 1256), ДЗ/ (скв. № 1130) Кулешовского месторождения.

Нефть пласта К2-Б Кулешовского месторождения характеризуется как сернистая, смолистая, парафинистая.

Нефть пласта ДЗ/ Кулешовского месторождения характеризуется как малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Дебиты скважины № 1252 по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с техническими требованиями на, приведены в таблице 2.1.

Таблица 0.1 - Дебиты скважины № 1252 по нефти и жидкости, добыча газа по годам

Год	1	2	3	4	5	6
Дебиты скв. № 1252						
- по нефти, т/сут	50,8	36,3	29,0	22,2	16,9	13,3
- по жидкости, м ³ /сут	62,1	50,0	46,6	43,5	41,2	39,6
Добыча газа, млн.м ³ /год	0,391	0,313	0,250	0,191	0,146	0,115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Дебиты скважины № 1255 по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с техническими требованиями на проектирование, приведены в таблице 2.2.

Таблица 0.2 - Дебиты скважины № 1255 по нефти и жидкости, добыча газа по годам

Год	1	2	3	4	5	6
Дебиты скв. № 1255						
- по нефти, т/сут	48,1	34,7	31,6	28,5	25,3	21,2
- по жидкости, м ³ /сут	58,8	44,3	42,2	40,4	38,8	36,8
Добыча газа, млн.м ³ /год	0,348	0,299	0,273	0,246	0,218	0,183

Дебиты скважины № 1256 по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с техническими требованиями на проектирование (8109П-П-067.000.000-ПЗ-01), приведены в таблице 2.3.

Таблица 0.3 - Дебиты скважины № 1256 по нефти и жидкости, добыча газа по годам

Год	1	2	3	4	5	6
Дебиты скв. № 1256						
- по нефти, т/сут	40,5	29,9	28,1	26,3	24,7	23,0
- по жидкости, м ³ /сут	49,5	37,6	36,1	34,9	33,9	32,9
Добыча газа, млн.м ³ /год	0,295	0,258	0,242	0,227	0,213	0,198

Дебиты скважины № 1130 по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с техническими требованиями на проектирование, приведены в таблице 2.4.

Таблица 0.4 - Дебиты скважины № 1130 по нефти и жидкости, добыча газа по годам

Год	1	2	3	4	5	6
Дебиты скв. № 1130						
- по нефти, т/сут	40,1	36,!	34,2	32,7	31,2	29,8
- по жидкости, м ³ /сут	71,3	65,2	62,9	61,7	60,5	59,4
Добыча газа, млн.м ³ /год	3,534	3,287	3,114	2,981	2,848	2,715

Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования пластов К2-Б, ДЗ/ Кулешовского месторождения приведены в таблице 2.5.

Таблица 0.5 - Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования

Наименование	Значение	
	Пласт К2-Б	Пласт ДЗ/

Наименование	Значение	
	Пласт К2-Б	Пласт ДЗ/
Пластовая нефть		
Давление насыщения, МПа	2,03	19,13
Вязкость, мПа·с	3,01	0,39
Плотность, т/м ³	0,801	0,618
Газосодержание, м ³ /т	30,45	284,36
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	24,35	257,52
Разгазированная нефть		
Плотность, т/м ³	0,822	0,806
Вязкость, мПа·с	5,72	3,09
Температура застывания, °С	минус 21,0	минус 32,0
Весовое содержание, %:		
- смол	5,08	2,57
- парафинов	3,94	5,71
- серы	1,42	0,39
Молекулярная масса	181,50	178,00
Газ однократного разгазирования		
Относительный удельный вес	1,384	0,995
Мольное содержание в газе, %:		
- азота	3,63	4,11
- метана	25,50	50,29
- сероводорода	-	-

Фракционный состав разгазированной нефти пластов К2-Б, ДЗ/Кулешовского месторождения приведен в таблице 2.6.

Таблица 0.6 - Фракционный состав разгазированной нефти, объемное содержание, %

Температура, °С	Значение	
	Пласт К2-Б	Пласт ДЗ/
до 100	10,0	3,0
до 150	23,0	25,0
до 200	36,0	40,0
до 250	45,0	51,0
до 300	56,0	63,0

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования пласта К2-Б Кулешовского месторождения приведен в таблице 2.7.

Таблица 0.7 - Компонентный состав пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования пласта К2-Б, мольное содержание, %

Наименование компонента	Значение		
	Нефть пластовая	Нефть разгазированная	Газ однократного разгазирования
Сероводород	-	-	-
Углекислый газ	0,13	-	0,68
Азот+редкие	0,66	-	3,63
Метан	4,84	0,21	25,50
Этан	4,20	0,86	19,17
Пропан	7,89	3,78	26,07
Изобутан	2,31	1,81	4,52
Н.бутан	6,57	5,70	10,24
Изопентан	4,42	4,67	3,16
Н.пентан	4,66	5,06	2,79
Гексаны	9,13	10,51	3,02
Гептаны	6,76	8,04	1,22
Октаны	-	-	-
Остаток C _{8+В}	48,43	59,36	-
ИТОГО	100,00	100,00	100,00

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования пласта ДЗ/ Кулешовского месторождения приведен в таблице 2.8.

Таблица 0.8 - Компонентный состав пластовой и разгазированной нефтей, газа однократного разгазирования пласта ДЗ/, мольное содержание, %

Наименование компонента	Значение		
	Нефть пластовая	Нефть разгазированная	Газ однократного разгазирования
Сероводород	-	-	-
Углекислый газ	0,61	-	0,88
Азот+редкие	2,74	-	4,11
Метан	34,14	0,13	50,29
Этан	14,60	0,61	21,17
Пропан	9,73	1,58	13,39
Изобутан	1,29	0,54	1,62
Н.бутан	4,18	2,75	4,80
Изопентан	1,38	2,10	1,17
Н.пентан	2,33	3,65	1,49
Гексаны	2,87	9,17	1,07
Гептаны	1,98	9,05	0,01
Октаны	-	-	-
Остаток C _{8+В}	24,15	70,42	-
ИТОГО	100,00	100,00	100,00

1 Перечень зданий, строений и сооружений объектов капитального строительства, подлежащих сносу (демонтажу)

Данным проектом предусматривается выполнение демонтажных работ по объекту «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения».

Ведомость объемов демонтажных работ представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Ведомость объемов демонтажных работ

№ п/п	Наименование объекта	Единицы измерения	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
2 этап (подготовительный период)				
1	Демонтаж газопровода ø89x5 мм сталь подземный, глуб.1,1 м	м/т	73,5/0,761	
2	Демонтаж факела металлического с растяжками (h=10 м)	т	0,6	
3	Демонтаж фундамента факела	шт./т	1/0,5	
4	Демонтаж якоря растяжки	шт./т	2/1,2	
5	Разборка обвалования (грунт)	м3	375	
6	Демонтаж нефтепровода ø89x5 мм подземный, глуб.1,0 м	м/т	24/0,249	
7	Установка Заглушки ДШ89x5K48-0.Б0-00У	шт.	2	
8	Демонтаж нефтепровода ø114x6 мм подземный, глуб.1,2 м	м/т	24/0,384	
9	Установка Заглушки ДШ114x6K48-0.Б0-00У	шт.	2	
10	Демонтаж нефтепровода ø114x6 мм подземный, глуб.1,1 м	м/т	24/0,384	
11	Установка Заглушки ДШ114x6K48-0.Б0-00У	шт.	2	
4 этап (подготовительный период)				
1	Демонтаж СКЗ с ограждением	т	0,102	
2	Демонтаж кабеля ЭХЗ подземный, гл.0,6 м	м	227	
3	Демонтаж СКИП (стойка КЗП)	шт./кг	1/30	
4	Демонтаж газопровода подземный глуб. 1.1м, сталь 89x5	м/т	94,2/0,976	
5	Демонтаж факела металлический с растяжками	т	0,6	

№ п/п	Наименование объекта	Единицы измерения	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
	(h=10м)			
6	Разборка обвалования (грунт)	м3	172	
7	Демонтаж фундамента факела	шт./т	1/0,5	
8	Демонтаж якоря растяжки	шт./т	2/1,2	
	9 этап (подготовительный период)			
1	Демонтаж существующей опоры одностоечной ВЛ №37	шт.	1	
	11 этап (подготовительный период)			
	<i>Демонтаж на скважине №1272:</i>			
1	КТП-160кВт (габариты 2000х2100мм)	шт./т	1/4,7	
2	СУ-250-ЧР-Ф2 (габариты 976х905мм)	шт./т	1/0,39	
3	Кабель КГН 4х95	м/т	15/0,0975	
4	ТМПНГ-160/6 (габариты 1305х1275мм)	шт./т	1/1,35	
5	Коробка ВРК-1-3,0/125А	шт./т	1/0,05	
6	Кабель К1-КБПК-3-16-120-3,3	м/т	110/0,105	
7	Демонтаж ВЛ 6кВ провод АС 70/11	м	716	
	<i>Демонтаж на скважине №1275:</i>			
8	КТП-160кВт (габариты 2000х2100мм)	шт./т	1/4,7	
9	СУ-250-ЧР-Ф2 (габариты 976х905мм)	шт./т	1/0,39	
10	Кабель КГН 4х95	м/т	15/0,0975	
11	ТМПНГ-160/6 (габариты 1305х1275мм)	шт./т	1/1,35	
12	Коробка ВРК-1-3,0/125А	шт./т	1/0,05	
13	Кабель К1-КБПК-3-16-120-3,3	м/т	100/0,0956	
14	Демонтаж ВЛ 6кВ провод АС 70/11	м	70	
	<i>Демонтаж на скважине №1276:</i>			
15	КТП-630кВт (габариты 3310х2100мм)	шт./т	1/6,3	
16	ФСА-250/630 (габариты 950х905мм)	шт./т	1/0,425	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

44

№ п/п	Наименование объекта	Единицы измерения	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
17	СУ-1000-ЧР-Ф1О-Ф2 (габариты 1204x1603мм)	шт./т	1/0,97	
18	Кабель КГН 4(4x95)	м/т	80/0,52	
19	ТМПНГ-630/6 (габариты 1825x1525мм)	шт./т	1/3,3	
20	Коробка ВРК-1-6,0/175А	шт./т	1/0,05	
21	Кабель К1-КБПК-3-25-120-4,0	м/т	110/0,149	
22	Демонтаж ВЛ 6кВ провод АС 70/11	м	59	
23	Демонтаж опор одностоечных	шт.	17	
24	Демонтаж опор с одним подкосом	шт.	6	

Все объемы демонтажа уточняются на стадии РД и по факту демонтажа с выполнением замеров.

Демонтируемый провод, ж/б стойки опор подлежащую последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство необходимо утилизировать.

Все принятые решения по демонтажным работам подлежат уточнению и детальной разработке при выполнении проекта производства работ.

Демонтажные работы должна осуществлять специализированная подрядная организация, которая будет определена в результате тендерных торгов.

Демонтаж должен осуществляться специализированной организацией, имеющей свидетельство СРО о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объекта демонтажа согласно п.4 статья 55.31 «Осуществление сноса объекта капитального строительства» Градостроительного кодекса Российской Федерации. Руководители должны пройти аттестацию по вопросам промышленной безопасности.

До начала демонтажных работ необходимо: назначить (приказом или письменным распоряжением руководителей организаций) лицо, ответственное за выполнение подготовительных работ из числа ИТР АО «Самаранефтегаз» и ответственное лицо за проведение демонтажных работ из числа ИТР подрядной строительной-монтажной организации.

Все работы по подготовке нефтепроводов, газопроводов, КТП и ВЛ, кабеля ГАЗ к демонтажу, а также вывод из эксплуатации выполняются силами эксплуатирующей организацией и передаются по акту готовности от Заказчика подрядной организации: отключена от существующих коммуникаций, обесточена.

Подрядная организация должна не менее чем за 10 дней до начала работ составить и направить на согласование эксплуатирующей организации:

- проект производства работ;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;
- список лиц, участвующих в производстве работ;

						8109-ППТ.ОЧ	Лист 45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- документы, подтверждающие квалификацию инженерно-технического персонала и рабочих (электросварщики и газорезчики, выполняющие работы по демонтажу технологической установки, специалисты, ответственные за сварочное производство, должны пройти дополнительную аттестацию);

- материалы, подтверждающие готовность подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;

- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов и наличие их технического освидетельствования.

К моменту начала производства демонтажных работ объекты, подлежащие демонтажу, являются недействующими, выведены из эксплуатации и готовы к передаче по акту Заказчиком подрядной строительной организации.

Подготовительные работы, выполняемые техническим эксплуатационным персоналом объекта под непосредственным руководством специально назначенного лица из числа ИТР объекта и включают в себя следующие виды работ:

- газопроводы необходимо освободить от продукта, произвести продувку инертным газом (пропарку при необходимости), а затем отключить от коммуникаций.

- освобождение мест проведения демонтажных работ от взрывоопасных и сгораемых продуктов, материалов, посторонних предметов;

- определение опасной зоны, границы которой чётко обозначаются предупредительными знаками;

- обозначить все коммуникации, расположенные в зоне производства работ и сдать их по акту производителю работ.

Нефтепровод, подлежащий выводу из эксплуатации, должен быть подготовлен к демонтажу. Подготовка заключается в очистке полости от грязи и парафиносмолистых отложений и освобождении нефтепровода от нефти.

Работы по выведению участков нефтепроводов из эксплуатации необходимо выполнять в следующей последовательности:

- отключить демонтируемый участок;

- откачать продукт (с подачей воздуха на вантузах) из демонтируемого участка в резиноканевый резервуар МР 150 (при наличии продукта);

- пропарка нефтепровода при помощи парогенератора.

Методы и способы производства работ по подготовке нефтепроводов и газопроводов к демонтажу, промывке (пропарке) и удаления воды уточняются при разработке проекта производства работ, выполняемого генподрядчиком.

После выполнения комплекса подготовительных работ, руководители действующего объекта и ответственный за выполнение подготовительных работ сдают объект к проведению демонтажных работ руководителю строительно-монтажной организации с оформлением соответствующего двухстороннего акта.

При наличии всех разрешительных документов, выполнении всех мероприятий и требований вывода из эксплуатации, проведения диагностики и выполнении требований нормативных документов, организации производства ремонтных и строительных работ на объектах нефтедобывающей промышленности в присутствии представителя Заказчика на месте производства работ, подрядчик может приступить к работам.

										Лист
										46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

1.1 Демонтаж подземных нефтепроводов

Работы по демонтажу нефтепровода выполняются в следующей последовательности:

- определение положения демонтируемого трубопровода на местности;
- вскрытие нефтепровода с перемещением грунта во временный отвал;
- опорожнение демонтируемого нефтепровода (откачать продукт из демонтируемого трубопровода в резиноканевый резервуар МР 150;
- пропарка нефтепровода при помощи парогенератора (из-за не больших участков промывка трубопровода нецелесообразна);
- отбор проб воздушной среды из трубопроводов газоанализатором;
- подъем нефтепровода трубоукладчиком или автокраном, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- обратная засыпка траншеи минеральным грунтом бульдозером;
- резка нефтепровода на части длиной 3 м труборезом;
- погрузка автомобильным краном в бортовой автомобиль с последующим вывозом.

Методы и способы производства работ уточнить при разработке проекта производства работ, выполняемого генподрядчиком.

Разработку грунта производить ЭО-5126 с емкостью ковша 1,25 м³, а в полосе, ограниченной расстоянием 2,00 м по обе стороны от действующего трубопровода (или электрического кабеля, а также в местах пересечения с подземными коммуникациями) производить вручную. Применение ударных механизмов при производстве земляных работ разрешается на расстоянии не ближе 5,00 м от действующих трубопроводов и кабелей. Расположение отвала грунта из траншеи или котлована на действующие трубопроводы запрещается.

Обратную засыпку выполнять бульдозером ДЗ-110. Траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями засыпать вручную слоями толщиной не более 0,10 м с тщательным уплотнением.

Резку труб выполнять машиной для безогневой резки труб или газовой резкой, разрезать на секции длиной 3,00 м и вывезти на временную площадку складирования металлоконструкций. Погрузку труб на автотранспорт производить автокраном КС.

При производстве огневых работ необходимо производить постоянный контроль загазованности на месте проведения работ.

1.2 Демонтаж подземных газопроводов

При передаче участка газопровода под демонтаж подрядной организации службам эксплуатации необходимо:

- обозначить на местности местоположение демонтируемого и прилегающих газопроводов, а также пересечения демонтируемого газопровода со всеми коммуникациями;
- освободить демонтируемый участок от газа и конденсата;
- передать по акту подрядной организации трассу демонтируемого газопровода;
- провести необходимый инструктаж по охране труда и технике безопасности.

Выполнение демонтажных работ будет производиться в следующей последовательности:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- определение положения демонтируемого трубопровода на местности;
- расчистка места проведения работ;
- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- проведение земляных работ по отрывке газопровода;
- резка газопровода в траншее на участки для последующего демонтажа;
- демонтаж участков газопровода на бровку траншеи;
- очистка от старого изоляционного покрытия;
- резка демонтированных плетей газопровода на отдельные трубы длиной $\approx 3\text{м}$;
- погрузка и вывоз труб и демонтированных материалов;
- обратная засыпка траншеи минеральным грунтом;
- рекультивация земли.

Методы и способы производства работ уточнить при разработке проекта производства работ, выполняемого генподрядчиком.

Разработку грунта производить ЭО-5126 с емкостью ковша $1,25\text{ м}^3$, а в полосе, ограниченной расстоянием $2,00\text{ м}$ по обе стороны от действующего трубопровода (или электрического кабеля, а также в местах пересечения с подземными коммуникациями) производить вручную. Применение ударных механизмов при производстве земляных работ разрешается на расстоянии не ближе $5,00\text{ м}$ от действующих трубопроводов и кабелей. Расположение отвала грунта из траншеи или котлована на действующие трубопроводы запрещается.

Обратную засыпку выполнять бульдозером ДЗ-110. Траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями засыпать вручную слоями толщиной не более $0,10\text{ м}$ с тщательным уплотнением.

Резку труб выполнять машиной для безогневой резки труб или газовой резкой, разрезать на секции длиной $3,00\text{ м}$ и вывезти на временную площадку складирования металлоконструкций. Погрузку труб на автотранспорт производить автокраном КС.

При производстве огневых работ необходимо производить постоянный контроль загазованности на месте проведения работ.

1.3 Демонтаж опор и проводов ВЛ

Работы по демонтажу опор и проводов ВЛ проводятся по технологической карте или ППР в присутствии руководителя работ с группой V по наряду.

Накануне работ по демонтажу опор мастер должен лично обследовать участок линии и наметить мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ.

Способы валки опоры определяет на месте работник, выдавший наряд или руководитель работ. Кроме того, перед выездом на работу на ВЛ $0,4 - 6-10\text{ кВ}$ на железобетонных опорах, руководитель работ должен проверить по документации наличие на ВЛ однофазных замыканий на землю. Перед расстановкой членов бригады мастер проводит инструктаж.

Последовательность выполнения демонтажных работ:

- снятие и опускание провода с опоры;
- намотка снятого провода в бухты;
- демонтаж изоляторов с траверсы опоры;
- демонтаж заземляющего проводника опоры;
- демонтаж траверсы;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- демонтаж опоры.

Организационно-технологическая схема демонтажа ВЛ см. Приложение Б.

1.3.1 Демонтаж проводов ВЛ

Приступать к развязке проводов разрешается лишь только после укрепления дефектной опоры. Способ крепления дефектных опор выбирается в зависимости от общего состояния стойки опоры.

Перед снятием проводов с угловой опоры необходимо укрепить ее оттяжкой. При большой степени загнивания опор необходимо пользоваться раскрепляющими устройствами или производить работы при помощи автовышки, при этом категорически запрещается прикреплять демонтируемые провода, хотя бы временно, к корзине или телескопу вышки.

Запрещается подниматься и находиться на промежуточной опоре, если на ней закреплено менее двух проводов.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

1.3.2 Демонтаж опор ВЛ

При демонтаже опор с применением автокрана:

Автокран устанавливают в исходное положение для подъема опоры.

Строп закрепляется с телескопической вышки или автолестницы выше центра тяжести опоры.

К вершине опоры и на расстоянии 3-3,5 м от основания опоры крепят веревки (оттяжки) длиной 15-20 м. Слабина выбирается до натяга.

Экскаватором выкапывают шурф с одной из сторон опоры. Опора освобождается от бандажей и поворотом стрелы крана отводится в нужном направлении и укладывается на землю или грузится на автотранспорт.

Засыпают шурф и котлован и устраивают банкетку путем подсыпки грунта выше уровня земли на 20-30 см для последующей осадки грунта.

Автокран должен быть установлен таким образом, чтобы угол между осью вращения и стрелой был наименьшим, выставляются и закрепляются аутригеры, люди выводятся из зоны работы автокрана.

При валке опоры тяговые тросы и оттяжки должны крепиться в верхней части опоры до начала работ по освобождению основания опоры. Натяжение троса при валке опоры должно производиться равномерно с надлежащей осторожностью во избежание обрыва троса.

Демонтаж проводов и опор ВЛ осуществляется автомобильным краном типа КС, грузоподъемностью 25т, с погрузкой на автотранспорт и транспортировкой на базу Заказчика.

Схема демонтажа ВЛ представлена в приложении Б данного тома.

Демонтируемый провод, ж/б стойки опор подлежащую последующему вовлечению в производство необходимо вывезти на базу ЦЭЭ № 2. Оборудование, не подлежащее вовлечению в производство необходимо утилизировать. Среднее расстояние транспортировки до объекта строительства – 10 км.

1.4 Демонтаж кабеля ЭХЗ

При организации и производстве работ по демонтажу следует соблюдать требования СНиП 12-01-2004, СНиП 12-04-2002, СП 76.13330.2016, соответствующих государственных стандартов, технических условий, правил устройства электроустановок (ПУЭ) и ведомственных нормативных документов.

Последовательность выполнения демонтажных работ:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- снятие плодородного слоя;
- разработка минерального грунта механизированным способом траншеекопателем;
- подъем и намотка демонтируемого кабеля на барабаны;
- обратная засыпка траншеи.

Срезку растительного слоя и планировку территории рекомендуется производить бульдозерами ДЗ 110 (мощностью 170 л.с).

Плодородный слой почвы снимается на фактическую глубину и укладывается в отвал в границе полосы отвода, а по окончании работ используется для рекультивации на данном участке.

Разработку минерального грунта рекомендуется производить бульдозерами ДЗ 110 и одноковшовым экскаватором ЭО-2621 с емкостью ковша $V=0.25\text{ м}^3$.

При разработке и планировке грунта двумя и более машинами, идущими друг за другом, необходимо соблюдать расстояние между ними не менее 14 м.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, работы следует приостановить, принять меры по обеспечению сохранности этих коммуникаций и вызвать на место работ представителей организаций эксплуатирующих данные коммуникации.

Засыпку траншеи предусматривается производить из отвала минеральным грунтом, образующимся при разработке траншеи, бульдозером.

Обратную засыпку производить местным непучинистым грунтом без примесей гумуса (маловлажный суглинок, глина, песок средней крупности) послойно с толщиной слоя не более 200 мм, уплотняя каждый слой до плотности более 1,7 т/м³.

При наличии указанных грунтов на месте строительства следует отдавать предпочтение песчаным, гравийным, и щебеночным грунтам.

Все методы демонтажа уточняются после обследования конструкций и разработке ППР.

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 изысканный объект расположен в Нефтегорском районе Самарской области.

Ближайшие к району работ населенные пункты:

- п. Ветлянка, расположенный в 1,23 км на запад от площадки скважины № 1255, в 1,66 км на запад от площадки скважины № 1252, в 3,21 км на северо-запад от площадки скважины № 1256, в 7,50 км на северо-запад от площадки скважины № 1113;

- п. Первокоммунарский, расположенный в 11,70 км на восток от площадки скважины № 1255, в 11,14 км на восток от площадки скважины № 1252, в 9,82 км на северо-восток от площадки скважины № 1256, в 5,32 км на северо-восток от площадки скважины № 1113;

- г. Нефтегорск, расположенный в 5,34 км на юго-восток от площадки скважины № 1255, в 5,15 км на юго-восток от площадки скважины № 1252, в

4,12 км на юг от площадки скважины № 1256, в 5,67 км на юго-запад от площадки скважины № 1113.

Дорожная сеть района работ представлена автодорогой Самара-Оренбург, расположенной в 0,70 км на север от скважины № 1252, подъездными автодорогами к указанным выше селам, а также проселочными дорогами.

В гидрологическом отношении территория изысканий представлена р. Самара, водными объектами левобережной части ее бассейна: р. Съезжая и р. Ветлянка, а также пойменными озерами р. Самара. Проектируемые скважины №№1252, 1255 располагаются в нижнем бьефе Ветлянского водохранилища в 210 м и более от плотины. Трасса выкидного трубопровода от скважины №1252 пересекает русло ручья берущего свое начало у центра плотины. Скважина №1256 и коммуникации располагаются в 0,84 км восточнее Ветлянского водохранилища. Скважина №1130 и сооружения к ней располагаются на правобережном склоне реки в 260 м и более от ее русла.

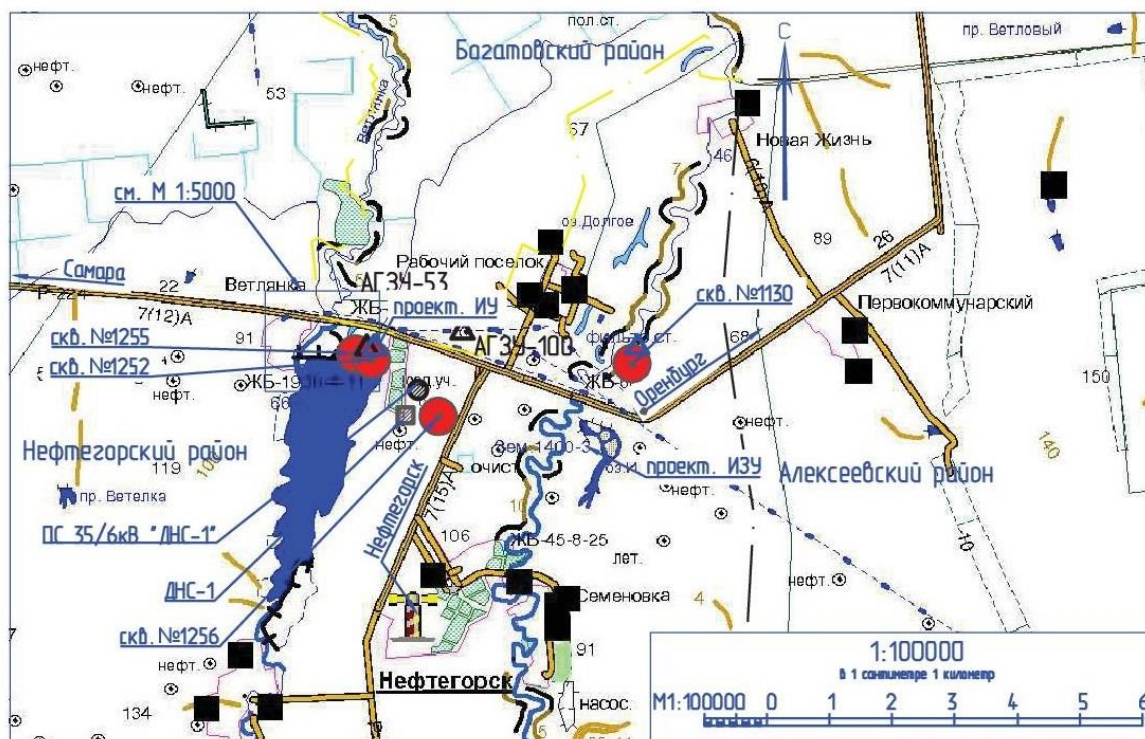


Рисунок 0.1 - Обзорная схема района работ

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.

№	X	Y
1	349779.681	2240311.747
2	349784.473	2240297.907

3	349787.264	2240298.867
4	349794.541	2240277.493
5	349791.571	2240276.464

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6	349803.886	2240236.022
7	349783.096	2240229.696
8	349783.087	2240229.696
9	349785.354	2240228.914
10	349790.561	2240229.904
11	349803.748	2240232.726
12	349816.796	2240236.161
13	349829.666	2240240.210
14	349846.437	2240245.903
15	349859.396	2240207.718
16	349860.623	2240210.352
17	349863.049	2240203.194
18	349865.375	2240201.154
19	349872.117	2240195.066
20	349878.681	2240188.799
21	349885.047	2240182.335
22	349924.657	2240140.982
23	349924.152	2240116.896
24	349922.152	2240117.212
25	349920.914	2240059.426
26	349922.914	2240059.387
27	349919.489	2239900.383
28	349999.916	2239897.195
29	350000.263	2239905.748
30	349998.263	2239905.828
31	349998.649	2239915.817
32	350000.649	2239915.738
33	350000.847	2239920.727
34	349998.857	2239920.806
35	349999.243	2239930.795
36	350001.253	2239930.716
37	350001.441	2239935.716
38	349999.441	2239935.805
39	349999.827	2239945.794
40	350009.816	2239945.408
41	350009.440	2239935.419
42	350007.430	2239935.498
43	350007.242	2239930.489
44	350009.232	2239930.409
45	350008.836	2239920.430
46	350006.836	2239920.509
47	350006.638	2239915.510
48	350008.628	2239915.431
49	350008.262	2239905.441
50	350006.252	2239905.521
51	350005.668	2239890.958

52	349919.360	2239894.363
53	349919.271	2239889.849
54	349947.377	2239888.602
55	349985.047	2239780.009
56	349995.184	2239784.464
57	350008.282	2239747.002
58	349978.790	2239739.626
59	349973.414	2239756.090
60	349967.583	2239771.950
61	349977.711	2239776.751
62	349941.595	2239880.850
63	349919.093	2239881.860
64	349917.093	2239788.641
65	349881.245	2239789.404
66	349880.998	2239783.770
67	349879.968	2239783.820
68	349879.493	2239760.981
69	349866.217	2239748.259
70	349922.310	2239685.751
71	349922.934	2239685.285
72	349923.587	2239684.870
73	349924.280	2239684.513
74	349925.003	2239684.206
75	349925.746	2239683.969
76	349926.508	2239683.790
77	349927.280	2239683.691
78	349928.062	2239683.642
79	349928.844	2239683.652
80	349929.607	2239683.731
81	349930.379	2239683.880
82	349932.428	2239683.919
83	349932.547	2239677.712
84	349932.636	2239673.039
85	349919.964	2239672.762
86	349911.806	2239672.584
87	349885.086	2239670.930
88	349884.750	2239679.187
89	349884.631	2239681.949
90	349886.680	2239682.038
91	349887.314	2239681.949
92	349887.947	2239681.939
93	349888.601	2239681.969
94	349889.244	2239682.058
95	349889.858	2239682.197
96	349890.482	2239682.404
97	349891.066	2239682.662

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

2

98	349891.630	2239682.959
99	349892.175	2239683.315
100	349892.670	2239683.711
101	349893.145	2239684.147
102	349893.580	2239684.632
103	349893.947	2239685.137
104	349894.303	2239685.681
105	349894.590	2239686.246
106	349894.818	2239686.850
107	349895.016	2239687.473
108	349895.145	2239688.087
109	349895.224	2239688.740
110	349895.244	2239689.384
111	349895.214	2239690.018
112	349895.115	2239690.661
113	349894.966	2239691.285
114	349894.759	2239691.889
115	349894.521	2239692.492
116	349894.214	2239693.047
117	349893.858	2239693.591
118	349893.462	2239694.086
119	349863.316	2239727.667
120	349854.713	2239737.250
121	349843.229	2239726.261
122	349848.813	2239720.440
123	349847.239	2239710.540
124	349816.172	2239708.253
125	349808.391	2239716.371
126	349799.768	2239717.658
127	349755.268	2239724.272
128	349766.989	2239803.402
129	349797.649	2239798.848
130	349814.153	2239802.630
131	349813.074	2239809.174
132	349828.300	2239811.679
133	349828.577	2239813.461
134	349831.111	2239814.213
135	349831.656	2239832.033
136	349819.657	2239832.389
137	349821.390	2239889.740
138	349832.111	2239889.413
139	349832.171	2239890.691
140	349838.982	2239890.453
141	349839.319	2239897.878
142	349858.841	2239897.007
143	349858.643	2239892.562

144	349883.799	2239891.443
145	349884.393	2239906.125
146	349895.610	2239905.669
147	349898.936	2240060.495
148	349900.926	2240060.327
149	349902.233	2240120.321
150	349900.233	2240120.717
151	349900.471	2240131.557
152	349867.722	2240165.732
153	349853.317	2240179.770
154	349853.733	2240182.077
155	349844.130	2240190.532
156	349833.943	2240220.539
157	349820.875	2240216.519
158	349807.648	2240213.094
159	349794.303	2240210.253
160	349783.809	2240208.263
161	349771.632	2240212.510
162	349753.129	2240204.481
163	349762.603	2240173.147
164	349731.508	2240163.742
165	349695.650	2240152.902
166	349682.196	2240197.115
167	349677.998	2240187.453
168	349674.375	2240189.146
169	349645.952	2240239.656
170	349652.713	2240243.467
171	349655.485	2240244.645
172	349653.634	2240248.011
173	349652.832	2240249.457
174	349655.030	2240250.744
175	349657.683	2240247.071
176	349661.267	2240244.319
177	349664.722	2240243.190
178	349668.959	2240243.239
179	349674.493	2240244.784
180	349730.567	2240261.663
181	349727.518	2240271.702
182	349762.287	2240282.275
183	349762.504	2240283.324
184	349761.613	2240287.621
185	349773.434	2240291.710
186	349772.701	2240293.838
187	349776.909	2240295.294
188	349772.117	2240309.144
189	349865.692	2239880.781

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

190	349887.561	2239880.107
191	349874.949	2239813.956
192	349863.861	2239814.282
193	349864.375	2239831.865
194	349857.030	2239861.634
195	349865.108	2239861.377
196	349893.828	2239882.988
197	349895.115	2239882.929
198	349893.620	2239813.144
199	349882.294	2239813.391
200	349882.314	2239813.738
201	349881.017	2239813.777
202	349893.729	2239880.474
203	349424.796	2241849.366
204	349435.993	2241829.893
205	349435.814	2241788.629
206	349399.689	2241767.978
207	349390.185	2241768.018
208	349385.413	2241759.820
209	349342.665	2241735.367
210	349264.445	2241690.659
211	349254.912	2241685.422
212	349245.190	2241680.521
213	349235.300	2241675.958
214	349191.067	2241656.494
215	349183.394	2241657.336
216	349173.989	2241660.385
217	349101.788	2241668.265
218	349089.304	2241666.345
219	349089.354	2241664.345
220	349063.564	2241660.355
221	349064.802	2241652.227
222	349056.892	2241651.029
223	349055.664	2241659.137
224	349037.042	2241656.266
225	349004.560	2241680.076
226	348990.413	2241677.957
227	349000.521	2241613.746
228	348921.430	2241601.470
229	348910.639	2241670.631
230	348938.894	2241675.057
231	348936.132	2241692.966
232	348933.983	2241693.857
233	348932.657	2241702.420
234	348949.972	2241705.093
235	348954.952	2241711.954

236	349015.678	2241721.834
237	349013.688	2241734.922
238	348862.693	2241711.954
239	348863.000	2241710.043
240	348853.140	2241708.410
241	348852.803	2241710.439
242	348847.853	2241709.687
243	348848.170	2241707.786
244	348838.310	2241706.162
245	348836.676	2241716.023
246	348846.527	2241717.646
247	348846.873	2241715.607
248	348851.833	2241716.359
249	348851.506	2241718.270
250	348861.367	2241719.914
251	348861.713	2241717.874
252	349018.717	2241741.763
253	349021.242	2241725.180
254	349026.133	2241731.893
255	349025.657	2241734.991
256	349022.291	2241734.476
257	349020.391	2241747.040
258	349026.370	2241747.940
259	349024.945	2241757.306
260	349017.856	2241756.227
261	349013.609	2241773.304
262	349045.339	2241782.719
263	349049.922	2241778.472
264	349053.565	2241761.721
265	349046.338	2241760.573
266	349046.833	2241757.464
267	349053.150	2241758.415
268	349056.040	2241739.357
269	349058.911	2241739.803
270	349066.772	2241689.412
271	349059.317	2241688.293
272	349059.961	2241684.076
273	349101.303	2241690.451
274	349105.521	2241689.986
275	349102.709	2241688.293
276	349150.189	2241683.095
277	349148.546	2241685.283
278	349187.295	2241681.036
279	349225.637	2241697.926
280	349234.755	2241702.133
281	349243.735	2241706.657

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

282	349252.536	2241711.489
283	349342.061	2241762.672
284	349367.920	2241777.452
285	349376.444	2241792.075
286	349393.363	2241792.005
287	349411.876	2241802.579
288	349412.074	2241847.277
289	348557.585	2242110.845
290	348569.297	2242108.300
291	348568.782	2242105.924
292	348594.849	2242097.252
293	348606.145	2242060.365
294	348617.599	2242063.760
295	348612.926	2242081.105
296	348613.996	2242082.966
297	348636.983	2242067.235
298	348652.863	2242059.949
299	348651.744	2242057.999
300	348646.606	2242059.048
301	348641.716	2242058.682
302	348638.241	2242057.642
303	348669.653	2241951.742
304	348671.227	2241951.989
305	348689.671	2241963.394
306	348691.532	2241960.939
307	348687.661	2241957.444
308	348686.157	2241954.316
309	348691.176	2241955.098
310	348690.919	2241957.207
311	348702.868	2241958.731
312	348704.383	2241946.792
313	348692.423	2241945.287
314	348692.176	2241947.158
315	348686.483	2241946.267
316	348696.413	2241911.726
317	348698.987	2241908.340
318	348703.036	2241907.004
319	348706.778	2241907.707
320	348700.977	2241927.328
321	348742.022	2241966.780
322	348744.794	2241963.889
323	348722.262	2241942.238
324	348710.035	2241930.486
325	348705.501	2241926.131
326	348716.678	2241888.313
327	348716.065	2241888.134

328	348717.965	2241881.709
329	348704.284	2241877.650
330	348705.026	2241875.106
331	348693.403	2241871.661
332	348711.728	2241809.875
333	348806.739	2241489.540
334	348808.323	2241484.204
335	348787.582	2241478.047
336	348791.374	2241465.929
337	348800.403	2241436.556
338	348801.502	2241432.289
339	348793.760	2241430.279
340	348791.582	2241438.724
341	348783.751	2241463.533
342	348779.920	2241475.779
343	348756.150	2241468.731
344	348756.466	2241465.424
345	348749.477	2241463.880
346	348753.100	2241426.448
347	348745.141	2241425.685
348	348741.616	2241462.127
349	348734.627	2241460.583
350	348732.291	2241484.808
351	348773.296	2241496.966
352	348759.159	2241542.139
353	348744.933	2241587.432
354	348718.658	2241671.374
355	348690.968	2241760.583
356	348669.881	2241828.586
357	348631.657	2241817.250
358	348630.479	2241821.230
359	348620.302	2241818.211
360	348618.965	2241822.685
361	348616.381	2241821.913
362	348578.603	2241847.594
363	348567.832	2241847.158
364	348568.287	2241846.168
365	348547.675	2241845.347
366	348540.567	2241846.802
367	348541.765	2241852.673
368	348548.161	2241851.376
369	348565.624	2241852.069
370	348566.020	2241851.079
371	348579.761	2241851.633
372	348614.263	2241828.190
373	348609.471	2241844.357

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

374	348626.618	2241849.406
375	348629.776	2241850.475
376	348632.459	2241852.376
377	348634.924	2241855.732
378	348635.884	2241859.989
379	348635.191	2241864.335
380	348634.538	2241866.958
381	348637.775	2241867.909
382	348640.953	2241857.345
383	348644.874	2241844.317
384	348663.288	2241849.782
385	348650.348	2241890.946
386	348592.463	2241874.552
387	348593.107	2241872.304
388	348581.197	2241868.859
389	348577.781	2241880.779
390	348589.681	2241884.184
391	348590.236	2241882.244
392	348647.962	2241898.609
393	348599.660	2242054.246
394	348566.565	2242044.435
395	348540.617	2242083.788
396	348539.914	2242083.055
397	348526.113	2242103.994
398	348531.123	2242107.291
399	348544.201	2242087.451
400	348543.488	2242086.718
401	348568.267	2242049.118
402	348598.472	2242058.078
403	348588.414	2242090.956
404	348567.079	2242098.064
405	348566.792	2242096.737
406	348556.447	2242098.975
407	348555.091	2242099.272
408	348681.959	2241832.170
409	348775.979	2241515.172
410	348766.802	2241544.545
411	348752.566	2241589.818
412	348726.301	2241673.740
413	348698.611	2241762.949
414	348677.544	2241830.863
415	348649.824	2241940.545
416	348675.653	2241853.455
417	348670.960	2241852.059
418	348643.666	2241939.585
419	348618.728	2242059.909

420	348619.035	2242058.890
421	348615.065	2242057.711
422	348647.517	2241948.277
423	348641.280	2241947.267
424	348607.323	2242056.533
425	348807.362	2246501.653
426	348826.846	2246487.694
427	348786.434	2246431.294
428	348708.125	2246395.783
429	348723.143	2246362.479
430	348720.430	2246361.261
431	348724.480	2246352.371
432	348720.975	2246386.368
433	348726.945	2246386.991
434	348732.291	2246335.254
435	348771.693	2246248.896
436	348828.004	2246125.493
437	348873.217	2246103.950
438	348874.069	2246105.742
439	348883.087	2246101.455
440	348878.811	2246092.427
441	348869.782	2246096.723
442	348870.643	2246098.525
443	348823.440	2246121.008
444	348767.099	2246244.501
445	348734.627	2246315.682
446	348737.666	2246290.585
447	348744.022	2246246.461
448	348752.972	2246195.119
449	348733.687	2246188.486
450	348734.865	2246181.834
451	348722.292	2246179.705
452	348719.391	2246195.110
453	348732.142	2246197.337
454	348732.637	2246194.476
455	348746.190	2246199.129
456	348737.686	2246248.451
457	348731.726	2246289.793
458	348726.420	2246333.670
459	348714.956	2246358.786
460	348670.762	2246338.867
461	348719.470	2246229.433
462	348689.216	2246215.959
463	348673.029	2246217.672
464	348669.683	2246252.787
465	348649.200	2246298.792

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

466	348621.846	2246286.655
467	348609.244	2246249.639
468	348630.073	2246201.624
469	348652.784	2246196.842
470	348687.968	2246188.585
471	348686.523	2246182.784
472	348671.703	2246186.407
473	348665.317	2246169.944
474	348661.268	2246167.538
475	348663.258	2246165.974
476	348652.695	2246152.668
477	348634.548	2246134.225
478	348632.726	2246136.006
479	348635.627	2246139.769
480	348636.657	2246141.986
481	348637.251	2246144.659
482	348637.261	2246147.283
483	348636.746	2246149.678
484	348635.815	2246152.015
485	348634.716	2246154.440

486	348601.947	2246228.245
487	348599.621	2246221.414
488	348576.910	2246229.146
489	348587.602	2246260.539
490	348555.190	2246333.492
491	348564.129	2246337.551
492	348561.674	2246342.946
493	348562.575	2246343.362
494	348562.436	2246343.669
495	348572.911	2246348.322
496	348573.425	2246352.777
497	348572.138	2246356.460
498	348583.236	2246361.400
499	348579.068	2246370.755
500	348615.005	2246386.754
501	348608.244	2246404.435
502	348674.079	2246429.502
503	348681.385	2246409.999
504	348770.683	2246450.470

4. Перечень координат характерных точек границ зон планируемого размещения линейных объектов, подлежащих реконструкции в связи с изменением их местоположения

Целью работы является расчет площадей земельных участков, отводимых под строительство объекта 8109П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения» на территории муниципального района Нефтегорский Самарской области. В связи с чем, объекты, подлежащие реконструкции отсутствуют.

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

В виду того, что 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.

Статья 29. Предельные размеры земельных участков и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства в зонах сельскохозяйственного использования (в ред. РСП от 29.04.2021г № 34)

№ п/п	Наименование предельного параметра	Cx1	Cx2	Cx3
-------	------------------------------------	-----	-----	-----

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ

Лист

7

№ п/п	Наименование предельного параметра	Cx1	Cx2	Cx3
	Предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь			
1.	Минимальная площадь земельного участка, кв. м	100	100	600
2.	Максимальная площадь земельного участка, кв. м	-	-	3000
	Предельное количество этажей или предельная высота зданий, строений, сооружений			
3.	Предельная высота зданий, строений, сооружений, м	20	20	10
	Минимальные отступы от границ земельных участков в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений			
4.	Минимальный отступ от границ земельных участков до зданий, строений, сооружений, м	5	5	3
	Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка			
5.	Максимальный процент застройки в границах земельного участка для размещения производственных объектов, %	80	80	-
6.	Максимальный процент застройки в границах земельного участка для коммунального обслуживания и складских объектов, %	60	60	-
7.	Максимальный процент застройки в границах земельного участка для садоводства и огородничества, %	-	-	40
8.	Максимальный процент застройки в границах земельного участка при размещении иных объектов, за исключением случаев, указанных в пунктах 5 – 7 настоящей таблицы, %	-	-	40
	Иные предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства			
9.	Максимальная высота капитальных ограждений земельных участков, м	2	2	1,5

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

Расстояния между зданиями и сооружениями приняты в соответствии с требованиями противопожарных и санитарных норм:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- СП 4.13130-2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничения распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

Планировочные решения генерального плана проектируемых площадок разработаны с учетом существующих инженерных коммуникаций, рельефа местности, наиболее рационального использования земельного участка, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

Сведения о размерах территории проектируемых объектов приведены в таблице 0.1.

Таблица 0.1 – Сведения о размерах территории проектируемых объектов

Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Общая площадь освоения территории	м2	9060
I этап строительства. Технологический проезд к проектируемой ИУ		
Площадь покрытия подъездов	м2	3173
V этап строительства. Площадка скважины № 1255		
Площадь освоения территории	м2	5573
Площадь застройки	м2	54
Площадь под ТКРС	м2	1220
Плотность застройки	%	1
Площадь территории в обваловании	м2	4200
II этап строительства. Площадка ИУ		
Площадь освоения территории	м2	314
Площадь застройки	м2	254
Плотность застройки	%	81
Площадь пешеходной дорожки	м2	60

Таблица 4.2 - Основные показатели по проекту для скв. № 1130

Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3
IV этап строительства. Площадка скважины № 1130		
Площадь освоения территории	м2	10654
Площадь застройки	м2	125
Площадь под ТКРС	м2	4085
Плотность застройки	%	1
Площадь территории в обваловании	м2	4200
Площадь покрытия подъездов	м2	2244

Таблица 4.3 - Основные показатели по проекту для скв. № 1256

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3
VII этап строительства. Площадка скважины № 1256		
Площадь освоения территории	м2	8486
Площадь застройки	м2	60
Площадь под ТКРС	м2	2807
Плотность застройки	%	1
Площадь территории в обваловании	м2	4200
Площадь покрытия подъездов	м2	1335

Таблица 4.4 - Основные показатели по проекту для скв. № 1252

Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3
IX этап строительства. Площадка скважины № 1252		
Площадь освоения территории	м2	8264
Площадь застройки	м2	60
Площадь под ТКРС	м2	2256
Плотность застройки	%	1
Площадь территории в обваловании	м2	4200
Площадь покрытия подъездов	м2	1669

Таблица 4.5 - Основные показатели по X этапу строительства

Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Скв. № 1272		
Площадь освоения территории	м2	233
Площадь застройки	м2	51
Плотность застройки	%	1
Площадь покрытия подъездов	м2	182
Скв. № 1275		
Площадь освоения территории	м2	519
Площадь застройки	м2	51
Плотность застройки	%	1
Площадь покрытия подъездов	м2	468
Скв. № 1276		
Площадь освоения территории	м2	840
Площадь застройки	м2	77
Плотность застройки	%	1
Площадь покрытия подъездов	м2	763

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В соответствии с Методическими указаниями Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК Роснефть» и его дочерних обществ» № П1-01.05 М-0133 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода устанавливается защитная зона размером 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» для защиты населения от действия электромагнитного поля установлены санитарно-защитные зоны для линий электропередачи. Охранная зона ВЛ составляет 10 м от крайнего провода, для КТП составляет 10 м от всех сторон ограждения подстанции по периметру.

- 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 – отсутствуют;

- требования к цветовому решению внешнего облика таких объектов - отсутствуют;

- требования к строительным материалам, определяющим внешний облик таких объектов - отсутствуют;

- требования к объемно-пространственным, архитектурно-стилистическим и иным характеристикам таких объектов, влияющим на их внешний облик и (или) на композицию, а также на силуэт застройки исторического поселения – отсутствуют.

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

Объект строительства 8109П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1252, 1255, 1256, 1130 и система заводнения скважины № 1130 Кулешовского месторождения» пересекает объекты капитального строительства, планируемые к строительству в соответствии с ранее утвержденной документацией по планировке территории:

- 4783П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 1061, 1065, 1324 Кулешовского месторождения»;

- 3256П «Система поглощения скважин №№ 9825,9832 Кулешовского месторождения»;

- 4531П «Сбор нефти и газа со скважин №№ 500, 501 Лещевского месторождения».

										Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	8109-ППТ.ОЧ				

В соответствии со Стандартом Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК Роснефть» и его дочерних обществ» № П1-01.05 М-0133 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода устанавливается охранная зона размером 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны.

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

Особо охраняемые природные территории (ООПТ) - участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение.

Отношения в области организации, охраны и использования, особо охраняемых природных территорий регулируются федеральным законом от 14 марта 1995 г. №33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях».

Для определения наличия ООПТ на исследуемой территории были изучены и проанализированы материалы:

- информационно-справочной системы ООПТ России (<http://oopt.info>);
- Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Особо охраняемые природные территории Российской Федерации (<http://www.zapoved.ru>);
- Федеральная государственная информационная система территориального планирования (<http://fgis.economy.gov.ru>)

Согласно «Перечня ООПТ федерального значения, находящихся в ведении Минприроды России» (письмо №15-47/10213 от 30.04.2020) на территории проектируемого строительства и прилегающей территории отсутствуют ООПТ федерального значения.

8. Информация о необходимости осуществления мероприятий по охране окружающей среды

При производстве строительно-монтажных работ необходимо выполнять все требования Федерального закона от 10.01.2002 ФЗ № 7-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об охране окружающей среды». Для уменьшения воздействия на окружающую природную среду все строительно-монтажные работы производить только в пределах полосы отвода земли.

Отвод земли оформить с землепользователем и землевладельцем в соответствии с требованиями Законодательства.

Назначить приказом ответственного за соблюдением требований природоохранного законодательства.

Оборудовать места производства работ табличкой с указанием ответственного лица за экологическую безопасность.

В период строительства в проекте предусмотрен ряд организационно-технических мероприятий, включающих три основных раздела:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ					Лист
					6

- охрана почвенно-растительного слоя и животного мира;
- охрана водоемов от загрязнения сточными водами и мусором;
- охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

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:

- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков выкидного и нефтегазосборного трубопроводов, деталей трубопроводов, дренажных трубопроводов;
- 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 глубинного насоса скважины при отклонениях давления в выкидном трубопроводе – выше и ниже допустимого значения;
- контроль давления в трубопроводе;
- автоматическое закрытие задвижек при понижении давления нефти в нефтепроводе.

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

Для сохранения состояния приземного слоя воздуха в период строительства рекомендуется:

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

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

При эксплуатации проектируемых объектов меры по предотвращению загрязнения почв и грунтов связаны с соблюдением правил эксплуатации технологического оборудования и предупреждением возникновения аварийных ситуаций.

С целью защиты почв от загрязнения в период эксплуатации проектируемых объектов проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- внутренняя антикоррозионная защита технологического оборудования;
- осуществление технологического процесса в герметичном оборудовании.
- покрытие площадки приустьевой из бетона армированное сеткой, по щебеночной подготовке толщиной 100 мм, с выступающим бордюрным камнем.
- сбор производственно-дождевых сточных вод с приустьевой площадки через дождеприемный приямок в подземную емкость.

С целью защиты прилегающей территории от аварийного разлива нефти вокруг нефтяных скважин устраивается оградительный вал высотой 1,00 м. Откосы обвалования укрепляются посевом многолетних трав по плодородному слою $\delta=0,15$ м. Через обвалование устраиваются съезды со щебеночным покрытием слоем 0,20 м.

С целью защиты почв от загрязнения при проведении строительных работ предусмотрены следующие мероприятия:

- выполнение работ, передвижение транспортной и строительной техники, складирование материалов и отходов на специально организуемых площадках;
- снижение землеемкости за счет более компактного размещения строительной техники;
- соблюдение чистоты на стройплощадке, раздельное хранение отходов производства и потребления;
- накопление отходов предусматривается на площадке с твердым покрытием;
- вывоз отходов по мере заполнения контейнеров;
- осуществление своевременной уборки мусора, производственных и бытовых отходов;
- благоустройство территории после завершения строительства;
- проведение технологического и биологического этапов рекультивации нарушенных земель.

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.

						8109-ППТ.ОЧ	Лист
							8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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 гидрологическом отношении территория изысканий представлена р. Самара, водными объектами левобережной части ее бассейна: р. Съезжая и р. Ветлянка, а также пойменными озерами р. Самара. Проектируемые скважины №№1252, 1255 располагаются в нижнем бьефе Ветлянского водохранилища в 210 м и более от плотины. Трасса выкидного трубопровода от скважины №1252 пересекает канал берущий свое начало у центра плотины. Скважина №1256 и коммуникации располагаются в 0,84 км восточнее Ветлянского водохранилища. Скважина №1130 и сооружения к ней располагаются на правобережном склоне реки в 260 м и более от ее русла.

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

- запрет производства работ в период нереста рыбы в водных объектах;
- расположение площадок стоянки, заправки спецтехники и автотранспорта, площадок складирования мусора и отходов, бытовых помещений вне водоохранных зон водных объектов;
- строительство переходов через водные преграды, по возможности, в холодное время года;
- временное складирование грунта на специально предусмотренных площадках вне границ прибрежных защитных полос водотоков;
- исключение переезда строительной техники через водоемы вброд и устройство переходов техники через водоемы по существующим переездам;
- минимизация размеров подводных траншей;
- сброс грунта из ковша экскаватора при засыпке подводной траншеи на возможно минимальном расстоянии от засыпаемой поверхности (с целью снижения замутнения водотока в районе проведения работ);
- недопустимость сбрасывания грунта в русло водотоков при планировке береговых склонов;
- осуществление контроля отсутствия дополнительной мутности, образуемой в водотоках при производстве работ при раскопке и засыпке подводной траншеи в руслах, расчетных створах ниже по течению мест подводных переходов проектируемыми сооружениями;
- проведение берегоукрепительных работ сразу после проведения основных работ, не допуская разрыва во времени и наступления паводка;
- по окончании строительства переходов очистка их русла и поймы от загромождающих предметов;
- сбор хоз-бытовых стоков в накопительные емкости и их вывоз по договору, заключенному подрядной организацией на очистные сооружения;
- по окончании строительства переходов очистка их русла и поймы от загромождающих предметов;
- применение строительных материалов, не влияющих на экологический режим водных объектов и химический состав грунтов;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- обозначение границ водоохранных зон пересекаемых водных объектов знаками и выполнение при производстве работ в них требований по охране водных ресурсов;
- разборка временных сооружений, очистка стройплощадки, рекультивация нарушенных земель после окончания строительства;
- накопление отходов предусматривается на площадке с твердым покрытием;
- покрытие площадки приустьевой из бетона армированное сеткой, по щебеночной подготовке толщиной 100 мм, с выступающим бордюрным камнем.

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 объектов растительного и животного мира и среды их обитания

Для обеспечения рационального использования и охраны почвенно-растительного слоя проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение строительного оборудования в пределах земельного участка, отведенного под строительство;
- движение автотранспорта и строительной техники по существующим и проектируемым дорогам;
- защита складированного слоя почвы от ветровой и водной эрозии путем посева многолетних трав;
- размещение сооружений на минимально необходимых площадях с соблюдением нормативов плотности застройки;
- установка поддонов под емкостями с химреагентами и ГСМ;
- последовательная рекультивация нарушенных земель по мере выполнения работ.

При проведении строительных работ запрещается:

- 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 промасленный или пропитанный бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал в не предусмотренных специально для этого местах;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8109-ППТ.ОЧ	
-------------	--

- выжигание травы на лесных полянах, прогалинах, лугах и стерни на полях, непосредственно примыкающих к лесам, к защитным и озеленительным лесонасаждениям.

Для охраны объектов животного мира проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение строительного оборудования в пределах земельного участка, отведенного под строительство;
- движение автотранспорта и строительной техники по существующим и проектируемым дорогам;
- ограждение производственных площадок металлическими ограждениями с целью исключения попадания животных на территорию;
- применение подземной прокладки трубопроводов, использование герметичной системы сбора, хранения и транспортировки добываемого сырья;
- оборудование линий электропередач птицевозными устройствами в виде защитных кожухов из полимерных материалов с целью предотвращения риска гибели птиц от поражения электрическим током;
- сбор хозяйственных и производственных сточных вод в герметичные емкости с последующей транспортировкой на утилизацию;
- сбор производственных и бытовых отходов в специальных местах на бетонированных площадках с последующим вывозом на обезвреживание или захоронение на полигоне;
- хранение и применения химических реагентов, горюче-смазочных и других опасных для объектов животного мира и среды их обитания материалов с соблюдением мер, гарантирующих предотвращение заболеваний и гибели объектов животного мира, ухудшения среды их обитания;
- обеспечение контроля за сохранностью звукоизоляции двигателей строительной и транспортной техники, своевременная регулировка механизмов, устранение люфтов и других неисправностей для снижения уровня шума работающих машин;
- по окончании строительных работ уборка строительных конструкций, оборудования, засыпка траншей.

Согласно «Требованиям по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13.08.96 г. № 997, проектом предусматриваются следующие мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир:

- в период строительства:

- хранение и применения химических реагентов, горюче-смазочных материалов в закрытой таре на специально отведенной площадке, с твердым покрытием;
- обеспечение контроля за сохранностью звукоизоляции двигателей строительной и транспортной техники, своевременная регулировка механизмов, устранение люфтов и других неисправностей для снижения уровня шума работающих машин.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- после завершения строительства, запрещается оставлять неубранные конструкции, оборудование и незасыпанные участки траншей;
- производственная площадка имеет ограждения, для предотвращения появления на территории диких животных;
- хозяйственно-бытовые стоки собираются в емкости на самой производственной площадке с последующим вывозом, по мере накопления, на очистные сооружения;

- в период эксплуатации:

- обеспечивается полная герметизацию систем сбора и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- полная герметизация технологического оборудования;
- проектируемый трубопровод прокладывается подземно;
- линия ВЛ и изоляторы оснащены специальными птицезащитными устройствами, в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токонесущим проводам;
- предусматриваются специальные ограждения технологического оборудования для предотвращающие появление на территории этих площадок диких животных.

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 по инженерной защите территории объекта, зданий, сооружений и оборудования от опасных геологических процессов и природных явлений приведены в таблице 0.1.

Таблица 0.1 - Мероприятия по инженерной защите зданий и сооружений

№ п/п	Наименование природного процесса, опасного природного явления	Мероприятия по инженерной защите
1	Сильный ветер	Строительство проектируемого объекта ведется с учетом района по ветровым нагрузкам. Оборудование устанавливается на бетонные фундаменты, опорные конструкции под оборудование устанавливаются на железобетонные стойки, которые погружены в сверленные котлованы на основания из бетона с засыпкой песчано-гравийной смесью. Закрепление оборудования осуществляется с помощью фундаментных болтов, болтами или шпильками к закладным деталям, приваркой закладных деталей. Опоры под строительные конструкции (радиомачта,

№ п/п	Наименование природного процесса, опасного природного явления	Мероприятия по инженерной защите
		<p>молниеотвод и т.д.) выполнены из металла с заделкой бетоном в сверленном котловане. Молниеотводы и радиомачты выполнены из труб круглого сечения. Стойки под трубопроводы выполнены из труб с заделкой бетоном в столбчатых фундаментах и в высверленных котлованах.</p> <p>Для предотвращения повреждения кабелей наружных сетей электроснабжения прокладка их осуществляется в траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки в гибких гофрированных двустенных трубах с защитой кирпичом, открыто в водогазопроводных трубах.</p> <p>Для предотвращения повреждения кабелей КИПиА по площадкам осуществляется в защитных стальных водогазопроводных трубах. Прокладка межплощадочных кабелей КИПиА осуществляется в траншее на глубине 0,7 м.</p> <p>На проектируемой ВЛ приняты железобетонные опоры по типовой серии 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ» (выпуск 1, 3) на стойках СВ105, СНВ-7-13.</p> <p>Длины пролетов между опорами в проекте приняты в соответствии с работой ОАО РАО «ЕЭС России» ОАО «РОСЭП» (шифр 25.0038), в которой основными положениями по определению расчетных пролетов опор ВЛ стало соблюдение требований ПУЭ 7 изд</p> <p>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».</p> <p>Проектируемые трубопроводы укладываются на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.</p>
2	Сильный ливень, подтопление	<p>Производственно-дождевые сточные воды с приустьевых площадок нефтяных скважин через дождеприемный приямок диаметром 530 мм отводятся по самотечной сети с уклоном 0,02 в подземную емкость производственно-дождевых стоков с гидрозатвором объемом 5 м³ (для каждой скважины).</p> <p>Водонепроницаемость и защита емкости производственно-дождевых стоков от коррозии достигается путем нанесения на ее внутреннюю поверхность следующих видов покрытий согласно СП 28.13330.2017 (приложение П):</p>

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование природного процесса, опасного природного явления	Мероприятия по инженерной защите
		<p>1. коллоидно-цементным раствором КЦР - 1 слой толщиной 12 мм;</p> <p>2. сополимеро-винилхлоридные лакокрасочные покрытия (типа ХС): грунтовка и эмаль - по 2 слоя.</p> <p>Самотечные сети производственно-дождевой канализации на площадках нефтяных скважин прокладываются подземно из чугунных труб диаметром 200 мм длиной 12,2 м по <u>ГОСТ 9583-75</u>.</p> <p>В качестве первичной защиты для монолитных и сборных железобетонных конструкций применять тяжелый бетон по ГОСТ 26633-2015 на портландцементе по ГОСТ 10178-85 марки по водонепроницаемости W4, W6, по морозостойкости – F200.</p> <p>Поверхности бетонных конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазать горячим битумом БН70/30 (ГОСТ 6617-76) за три раза.</p> <p>Для защиты от коррозии на металлические конструкции, изделия закладные и сварные швы, находящиеся на открытом воздухе, нанести антикоррозионное атмосферостойкое покрытие, состоящее из 1-го слоя эпоксидной грунтовки толщиной 100 мкм и 1-го слоя полиуретановой эмали толщиной 50 мкм. Общая толщина покрытия – 150 мкм.</p> <p>Все металлические конструкции, детали, находящиеся в грунте, защитить от коррозии системой лакокрасочного покрытия, состоящей из 1-го слоя эпоксидной грунтовки толщиной 125 мкм и 1-го слоя полиуретановой эмали толщиной 125 мкм. Общая толщина покрытия – 250 мкм.</p>
3	Сильный снег	<p>Строительство проектируемого объекта ведется с учетом района по снеговой нагрузке. Кабельные сооружения защищаются тем же способом, что и при сильном ветре.</p>
4	Сильный мороз	<p>Проектируемые трубопроводы укладываются на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.</p> <p>Для железобетонных стоек применяются тяжелый бетон, марки по морозоустойчивости F200 из сульфатостойкого цемента.</p> <p>Для защиты оборудования от низких температур предусмотрены утепленные герметичные шкафы</p>

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование природного процесса, опасного природного явления	Мероприятия по инженерной защите
		<p>КИПиА. Обогрев шкафа КИПиА осуществляется электрическим обогревателем общепромышленного назначения с функцией автоматического поддержания температуры. Электрические обогреватели имеют температуру теплоотдающей поверхности ниже максимально допустимой, с автоматическим регулированием температуры теплоотдающей поверхности нагревательного элемента в зависимости от температуры воздуха внутри шкафа, а также оснащены термостатами безопасности.</p> <p>Измерительная установка состоит из технологического блока и блока контроля и управления, представляющих собой блочно-модульные здания полной заводской готовности со всеми инженерными коммуникациями помещений «под ключ». Температура внутреннего воздуха в помещениях измерительной установки принята не ниже плюс 5 °С с возможностью повышения до +18 °С. Отопление технологического блока и блока контроля и управления электрическое, местными электронагревателями с температурой на теплоотдающей поверхности не более плюс 110°С.</p>
5	Гроза	<p>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.</p> <p>Защита площадки ИУ, площадки устья скважины от прямых ударов молнии выполняется посредством присоединения к заземляющему устройству в соответствии с пунктом 2.15 РД 34.21.122-87 и п.3.2.1.2 СО 153-34.21.122-2003, так как указанное технологическое сооружение выполняется из стальных труб с толщиной стенки трубы более 4 мм и повышение температуры с внутренней стороны объекта в точке удара молнии не представляет опасности.</p> <p>Для защиты от заноса высоких потенциалов по подземным и внешним коммуникациям при вводе в здания или сооружения, последние присоединяются к заземляющему устройству.</p> <p>Заземлители для молниезащиты и защитного заземления – общие.</p>

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование природного процесса, опасного природного явления	Мероприятия по инженерной защите
		<p>Для молниезащиты газоотводных труб (воздушников) емкости производственно-дождевых стоков и емкости дренажной предусматривается установка отдельно стоящего молниеотводов.</p> <p>Для защиты электрооборудования от грозových перенапряжений на корпусе КТП устанавливаются ограничители перенапряжений (входят в комплект поставки КТП).</p> <p>Опоры ВЛ подлежат заземлению.</p>
6	Пучение грунтов	<p>Для предотвращения повышения влажности грунтов при возведении и эксплуатации проектируемых сооружений следует не допускать нарушения естественного стока поверхностных вод. Следует строго следить за качественным и своевременным уплотнением всех подсыпок и засыпок пазух выемок с оформлением необходимой исполнительной документации. Для обратной засыпки, подсыпок применять непучинистый, непросадочный, ненабухающий грунт, уплотнение производить отдельными слоями, толщиной не более 200 мм с достижением плотности сухого грунта не менее 1,65 т/м³.</p>
7	Природные пожары	<p>Проектные сооружения расположены на достаточном удалении от лесных массивов, чем обеспечивается исключение возможности перекидывания возможных природных пожаров на территорию проектируемых сооружений.</p> <p>Для предотвращения распространения степных пожаров предусматривается пропахивание территории по периметру вокруг площадок проектируемых сооружений в виде полосы шириной, обеспечивающей недопущение перекидывания пламени на защищаемые объекты.</p>
8	Эрозионные процессы	<p>Для защиты территории строительства от эрозионных процессов предусматривается рекультивация земель с последующим посевом многолетних трав.</p>

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:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- 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;
- контроль и измерение технологических параметров на выходе скважины;
- 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;
- установка фонтанной арматуры с условным давлением 35 МПа;
- герметизация оборудования с использованием сварочного способа соединений, минимизацией фланцевых соединений;
- 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;
- выкидные трубопроводы запроектированы из труб бесшовных DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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 DN 150, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, 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.

• за расчетное давление проектируемых трубопроводов принято давление 4,0 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружными насосами при работе на закрытую задвижку;

• проектируемые трубопроводы укладываются на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;

• для упругоизогнутых участков выкидного трубопровода определены минимальные радиусы упругого изгиба оси трубопровода, при котором соблюдаются условия прочности. Минимальный радиус упругого изгиба оси выкидного трубопровода DN 80 - 300 м, DN150 – 400;

• по трассе проектируемого трубопровода устанавливаются опознавательные знаки на пересечениях с подземными коммуникациями, на углах поворота трасс,

• контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков проектируемого трубопровода, в том числе:

– участки трубопровода категории Н – радиографическим методом 25 % соединений, методом ультразвукового контроля 75% соединений;

– участки трубопровода категории С – радиографическим методом 100 % соединений.

• переходы проектируемых трубопроводов через технологические подъезды, грунтовые дороги выполняются в защитных футлярах. Глубина заложения трубопроводов в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верха футляра в соответствии с п. 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитных футляров выводятся на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна. На концах футляров устанавливаются герметизирующие манжеты и укрытие защитное манжеты герметизирующей;

• по окончании строительно-монтажных работ трубопроводы промываются водой;

• по окончании очистки трубопровод испытывается на прочность и герметичность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 с последующим освобождением от воды;

• для защиты проектируемого трубопровода от внутренней коррозии предусматривается:

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

– периодическая подача в затрубное пространство скважин ингибитора коррозии передвижными средствами;

– применение устройств контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями п.48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

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

- для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство проектируемых трубопроводов из труб диаметром 89 мм, 159 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях, номер конструкции – 2 по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- покрытие поверхности трубопроводов и отводов гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;
- покрытие сварных стыков трубопроводов комплектами термоусаживающихся манжет в соответствии с Методическими указаниями Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков предварительно изолированных труб в трассовых условиях» П1-01.04 М-0041. В комплект термоусаживающихся манжет входят: праймер, лента термоусаживающаяся и замок;
- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов и защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

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

- электрохимзащита проектируемых трубопроводов;
- защита от прямых ударов молнии 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;

							8109-ППТ.ОЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			19

- 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 проектируемых объектах 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:

- автоматизация технологических процессов, обеспечивающая дистанционное управление и контроль за процессами;
- для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси;
- с целью защиты прилегающей территории от аварийного разлива нефти вокруг нефтяной скважины устраивается оградительный вал высотой 1,00 м;
- сбор производственно-дождевых вод с приустьевой площадки нефтяной скважины в железобетонную подземную емкость объемом 5 м³;
- автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонениях давления в выкидном трубопроводе выше и ниже заданных пределов;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- подключение проектируемых трубопроводов предусматривается:
 - от скв. № 1252 к АГЗУ-53 (сущ.) Кулешовского месторождения;
 - от скв. № 1255 к ИУ (проект.);
 - от скв. № 1256 к АГЗУ-807 (сущ.) Кулешовского месторождения;
 - от скв. № 1130 к существующему сборному нефтепроводу УТУ-4-УТУ-3;
 - нефтегазосборного трубопровода к существующему сборному нефтепроводу АГЗУ-53-НК-9.
- на подключаемых трубопроводах предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) и обратного клапана из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А, климатического исполнения У1 по ГОСТ 15150-69.
- расположение оборудования с обеспечением необходимых по нормам проходов и с учетом требуемых противопожарных разрывов.

Планировочные решения генерального плана проектируемых площадок разработаны с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, ранее запроектированных зданий,

							Лист
						8109-ПТТ.ОЧ	20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

сооружений и коммуникаций, наиболее рационального использования земельного участка, а также санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

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

- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- СП 18.13330.2019 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция. СНиП II-89-80*»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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.

Перечень мероприятий по 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.

Расстояние до ближайшего категоризованного объекта (г. Самара) составляет 64,5 км.

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-8, ЦЭРТ-3. 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;



- посылные пешком 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 Нефтегорского 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 производится 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 Нефтегорский, также начинает транслировать сигналы гражданской обороны.

В ЦИТУ 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 Нефтегорский по средствам телефонной связи, электронным сообщением по компьютерной сети.

При получении сигнала ГО (распоряжения) и информации начальником смены ЦИТУ АО «Самаранефтегаз» по линии оперативных дежурных ЦУКС (по Самарской области), администрации Октябрьского р-на г.о. Самара, дежурного ЕДДС муниципального района Нефтегорский 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 ЦИТУ информирует 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 до директора СЦУКС ПАО «НК «Роснефть», оперативного дежурного СЦУКС ПАО «НК «Роснефть»;
- доведение информации и сигналов ГО диспетчером РИТС ЮГМ, до диспетчеров ЦДНГ-8, ЦЭРТ-3;
- доведение информации и сигналов ГО диспетчерами ЦДНГ-8, ЦЭРТ-3 до дежурного оператора УПСВ «Ветлянская».
- доведение информации и сигналов ГО дежурным оператором УПСВ 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 УПСВ «Ветлянская» (место постоянного присутствия персонала) будет осуществляться дежурным оператором УПСВ с использованием существующих средств связи.

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 ЦИТУ, РИТС ЮГМ, ЦДНГ-8, ЦЭРТ-3, дежурного оператора УПСВ «Ветлянская».

Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта

В соответствии с п. 10 СП 165.1325800.2014 проектируемые сооружения попадают в зону светомаскировки, в связи с тем, что продолжают работу в военное время и являются вероятными целями поражения, так как относятся к объектам топливно-энергетического комплекса. При введении военного положения или с началом военных действий на территории ЦППД, ЦЭРТ-3 будут осуществлены мероприятия по светомаскировке согласно требованиями СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					Лист
						8109-ППТ.ОЧ				23