



**Общество с ограниченной ответственностью  
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА »  
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО  
УНИВЕРСИТЕТА**

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в  
газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТОБОЙСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2023 г.)**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами»**

**Часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий  
по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного  
характера»**

**19-01-НИПИ/2021-ГОЧС**

**Том 10.1**

2022



Общество с ограниченной ответственностью  
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»  
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО  
УНИВЕРСИТЕТА

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и  
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТОБОЙСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2023 г.)**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами»**

**Часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по  
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного  
характера»**

**19-01-НИПИ/2021-ГОЧС**

**Том 10.1**

Заместитель Генерального директора –  
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

А. П. Викулин

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
19-01-НИПИ/2021-ГОЧС-С	Содержание тома 10.1	1 л.
19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению ситуаций природного и техногенного характера.	
	Текстовая часть.	85 л.
19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г	Графическая часть	5 л.
	Общее количество листов документов, включенных в томе 10.1	91 л.

Согласовано		

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

<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС-С</b>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
				<i>Матус</i>	
Н. контр. ГИП	Салдаева Викулин			<i>Салдаева</i>	


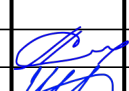

Содержание тома 10.1	Стадия	Лист	Листов
	П		1
	ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

## СОДЕРЖАНИЕ

1.	Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	6
2.	Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных зон, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта.....	15
3.	Перечень мероприятий по гражданской обороне .....	18
3.1	Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО .....	18
3.2	Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по ГО.....	18
3.3	Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны светомаскировки.....	19
3.4	Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции.....	19
3.5	Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численность дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по ГО, и объектов особой важности в военное время .....	19
3.6	Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесенным к категориям по ГО.....	20
3.7	Решения по управлению ГО проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий .....	21
3.8	Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта .....	23
3.9	Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ .....	24
3.10	Обоснование введения режимом радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению) .....	25

Согласовано			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	Разраб.	Матус	
	Н. контр.	Салдаева	
	ГИП	Уваров	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т</b>						
Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера Текстовая часть				Стадия	Лист	Листов
				П	1	96
				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

3.11	Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения.....	25
3.12	Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения .....	25
3.13	Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники.....	27
3.14	Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта .....	28
3.15	Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО .....	28
3.16	Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты.....	28
3.17	Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы .....	28
4.	Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера .....	30
4.1	Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами ..	30
4.2	Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте .....	31
4.3	Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте.....	32
4.4	Результаты определения (расчёта) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами .....	32
4.5	Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.....	46
4.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта .....	48
4.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте.....	48
4.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки; обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений.....	52
4.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах .....	53
4.10 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями.....	60
4.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий .....	66
4.12 Технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов).....	66
4.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечение гарантированной устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации.....	76
4.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС.....	76
4.15 Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объекта.....	77
Библиография .....	79
Приложение А Исходные данные ГУ МЧС России по РК .....	82
Приложение Б Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО .....	85

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

## ДАнные ОБ ОРГАНИЗАЦИИ - РАЗРАБОТЧИКЕ

### 1. Наименование организации

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», разработал Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета.

### 2. Сведения о почтовом адресе, телефоне, факсе организации

Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета (НИПИ нефти и газа УГТУ):

Юридический адрес: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 14.

Центральный офис: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 14.

Телефон: (8216) 700-293

Факс: (8216) 760-032

Электронная почта: referent@npiugtu.ru

Право на проектирование подтверждено следующими документами:

Право на проектирование подтверждено Выпиской из реестра членов саморегулируемой организации, выданной Ассоциацией «Инженер-Проектировщик», регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций № СРО-П-125-26012010. Регистрационный номер члена саморегулируемой организации ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» №284 от 12.02.2018 г.

### 3. Список разработчиков

ФИО исполнителя	Реквизиты свидетельства об аттестации (область аттестации),
Матус Е.Н.	№ 57-17-3259 (области А.1, Б.2.3, Б.2.13, Б 7.6)
Михайлова В.А	№ 117-17, № 09-15 (области А.1, Б.2.3, Б.2.13)

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», разработан в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, техническими регламентами в т. ч. устанавливающие требования по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемого объекта.

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	4

При разработке настоящего подраздела проектной документации учитывались исходные данные и требования Главного управления МЧС России по Республике Коми, изложенные в письме (Приложение А).

Состав и содержание подраздела «ПМ ГОЧС» соответствует требованиям и рекомендациям:

- ГОСТ Р 55201-2012 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;
- МДС 11-16.2002 «Методические рекомендации по составлению раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства предприятий, зданий и сооружений (на примере проектов строительства автозаправочных станций)».

Список исполнителей, включающий фамилии, инициалы, должности и места работы

Главный инженер проекта ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	А. П. Викулин
Руководитель группы ПБ, ГО и ЧС ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	Е.Н. Матус
Ведущий инженер группы ПБ, ГО и ЧС ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	В.А. Михайлова

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т</b>					Лист	
											5	
						Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	



# 1. Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г1).

В настоящем томе предусматривается строительство выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» и нефтесборного коллектора от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

Проектной документацией предусмотреть следующие этапы строительства и ввода объектов в эксплуатацию:

- первый этап строительства. Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»;
- второй этап строительства. НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Н	114х6	1875	III	II	4,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							6

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219x8	4792	III	II	4,0

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые промышленные нефтепроводы по диаметру относятся к III классу, по назначению относятся к категории III. В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 для трубопроводов, прокладываемых по территории ММГ принята II категория трубопровода, а на участке перехода трубопровода через водную преграду, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м, принята I категория.

Объем контроля сварных соединений составляет 100% радиографическим методом.

Испытание на прочность, плотность и герметичность проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

Первым этапом необходимо провести предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}$  МПа в течение 12 часов;
- на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участку длиной 100 м давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$  МПа в течение 12 часов;
- на узлах линейной запорной арматуры давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$  МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1%УВВ давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$  МПа в течение 12 часов.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 2.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Диаметр и толщина стенки, мм	Теплоизоляция	Проектные мощности			
				Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Н	114x6	ППУ	-	294,4	19,1	-
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219x8	ППУ	-	2026,4	1614,7	-

### Решения по нефтепроводам

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на существующей эстакаде на высоте 1,5-3,0 м над поверхностью земли.

Для выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» настоящим проектом принята труба Ø114x6 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду100 принят – 5-5,25м.

Для НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей настоящим проектом принята труба Ø219x8 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду200 принят – 7,3-9 м.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трасс проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С. С внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе порошково-эпоксидных красок с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным однослойным антикоррозионным эпоксидным покрытием. С теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							8

Устройство углов поворота трассы проектируемой выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба  $R=1.5Dy$  с катушками 400мм (отводы на компенсаторах) и  $R=3Dy$  с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже  $KCU=34,3$  Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду100 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус).

Устройство углов поворота трассы проектируемого НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба  $R=1.5Dy$  с катушками 400мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже  $KCU=34,3$  Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду200;

– отводов гнутых с радиусомгиба  $R=1.5Dy$ ,  $R=5Dy$  с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже  $KCU=34,3$  Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду200 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус).

Для фитингов в качестве внутреннего двухслойное заводское антикоррозионное эпоксидное покрытие на основе порошково-эпоксидных красок с температурой эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С, с наружным однослойным антикоррозионным покрытием, с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение биметаллических втулок.

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
9

Для теплоизоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение комплекта изоляции сварного стыка, состоящего из скорлуп из пенополиуретана и покровного слоя из стали толщиной 0,7мм.

По проектируемой трассе нефтегазопровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами. Запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С.

Настоящим проектом по трассе «Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» предусмотрено подключение к обвязке существующей добывающей скважины. Перед точкой подключения к добывающей скважине предусмотрены задвижка фланцевая клиновая с выдвигным шпинделем, вентиль прободоотборный, сливное устройство, манометр, счетчик жидкости «СКЖ-420-40». Узел подключения в существующий трубопровод включают в себя затворы обратные фланцевые и задвижку клиновую фланцевую, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентили угловые специальные (ВУС).

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне. В начале и в конце проектируемой трассы «НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей» предусмотрены узлы камер пуска и приема СОД, включающие в себя тело камеры и обвязку, состоящую из участков труб, фитингов, задвижек клиновых фланцевых, рассчитанных на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>. На узле пуска СОД также предусмотрена перспективная задвижка.

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска и приема очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажные емкости V=5м<sup>3</sup>. Дренажная емкость поставляется в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем. Емкости устанавливаются подземно. Дренажные линии камер пуска и

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
10

приема оборудуются задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

Узел подключения в конце трассы включает в себя задвижки клиновые с ручным приводом Ду200, Ду250, затвор обратный Ду200, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентили угловые специальные (ВУС). Настоящий проект не предусматривает пересечение трубопроводами автодорог, оленьих переходов и воздушных линий электропередач.

НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей пересекает р.Памендуй глубиной 1,3 м. В данном проекте пересечение водной преграды выполняется надземным способом в защитном футляре с проведением резервной нитки Ду200. В качестве узлов береговых задвижек в проекте предусмотрены узел отключения на резервную нитку и узел подключения от резервной нитки. Узлы береговых задвижек устанавливаются выше уровня 10% ГВВ. На узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентили угловые специальные (ВУС). Узлы находятся в обваловании, сбор стоков осуществляется в инвентарные поддоны. Также на узле подключения от резервной нитки предусмотрен вантуз, состоящий из задвижки клиновой фланцевой и муфты сухого разъема. Узел подключения к существующему нефтепроводу включает в себя задвижки клиновые фланцевые, затвор обратный, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентили угловые специальные (ВУС).

Концы защитного кожуха должны быть выведены за границу меженного горизонта воды не менее, чем на 25 м. Защитный кожух выполняется из труб стальных электросварных прямошовных Ду700 с толщиной стенки 10 мм с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальниковых компенсаторов.

Сальниковые компенсаторы устанавливаются на концах защитного кожуха. Межтрубное пространство заполняется инертным газом – азотом, и создается избыточное давление равное 50-70% от минимального рабочего давления в трубопроводе. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. К тому же данная конструкция обеспечивает пожаробезопасность данного участка нефтепровода.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
11

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, на пересечении с водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» естественные и искусственные преграды не пересекает.

НСК «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей» пересекает естественные преграды:

- на ПК31+2 протока, гл.0,85м;
- на ПК34+50 река Помяндуй, гл.1,3м.

Проектируемый нефтесборный коллектор Тобойского нефтяного месторождения не пересекают искусственные преграды и сооружения.

Проектной документацией по трассе «НСК от т.вр. куста 2 Тобой до т.вр. в МПН Перевозное-УПН Варандей» предусматривается установка двух электроприводных задвижек на узлах отключения ПК34+13 и подключения на резервную нитку на ПК35+03.

Электроснабжение потребителей осуществляется от проектируемой трансформаторной подстанции КТПК-40/6/0,4-УХЛ1. Трансформаторная подстанция является основным источником питания для проектируемых электроприемников узла задвижек и обеспечивает электроснабжение потребителей по третьей категории. Для обеспечения 1 категории надежности электроснабжения электропривода задвижек проектом предусматривается установка энергоаккумуляторов. Энергоаккумулятор предназначен для питания электропривода в нормальном режиме работы с внешним электроснабжением и в аварийном режиме при отсутствии внешнего электроснабжения. Энергоаккумулятор состоит из двух частей – емкостного накопителя во взрывонепроницаемой оболочке, заполненной компаундом, и зарядного устройства во взрывонепроницаемой оболочке. Энергоаккумулятор обеспечивает электроснабжение электропривода задвижек в течение 48 часов.

На площадке скв.35 проектом предусматривается установка счетчика жидкости СКЖ. Электроснабжение выполняется от РУНН существующей трансформаторной подстанции, расположенной на площадке скв.35.

Для внешнего электроснабжения узлов задвижек предусматривается строительство отпайки от существующей ВЛЗ-6 кВ. Точкой подключения для проектируемой КТПК является концевая опора проектируемой ВЛЗ-6 кВ. На проектируемой ВЛЗ-6 кВ предусматривается подвеска защищенного провода марки СИП-3 сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Основным источником электроэнергии для электроснабжения потребителей узлов

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

						19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		12

завдвиек является ПС 35/6 кВ Перевозного нефтяного месторождения, имеющая двухсекционное ЗРУ-6 кВ. Каждая из секций 6 кВ запитаны от независимых взаимно резервирующих источников питания. На ЗРУ-6 кВ предусмотрена система АВР. Секции шин 6 кВ в нормальном режиме работают отдельно, секционный выключатель разомкнут.

### Общие сведения

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемых промысловых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

В соответствии с СП284.1325800.2016 для трубопроводов диаметром Ду200 предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства с пропуском очистного устройства.

Для проектируемого нефтесборного коллектора Ду200 мм предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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

						<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т</b>	Лист
							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		



Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

## 2. Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных зон, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г1).

Ширина полосы отвода земельных участков для размещения трасс проектируемых трубопроводов, предоставляемых для размещения линейных объектов, составляет:

- для размещения нефтегазопроводов – 24 м;

Таблица 3 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование и назначение участка	Нормативная площадь участка на период строительства и эксплуатации, га	Площадь участков предоставленных для строительства (в соответствии с Проектом планировки и Проектом межевания территории), га
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	4,5000	15,9028
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	11,5008	
Итого:	16,0008	15,9028

В площадь застройки включены:

- площадь зданий и сооружений;
- площадь, занятая коммуникациями.

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемого трубопровода представлена в таблице 4.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

15

Таблица 4 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
<b>Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»</b>	
ПК0+00	Обвязка устья добывающей скважины. Включает в себя затворы обратные Ду100, задвижка клиновая, спускник, манометр. Надземное исполнение.
ПК18+75	Узел подключения от скв. №35. Включает в себя задвижку клиновую Ду200, задвижки клиновые Ду100, затвор обратный Ду100, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.
ПК0+23,9	Узел пуска СОД. Включает в себя устройство пуска с трубной обвязкой и ЗРА Ду200 мм, задвижку клиновую с выдвигным шпинделем Ду100, узел контроля скорости коррозии, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор и дренажную емкость V=5м <sup>3</sup> . Надземное исполнение.
ПК34+13	Узел отключения на резервную нитку. Включает в себя задвижки электроприводные Ду200, вентиль угловой специальный(ВУС), манометр. Надземное исполнение.
ПК34+50	Переход проектируемого трубопровода через реку в защитном герметичном кожухе Ду700 мм (L=63 м) с сальниковыми компенсаторами. Надземное исполнение. Основная нитка
ПК34+50	Переход проектируемого трубопровода через реку в защитном герметичном кожухе Ду700 мм (L=63 м) с сальниковыми компенсаторами. Надземное исполнение. Резервная нитка
<b>НСК «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей»</b>	
ПК34+99,9	Узел подключения от резервной нитки. Включает в себя задвижки электроприводные Ду200, задвижка клиновая Ду100, муфта «сухого» разъема, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.
ПК46+3,9	Узел приема СОД. Включает в себя устройство приема с трубной обвязкой и ЗРА Ду200 мм, задвижку клиновую с выдвигным шпинделем Ду100, узел контроля скорости коррозии, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор и дренажную емкость V=5м <sup>3</sup> . Надземное исполнение.
ПК46+35	Узел подключения в существующий трубопровод. Включает в себя задвижку клиновую Ду200, Ду2500, затвор обратный Ду200, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.

По сведениям Департамента природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа проектируемые объекты расположены вне ООПТ федерального, регионального и местного уровней и их охранных зон.

Территория участка строительства располагается в пределах территории ведения хозяйственной деятельности союза родовых общин (СРО) «Я'Ерв». На участке производства работ - территории традиционного природопользования местного значения отсутствуют.

Взам. инв. №							Подп. и дата	Инв. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															16
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата									

Объекты культурного наследия, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия народов РФ, выявленные объекты культурного наследия отсутствуют. А также земельный участок расположен вне зон охраны/защитных зон объектов культурного наследия.

Согласно сведениям, предоставленным Государственной инспекцией по ветеринарии НАО скотомогильников и биотермических ям в районе строительства не зарегистрировано.

На основании сведений Департамента ПР и АПК НАО зоны с особыми условиями использования территории (ЗООИТ), установленные от объектов местного значения отсутствуют.

В соответствии с п. 24 Порядка ведения государственного кадастра отходов, утвержденного приказом Минприроды России от 30.09.2011 №792, сведения об объектах размещения отходов, включенных в Государственный реестр объектов размещения отходов, размещены на официальном сайте Росприроднадзора. В районе работ объекты ТБО, включенные в Государственный реестр объектов размещения отходов, отсутствуют.

Для р. Памендуй и Протоки б/н устанавливается водоохранная зона в размере 50м.

По сведениям Департамента ПР и АПК НАО, источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, находящиеся в ведении администрации, их зон санитарной охраны в радиусе 3 км от района работ отсутствуют.

Решения об отнесении лесов к защитным лесам, а также земель к особо ценным в составе земель сельскохозяйственного назначения в районе работ Администрацией Заполярного района не принимались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

### 3. Перечень мероприятий по гражданской обороне

#### 3.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО

Проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)»:

- не имеет мобилизационного задания (заказа);
- не представляет высокую степень потенциальной опасности возникновения чрезвычайных ситуаций в военное и мирное время;
- не представляет уникальной культурной ценности.

Проектируемый объект обслуживается комплексным цехом добычи нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Согласно исходным данным ГУ МЧС по НАО (Приложение А) проектируемый объект категории по ГО не имеет, и письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №07-03-363560 от 11.11.2016 (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» категории по гражданской обороне не имеет.

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

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по (Приложение А) объект проектирования находится на достаточном удалении от территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
18

**3.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны светомаскировки**

Проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», не попадает в границы зон возможной опасности, перечисленные в СП 165.1325800.2014, а именно: в зоны возможных разрушений, возможного радиоактивного загрязнения, возможного катастрофического затопления, возможного химического заражения, возможного образования завалов. Выполнение инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, предусмотренных для указанных зон, не требуется.

Проектируемые трубопроводы расположены в границах Тобойского нефтяного месторождения. Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Тобойского месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Согласно СП 264.1325800.2016 проектируемый объект попадает в зону световой маскировки. Мероприятия по обеспечению световой маскировки представлены в п. 3.8 настоящего тома.

В военное время район Тобойского нефтяного месторождения не рассматривается в качестве территорий, на которых возможно размещение эвакуируемого населения.

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

Проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)» является стационарным предприятием. Характер производства не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место. Характер производства проектируемого объекта не предполагает перепрофилирование на выпуск иной

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

							<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т</b>	Лист
								19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

продукции. Демонтаж сооружений и технологического оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) решением группы мобилизационной подготовки в военное время объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» прекращают свою деятельность.

**3.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численность дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесённых к группам по ГО, и объектов особой важности в военное время**

Согласно исходным данным ГУ МЧС (Приложение А) проектируемый объект категории по ГО не имеет, и письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б), ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» категории по гражданской обороне не имеет.

Эксплуатация и обслуживание проектируемого объекта осуществляется существующим персоналом КЦДНГ №4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме). Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ.

Проектируемый объект не относится к числу предприятий, обеспечивающих жизнедеятельность на территориях, отнесённых к группам по ГО, и объектов (организаций) особой важности в военное время.

Дежурный и линейный персонал, обеспечивающий жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности, для этих целей не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

### 3.6 Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесённым к категориям по ГО

Строительство зданий и сооружений настоящим проектом не предусматривается.

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

В чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени основным способом доведения сигналов ГО до людей, является передача речевой информации по каналам теле- и радиовещания, по радиотрансляционным сетям и сетям связи.

Система оповещения ГО объекта должна обеспечивать:

- прием сообщений из системы централизованного оповещения;
- подачу предупредительного сигнала «Внимание всем!»;
- доведение речевой информации до работающего (обслуживающего) персонала проектируемого объекта.

Сигнал оповещения ГО, поступивший от Центра управления в кризисных ситуациях (ЦУКС) Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий в ЦУКС Главного управления МЧС России по Ненецкому автономному округу (ЦУКС по НАО), по имеющимся каналам связи (по телефону, телеграфу и электронной почте) передается в муниципальные органы управления гражданской защиты и пожарной безопасности администрации НАО.

Оповещение главы администрации НАО о переводе гражданской обороны с мирного на военное время осуществляется путем передачи оперативным дежурным ЦУКС Главного управления МЧС России по НАО в установленные сроки телеграмм серии «Ракета» со специальными сигналами оперативному дежурному ЕДДС Ненецкого автономного округа по телеграфу (электронной почтой) филиала ОАО «Ростелеком» в НАО. В порядке дуближа сигналы передаются по факсимильной связи и абонентскому телеграфу.

Далее дежурный ЕДДС НАО производит оповещение спасательных служб, должностных лиц ГО, организаций, в т.ч. ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласно схеме оповещения представленной на рисунке 1 посредством телефонной и мобильной связи.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
21



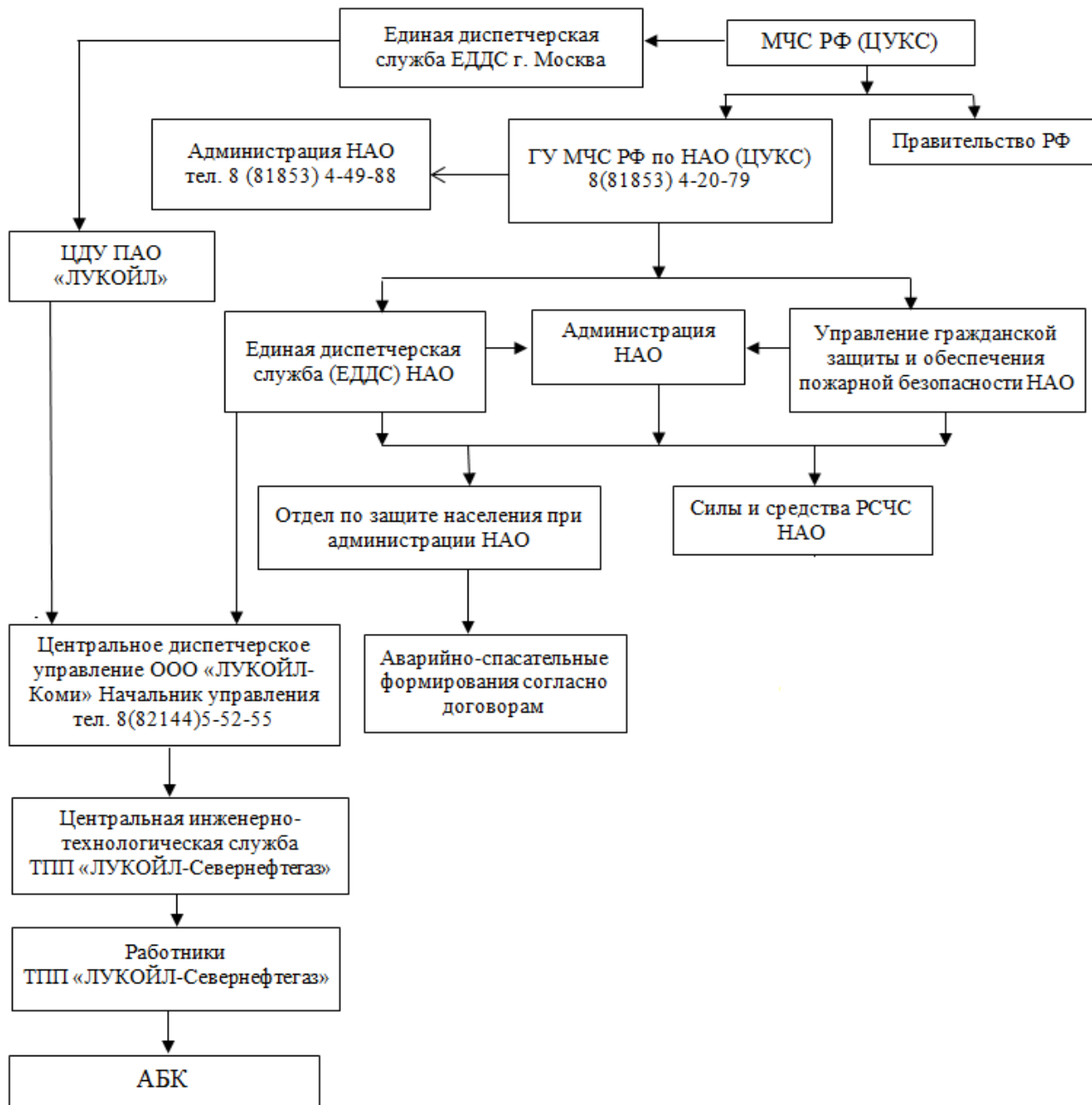


Рисунок 1 – Схема оповещения по ГО

Оповещение ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по телефонам, а также в общей системе оповещения по радио. Руководящий состав и персонал ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» в рабочее время оповещается с использованием телефонов.

Схемы оповещения разрабатываются таким образом, чтобы все спасательные службы ГО, организации, руководящий состав ГО, личный состав нештатных аварийно-спасательных формирований ГО были оповещены и собраны в установленных местах в течение 2 часов с момента получения сигнала оперативным дежурным ЕДДС НАО. Для дублирования

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							22

оповещения разрабатывается схема персонального оповещения каждой спасательной службы, организации, должностного лица ГО по служебным и домашним телефонам АТС, сотовым телефонам и направлением посыльных.

Все мероприятия по гражданской обороне осуществляются через начальника управления (главного инженера) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Должностным лицом, на которого возлагается обеспечение получения и доведения сигналов ГО до всех служб ГО является начальник ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Должностным лицом специально уполномоченным решать задачи ГО по КЦДНГ-4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является начальник цеха.

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

Согласно требованиям ГУ МЧС России по Республике Коми (приложение А) и п.3.15 ГОСТ Р 55201-2012 (территория проектируемого объекта входит в зону световой маскировки), проектными решения предусмотрены мероприятия по световой маскировке.

Световая маскировка проводится с целью создания в темное время суток условий, затрудняющих обнаружение с воздуха населенных пунктов и объектов путем визуального наблюдения или с помощью оптических приборов.

Световая маскировка предусматривается в двух режимах – частичного затемнения и ложного освещения. Подготовительные мероприятия, обеспечивающие осуществление светомаскировки в этих режимах, проводятся заблаговременно, в мирное время.

В режиме частичного затемнения мероприятия должны предусматривать завершение подготовки к введению режима ложного освещения. Режим частичного затемнения не должен нарушать нормальную производственную деятельность объекта.

Переход от обычного освещения на режим частичного затемнения должен быть проведен не более чем за 3 часа. Режим частичного затемнения после его введения действует постоянно, кроме времени действия режима ложного освещения.

Режим ложного освещения вводится при непосредственной угрозе нападения противника по сигналу «Воздушная тревога» и отменяется после объявления «Отбой воздушной тревоги». Переход с режима частичного затемнения на режим ложного освещения должен быть осуществлен не более чем на 3 мин.

Проектными решениями не предусмотрено освещение проектируемых трубопроводов. Источники стационарного искусственного освещения на площадках узлов отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
23

Во время проведения работ по строительству трубопроводов осуществляется организация рабочего освещения по временной схеме. Все дороги и проезды на территории необходимо содержать в свободном и исправном состоянии, своевременно ремонтировать, а зимнее время очищать от снега. На каждом километре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями предусмотрена установка опознавательных знаков.

В режим частичного затемнения, для проведения неотложных производственных и восстановительных работ предусматривается использование переносных осветительных фонарей. При переводе объекта в режим ложного освещения все работы персонала с использованием переносных светильников прекращаются.

Транспортные средства в режиме частичного затемнения светомаскировке не подлежат и продолжают работать, как и в обычных условиях. По сигналу «Воздушная тревога» остановка и выключение сигнальных огней транспортных средств.

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

Существующие источники водоснабжения на проектируемом объекте отсутствуют.

По технологии производства хозяйственно-питьевое водоснабжение на промышленных трубопроводах не требуется. Технологические процессы транспорта нефти и пластовой воды являются высокоавтоматизированными и не требуют постоянного присутствия персонала на территории проектируемых объектов (работа в автоматическом режиме).

Проектных решений по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ не требуются.

В случае ремонтных работ ремонтная бригада обеспечивается привозной водой. Бутилированная вода доставляется, из расчета потребления 3-3,5 л/чел., согласно СанПиН 2.2.3.1384-03. Вода минеральная природная питьевая столовая «Северная жемчужина» негазированная (Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ63.Н00792) приобретается в сетях розничной торговли. Персонал ремонтной бригады минимальным количеством воды питьевого качества из расчета норм на одного человека в сутки будет обеспечен.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															24

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

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по РК (Приложение А) проектируемый объект не попадет в зону возможного радиоактивного загрязнения от АЭС или объектов использования атомной энергии (п. 4.9 СП 165.1325800.2014), в связи с чем, вопросы введения режимов радиационной защиты данным проектом не рассматриваются.

### **3.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения**

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» имеет I категорию по гражданской обороне в связи, с чем объект продолжает свою деятельность в военное время.

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) решением группы мобилизационной подготовки в военное время объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» прекращают свою производственную деятельность.

При угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения, при получении соответствующих сигналов ГО от Главного управления МЧС России по НАО, технологические процессы на проектируемом объекте останавливаются.

Остановка проектируемого объекта заключается в выводе из эксплуатации основных средств производства (за исключением оборудования, необходимого для обеспечения сохранности объекта, противопожарной и противоаварийной безопасности).

Остановка предусмотрена без нарушения правил промышленной безопасности и без создания условий, способствующих появлению факторов поражения.

Основные мероприятия безаварийной остановки технологического процесса:

- прекращение работ, производимых с использованием оборудования;
- рассредоточение и закрепление подвижного остановленного оборудования и транспортных средств;
- прекращение подачи тепла и электроэнергии для обеспечения производственных процессов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
25

Безаварийная остановка работающего оборудования должна обеспечивать возобновление производственного процесса без проведения длительных подготовительных работ. Управление безаварийной остановкой технологических процессов на проектируемом объекте производится обслуживающим персоналом с использованием технических возможностей систем контроля и автоматизации.

С целью обеспечения безаварийной остановки технологических процессов предусмотрены следующие мероприятия:

- все оборудование выбрано в соответствии с технологическими требованиями и производительностью;
- системы контроля и управления выбраны таким образом, что исключают возможность срабатывания от случайных и кратковременных сигналов нарушения нормативного хода технологического процесса;
- в случае отключения электроэнергии для питания систем контроля и управления, системы обеспечивают перевод технологических объектов в безопасное состояние.

Управление безаварийной остановкой технологических процессов на проектируемом объекте производится обслуживающим персоналом с использованием технических возможностей систем контроля и автоматизации. На кустовой площадке предусмотрена комплексная система автоматизации, сигнализации, противоаварийной защиты и управления, в том числе возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, устанавливаемой после измерительной установки, с передачей сигнала в операторную.

Действия эксплуатационного персонала после получения сигнала гражданской обороны обеспечивающих прекращение производственной деятельности объекта без нарушения целостности технологического оборудования, а также исключение (уменьшение) масштабов проявления вторичных поражающих факторов, осуществляются в следующей последовательности:

- предупредить об остановке соответствующие службы;
- остановить добывающий фонд скважин;
- прекратить подачу хим.реагентов на скважины;
- откачать жидкость из дренажных емкостей до нижнего уровня;
- закрыть электроприводную задвижку на кустовой площадке после измерительной установки;

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

							<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т</b>	Лист
								26
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- перекрыть задвижки в узле подключения нефтесборного коллектора от куста скважин, постоянно контролируя давление в нефтепроводе с помощью манометров;
- на всех задвижках вывесить таблички, извещающие об остановке;
- в вахтовом журнале сделать запись о причине и времени остановки кустов скважин.

Таким образом, безаварийная остановка производственного процесса на объекте строительства возможна, но требует определенного запаса времени и соблюдения последовательности действий, которые должны определяться технологическим регламентом в разделе «Основные правила пуска, остановки установки в нормальных условиях».

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

Характер производства проектируемого объекта не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место.

Проектируемые трубопроводы являются стационарными объектами, поэтому прекращения или перемещения в другое место их деятельности в военное время не требуется. Демонтаж сооружений и технологического оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

Проектируемые объекты не являются объектами, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, не выполняют функции по производству и выпуску продукции. Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов в составе данного проекта не предусматриваются.

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

Постоянного присутствия обслуживающего персонала на объекте строительства не требуется. Данным проектом проектирование санитарно-бытовых помещений и объектов коммунально-бытового назначения не предусматривается.

Санитарная обработка людей, обеззараживание одежды и специальная обработка техники будет проходить в ближайшем населённом пункте.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
27

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

Стационарных систем контроля за радиационной обстановкой на проектируемом объекте не предусматривается. Контроль радиационного фона предполагается осуществлять при помощи переносных средств радиационной и химической разведки находящихся в составе оборудования специальных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

### **3.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО**

Согласно исходным данным ГУ МЧС по НАО (Приложение А) на проектируемом объекте строительство защитных сооружений гражданской обороны не требуется.

Технологические процессы добычи и транспорта нефти являются высокоавтоматизированным. Постоянного пребывания на объекте не предусматривается.

Проектируемый объект обслуживается комплексным цехом добычи нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Увеличения персонала не предусматривается.

Эксплуатирующая организация ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» категории по гражданской обороне не имеет. Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) решением группы мобилизационной подготовки в военное время объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» прекращает свою деятельность.

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

Эксплуатирующая организация ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» категории по гражданской обороне не имеет. Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) решением группы мобилизационной подготовки в военное время объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» прекращает свою деятельность.

В связи с чем, разработка решений по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты, на период военного времени на проектируемом объекте не требуется.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28

В соответствии с Федеральным законом № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан резерв материальных ресурсов для ликвидации ЧС.

Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических и медицинских средств, средств индивидуальной защиты и пр., а также финансовых ресурсов для локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий, представлены в п. 4.11.

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

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г. В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Оборудование и технологические системы объекта являются стационарным оборудованием. Характер и месторасположение производства не предполагают возможность его перебазирования в военное время.

Эксплуатация и обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом бригад комплексных цехов по добыче нефти и газа (КЦДНГ №4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Проектные решения не предполагают увеличение количества и создания новых рабочих мест на объекте, эвакуация персонала и материальных ценностей объекта должна проводиться согласно действующего плана гражданской обороны ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Решения по обеспечению эвакуации персонала проектируемого объекта при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера представлены в п. 4.14 настоящего раздела.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



#### 4. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

##### 4.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами

В настоящем проекте предусматривается реконструкция промысловых трубопроводов.

Транспортировка нефти по пожаровзрывоопасности технологической среды относится к группе пожаровзрывоопасных (ст. 16 №123-ФЗ).

Трубопроводы, работающие под давлением, представляют потенциальную опасность т.к. вследствие нарушения режима эксплуатации и/или дефектов могут происходить утечки, в т.ч. через свищи или с полным разрывом стенки.

Основные опасные составляющие объекта представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1875 м Проектные мощности: добыча нефти – 19,1 т/сут; добыча жидкости – 294,4 м <sup>3</sup> /сут
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 4792 м Проектные мощности: добыча нефти – 1614,7 т/сут; добыча жидкости – 2026,4 м <sup>3</sup> /сут

Сведения о единовременном количестве опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 6.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		30

Таблица 6 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование трубопровода	Опасное вещество	Кол-во, т	Признаки идентификации							
			Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	Токсичные вещ-ва, т	Высокоокислительные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей										
ПК0+0,0-ПК34+99,9	Нефть	87,895	-	-	87,895	-	-	-	-	-
ПК34+99,9-ПК46+3,9	Нефть	15,876	-	-	15,876	-	-	-	-	-
ПК46+3,9-ПК46+35	Нефть	16,604	-	-	16,604	-	-	-	-	-
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Нефть	11,775	-	-	11,775	-	-	-	-	-
<b>Всего на объекте, т</b>		<b>132,15</b>			<b>132,15</b>					

В соответствии с таблицей 2 приложения 2 Федерального закона от 21.06.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», относится к **третьему классу опасности**, поскольку суммарное количество обращающихся опасных веществ 20 и более, но менее 200 тонн.

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

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Тобойского нефтяного месторождения (кусты скважин и одиночные скважины). Учитывая расположение существующих объектов нефтепромысла, аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах.

Проектируемые трубопроводы не пересекают искусственные преграды и сооружения.

Пересечения с внутрипромысловыми автомобильными дорогами и водными преградами в настоящем проекте отсутствуют.

Магистральных дорог и водных транспортных путей и других транспортных коммуникаций, способных стать причиной возникновения ЧС в районе проектируемого объекта нет. Влияния поражающих факторов по ГОСТ Р 22.0.07-95 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

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

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Растительность, на антропогенно преобразованных территориях, представлена разрозненными разнотравно – злаковыми группировками, сильно заболочена.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Территория строительства омывается на западе водами Белого, на севере Баренцева и Печорского, на северо-востоке Карского морей, образующими многочисленные заливы - губы: Мезенскую, Чёшскую, Колоколковскую, Печорскую, Хайпудырскую и др.

Основная река района строительства – р. Памендуй – находится в подпоре от максимальных расчетных уровней воды Баренцева моря. Местность представлена заболоченными озерами или заторфированными котловинами на их месте (хасыреи), а также термокарстовыми и ледниковыми озерами.

Рельеф поверхности плоский. Основная часть территории занята низменными приморскими аккумулятивными равнинами – лайдами и первой морской террасой. Территория строительства находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Согласно СП 131.13330.2020 по карте климатического районирования для строительства участок работ относится к строительно-климатическому подрайону I Г.

Среднегодовая температура воздуха минус 5,6 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца февраля минус 19,2 °С, а самого жаркого – июля плюс 8,9 °С. Абсолютный минимум температуры минус 44 °С, а абсолютный максимум плюс 32 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого теплого месяца, июля: плюс 13 °С.

В геоморфологическом отношении участок строительства находится в пределах аккумулятивно-денудационной равнины средне- и верхнечетвертичного возраста с уклоном в сторону моря.

Объект строительства находится в пределах Большеземельской тундры, представляющей обширную область повышенной холмистой равнины, в рельефе которой значительную роль играют формы аккумулятивного ледникового рельефа, представленного речными и озерными террасами, озерно-аллювиальными и аллювиально-морскими равнинами и несколькими террасовидными уровнями морских террас.

Рельеф поверхности плоский, территория частично заболочена. Основная часть территории занята низменными приморскими аккумулятивными равнинами – лайдами и первой морской террасой. Абсолютные отметки изменяются от 0,60 до 8,81 м. Рельеф первой морской террасы представляет собой плохо дренированную аллювиально-морскую равнину. Поверхность террасы сильно заболочена, рассечена множеством протоков, неглубоких озер и озерных котловин (хасыреев) на которых получили развития новообразования многолетнемерзлых пород. Рельеф второй морской террасы представляет собой относительно возвышенную дренированную аккумулятивно-морскую холмисто-озерную равнину.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Изучаемая территория располагается в Канинско-Печорской физико-географической ландшафтной провинции. Для территории характерны типичные тундровые ландшафты, в формировании которых значительную роль играет сезонно-талый слой.

В пределах разных геоморфологических уровней выделено четыре природных типа местности, приуроченных к современной озерно-аллювиальной и аллювиально-морской равнине.

– Хасырейный тип. Хасыреи – это заболоченные озера или заторфованные котловины на их месте. Данный тип местности распространен по всей территории строительства и прослеживается на всех геоморфологических уровнях;

– Озерно-холмистый тип. В районе работ занимает самые высокие точки рельефа. Характеризуется широким распространением небольших термокарстовых и ледниковых озер. Представлен урочищами полигонально-валиковых торфяников и кустарничково-травяно-моховых болот в комплексе с плоскими торфяниками;

– Пойменный тип. Представлен урочищами плоскогивистых дренированных поверхностей прирусловой поймы, занятых сырыми дюпонцевыми лугами, осочково-злаковыми приморскими лугами;

– Антропогенный тип. Наибольшей антропогенной трансформации природные ландшафты подвергаются в результате хозяйственной деятельности, направленной на добычу углеводородного сырья. Антропогенные трансформации, возникшие под действием традиционных для этого региона видов хозяйственной деятельности (оленоводство), незначительны.

Тобойское месторождение находится в стадии освоения, поэтому антропогенно-нарушенные территории приурочены к существующим коридорам коммуникаций.

**Климатические условия.** Климат Ненецкого автономного округа формируется преимущественно под воздействием арктических и атлантических воздушных масс. Частая смена воздушных масс, перемещение атмосферных фронтов и связанных с ними циклонов обуславливают неустойчивую погоду.

Для характеристики климата района работ использованы данные по АГМС Варандей.

Продолжительность безморозного периода 79 дней. Дата первого заморозка приходится на 15 сентября, дата последнего заморозка – 27 июня.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 277 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 126 мм, годовая сумма осадков 403 мм. Суточный максимум осадков 46 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность в течение года составляет 87 %.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Снежный покров образуется 16.X, дата схода 05.VI. Сохраняется снежный покров 236 дней. Максимальная высота снежного покрова наблюдается в апреле и составляет 37 см.

В течение года преобладают ветры юго-западного направлений. С декабря по февраль – юго-западного, а с июня по август – северного, северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра 6,4 м/с, средняя за январь – 7,0 м/с и средняя в июле – 5,5 м/с.

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к ледниковой и озерно-аллювиальной равнине средне- и верхнечетвертичного возраста. Различаются два климатических района: полярный - в южной части и субарктический - в северной и восточной частях территории округа. Субарктический район делится на подрайоны: западный - с морским климатом и восточный - с континентальным.

В соответствии со СП 131.13330.2020, территория строительства по рекомендуемому климатическому разделению территории РФ для строительства находится в районе I, подрайон Г.

Согласно СП 20.13330.2016, по нормативному ветровому давлению территория относится к V району (0,60 кПа), по снеговым нагрузкам – к IV, нормативный вес снегового покрова для района – 2,0 кПа. Район гололедности третий. Нормативная толщина стенки гололеда 10 мм.

Основные климатические параметры для холодного и теплого периодов года приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные климатические характеристики район

Наименование			Значение
Климатические параметры холодного периода			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98		-40
	обеспеченностью 0,92		-39
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98		-37
	обеспеченностью 0,92		-36
Температура воздуха, °С	обеспеченностью 0,94		-24
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С			-44
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С			8,8
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	$\leq 0\text{ }^{\circ}\text{C}$	продолжительность	238
		средняя температура	-11,5
	$\leq 8\text{ }^{\circ}\text{C}$	продолжительность	323
		средняя температура	-7,3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Наименование			Значение
	$\leq 10$ °С	продолжительность	365
		средняя температура	-5,6
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %			86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %			85
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с			-
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль			ЮЗ
Средняя скорость ветра (м/с) за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8$ °С			6,1
Климатические параметры теплого периода			
Барометрическое давление, гПа			1010
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95			11
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98			15
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С			13,0
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С			32
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С			7,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %			86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %			80
Суточный максимум осадков, мм			46
Преобладающее направление ветра за июнь-август			СВ
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с			-

**Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления.** В северо-Западном федеральном округе в среднем в год отмечалось 45 дней с тем или другим опасным явлением. Наиболее подвержен регион сильным ветрам и является одним из самых ветреных регионов в Европейской части России.

1. Фактических сведений и наблюдений за смерчами в районе предполагаемого строительства не имеется. Рассматриваемая территория не выделена как смерчеопасная зона или район, а отнесена к районам, где смерчи возможны в принципе.

2. Сильные ветры скоростью не менее 15 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 20 м/с и порывах 40 м/с наблюдается в районе работ редко (в отдельные месяцы и годы). За весь период наблюдений максимальная скорость ветра по

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист  
36

метеостанции Усть-Уса составила 40 м/с. Расчетная максимальная скорость ветра (1 раз в 50 лет) - 22 м/с.

3. Снежные заносы обычно наблюдаются в холодный период с октября по май. Повторяемость скоростей ветра 6 м/с и более за холодный сезон (октябрь-май) составляет для МС Усть-Уса 24%. Доля более сильных метелеобразующих ветров (8 м/с и более) составляет на МС Усть-Уса 8%. Преобладающее направление метелевых ветров южное (26%) и юго-западное (20%). Их средняя скорость составляет 6,9 м/с. В среднем метели наблюдаются до 64 дня за год. Максимальное число дней с метелью составляет 98 дней.

Объем снегопереноса обеспеченностью 0,95 составляет 140 м<sup>3</sup>/м пог. Объем снегопереноса за зиму с максимальной продолжительностью метелей - 500 м<sup>3</sup>/м пог. Расчетная толщина снежного покрова обеспеченностью 98% составляет 105 см.

4. Гололед и сложное отложение в регионе имеют фронтальное происхождение и наблюдаются в холодное время года при прохождении теплых фронтов.

Среднее число дней в году с гололедом – 15 дней. Максимальное число дней в году с гололедом составляет 35 дней. Гололед регистрируется в период с октября по апрель, по 1-4 случая за месяц. Температура воздуха при гололеде: -5°С.

5. Рассматриваемый район не относится к ливнеопасным, где критерием опасности является показатель более 30 мм за 12 часов и менее. Поэтому в соответствии с СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» принят общий критерий опасности более 50 мм за 12 часов и менее. Суточный максимум осадков по району равен 53 мм, что равно 1% обеспеченности (1 раз в 100 лет). Наблюденный максимум по метеостанции Усть-Уса составил 53 мм (10 июля 1972 года).

По годам изменчивость месячных и годовых сумм осадков по региону значительна. Продолжительность дождей от мая к августу возрастает. В 52% случаев очень сильные дожди в регионе выпадают в конце июня - начале июля. В летние месяцы сильные осадки в виде снега и града наблюдаются крайне редко. Общая продолжительность сильных дождей по годам отличается и колеблется в значительных пределах.

Территория изысканий относится к району со слабой грозовой активностью, обусловленной, в основном, низкой температурой воздуха в теплое время года. Грозы наблюдаются редко в апреле и сентябре-октябре, обычно с мая по август. Средняя продолжительность гроз максимально наблюдается в июле - 9,13 часов.

Из опасных гидрологических процессов и явлений на участках изысканий согласно приложениям Б, В СП 11-103-97 выявлены русловые процессы на пересекаемых водотоках.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



Также к опасным гидрологическим явлениям на изыскиваемой территории относится половодье, которое может оказывать гидродинамическое воздействие на береговые сооружения, размыв берегов потоком воды, способствовать загрязнению гидросферы, почв, грунтов, затоплению территории.

По СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категория опасных природных воздействий территория относится:

- по подтоплению – весьма опасная;
- по землетрясениям – умеренно опасная;
- по пучению – весьма опасная.

Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории от ожидаемых воздействий объекта строительства на окружающую среду: нарушение почвенно-покровного слоя, загрязнение грунтов и грунтовых вод, загрязнение поверхностных водотоков, увеличение мощности СТС (при наличии ММП), нарушение естественного температурного режима и влажности грунтов, загрязнение атмосферы в результате выбросов загрязняющих веществ, активизация экзогенных геологических процессов – термокарст и термоэрозия (при наличии).

**Опасные инженерно-геологические процессы.** На территории помимо таких физико-геологических явлений как оплывины, заболачивание, выветривание, речная эрозия и аккумуляция, повсеместно распространены процессы, связанные с наличием толщи многолетнемерзлых пород на глубине до 360 м. Среди них наблюдаются такие криогенные процессы как морозобойное растрескивание, термокарст, сезонное и многолетнее пучение, новообразование ММП и др.

Криогенное пучение возникает в результате многократных циклов промерзания и протаивания СТС. При наступлении отрицательных температур промерзание идет как сверху, так и снизу, со стороны ММП. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями.

С процессами термокарста связано образование просадочных форм рельефа на участках развития льдистых минеральных и биогенных грунтов. Сущность процесса термокарста заключается в вытаивании воронок провального типа, как правило, на пересечении морозобойных трещин или в зоне техногенного воздействия с нарушением почвенно-

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

растительного слоя. Воронкообразные углубления заполняются талыми или атмосферными водами. Вода, по сравнению с воздухом, обладает большей теплоемкостью и теплопроводностью, что способствует увеличению скорости вытаивания льда.

Криогенное растрескивание –характерно для плоских торфяников с мощностью торфа более 1,0 м. Растрескивание связано с промерзанием грунтов СТС, где в результате объемного сжатия образуются разрывы сплошности массива пород, увеличивающиеся в плане и в разрезе при многократном повторении циклов промерзания-протаивания.

Вероятность развития этих процессов осложняют освоение территории.

#### **4.4 Результаты определения (расчёта) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами**

##### **Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению аварийных ситуаций.**

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

Основными процессами являются процессы транспортировки нефтяной эмульсии и пластовой воды. Технологический процесс перекачки нефтяной эмульсии характеризуется повышенным давлением, высокой интенсивностью транспортировки продукции, наличием большого количества нефти между отключающими задвижками. Добываемая среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине совместного присутствия пластовой воды, солей, хлоридов, углекислого газа).

2) Физический износ, коррозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.

Исходя из анализа неполадок и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды. В районе расположения проектируемого оборудования присутствуют грунты с высокой коррозионной активностью.

Внешняя коррозия возможна из-за дефектов антикоррозионного покрытия.

3) Отказы, разрушение и поломки оборудования.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА, предохранительных и обратных клапанов, неполадки и отказ задвижек.

4) К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала относятся:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- ошибки операторов (например, резкое повышение давления, сверх нормативного, переполнение емкостного оборудования и автоцистерн, неверная последовательность пуска/останова оборудования, неверное освобождение оборудования от опасных веществ при подготовке к регламентным работам);
- механическое повреждение.

5) К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера относятся:

- разряд атмосферного электричества. Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.
- низкая температура воздуха. Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.
- землетрясение, оползневые и карстовые явления. Объект находится не в сейсмоопасной зоне оползневых и карстовых явлений в зоне расположения не наблюдалось.
- диверсии и террористические акты, акты вандализма (для рассматриваемого региона маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на линейной части трубопроводов относятся:

- наличие высоких механических напряжений в конструктивных элементах трубопроводов, поэтому даже относительно незначительные отклонения действительных условий от принятых за исходные в проектных расчетах могут принести систему в предельное состояние;
- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопроводов;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

- непосредственный контакт трубопроводов с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивного воздействия с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- наличие сложных по условиям строительства и труднодоступных участков трасс трубопроводов, что предопределяет возможность появления дефектов уже при транспортировке труб к месту СМР и в ходе СМР и обуславливает трудности при проведении профилактических работ и ремонтов;
- непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск;

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий при проведении работ по строительству проектируемого объекта в условиях эксплуатации существующего оборудования, связаны с ошибочными действиями персонала:

- механическое повреждение оборудования и трубопроводов при проведении строительно-монтажных работ, повреждение оборудования грузоподъемными механизмами и строительной техникой;
- повреждение сетей электроснабжения, заземления и молниезащиты, КИПиА, пожарной сигнализации при проведении строительно-монтажных работ;
- падение грузоподъемных механизмов;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников строительно-монтажных специальностей при проведении СМР;
- нарушение регламента проведения работ при зачистке и демонтаже нефтяных резервуаров, емкостей и др. технологического оборудования.

#### **Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ**

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным иницирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 8.

Таблица 8 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение

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

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

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
C2 Пожар разлива опасного вещества	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника зажигания → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие

**Примечания:** При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.

### Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях

Для определения количества опасного вещества, участвующего в авариях использовались данные ожидаемого дебита проектируемых нефтепроводов.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся на нефтегазопроводах, проводится, исходя из количества опасного вещества, которое одновременно находится на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Прогнозирование объема разлива нефти при порыве нефтепровода проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объема нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода.

Расчетные данные по количеству опасных веществ, участвующих в авариях для наиболее опасных по последствиям сценариев возникновения и развития аварий при полной разгерметизации оборудования, приведены ниже (таблица 9).

Таблица 9 – - Максимально возможные разливы нефти при аварии на проектируемых нефтепроводах

Наименование трубопровода	Длина, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т
Нефтесборный коллектор "к. 613 до УЗ №5" (4791м)				
ПК0+0,0-ПК34+99,9	3499	0,2	1614,7	188,8
ПК34+99,9-ПК46+3,9	632	0,2	1614,7	116,8
ПК46+3,9-ПК46+35	661	0,2	1614,7	117,5
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тойбой» (1875м)				
Выкидная линия	1875	0,1	19,1	13,0

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

42

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Определение зон поражения осуществлялось с помощью Программного комплекса «Риск-нефть-трубопровод» разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями действующих нормативных правовых и руководящих документов.

Основными опасными последствиями аварий, возможных на составляющих проектируемого объекта являются:

- загрязнение окружающей природной среды (атмосферы, земельных ресурсов, водотоков);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на человека (тяжесть поражения);
- воздействие на окружающую среду.

Зоны действия поражающих факторов рассчитаны для наиболее опасных сценариев – по максимальному количеству опасного вещества, которое может разлиться при авариях на проектируемых нефтепроводах.

### Расчет вероятных зон загрязнения

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части нефтепровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли  $S_3$  рассчитывается по формуле (Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов (утв. Приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 №228)):

$$S_3 = V_p / 0,2 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $V_p$  – объем разлившейся жидкости,  $\text{м}^3$ .

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 12.

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		43

Расчеты вероятных зон действия поражающих факторов пожаров разлития при разгерметизации оборудования, объединенного в единый технологический блок, производились для аварии, характеризующейся максимальным количеством выброшенного вещества.

Размер зоны поражения открытым пламенем – это размер зоны, где возможно появление пламени. Принималось, что в этой зоне поражение человека смертельно. При горении пролива эта зона определялась как размер эффективного диаметра пролива с размером вытянутым по ветру пламенем.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока. Расчет интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ производился в соответствии ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Размер зоны поражения тепловым излучением (для горения «лужи») определялся по уровням излучения (ГОСТ Р 12.3.047-2012):

- 44,5кВт/м<sup>2</sup> – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- 10,5кВт/м<sup>2</sup> – воспламенение деревянных конструкций, для человека – зона санитарных потерь (непереносимая боль через 3-5 сек., ожог 1 степени через 6-8 сек., ожог 2 степени через 12-16 сек.);
- 7,0кВт/м<sup>2</sup> – для человека зона санитарных потерь в случае длительного нахождения под воздействием теплового излучения (непереносимая боль через 20-30 сек., ожог 1 степени через 15-20 сек., ожог 2 степени через 30-40 сек.);
- 4,2кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- 1,4кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможных разливов нефти по трассам нефтегазопроводов представлены в таблице 10.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Таблица 10 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели	Наименование трубопровода			
	НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей			Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»
	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	

**С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения**

Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации

Протяженность участка, м	3499	632	661	1875
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	188,8	116,8	117,5	13,0
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	1181	730	735	324,2

**С2 Пожар разлития опасного вещества**

Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Параметры воспламенения пролива

Эффективный диаметр пролива, м	38,76	30,49	30,59	20,3
--------------------------------	-------	-------	-------	------

Зона действия поражающих факторов

Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1-й степени через 6-8 с Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м <sup>2</sup> ), м	19,3	15,2	15,3	11,5
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м <sup>2</sup> ), м	21,6	19,6	19,6	16,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ), м	31,7	28,7	28,8	23,0
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ), м	61,3	54,5	54,6	43,2

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего тома (19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г4).

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

Обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом комплексных цехов по добыче нефти и газа (КЦДНГ №4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Увеличения численности персонала не предусматриваются.

Для проектируемых трубопроводов предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Пребывание обслуживающего персонала на объекте – периодическое. Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра трассы, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. Техническое обслуживание и устранение нештатных ситуаций выполняется оперативно-выездной бригадой (в составе 2 чел).

На прилегающей территории к проектируемым объектам население отсутствует. В случае реализации аварий на проектируемых трубопроводах, поражения населения ближайших населенных пунктов не ожидается.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

#### **Оценка возможного числа пострадавших.**

Возможное число погибших и пострадавших определялось методом экспертной оценки с использованием банка данных об авариях на аналогичных предприятиях, а также с использованием рекомендаций и методик расчетов, представленные в следующих документах:

- а) «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404);
- б) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															46

в) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».

При оценке возможного числа пострадавших по сценариям аварий, учитывались следующие факторы:

- постоянного присутствия персонала по трассам проектируемых нефтепроводов не предусматривается. Поражение персонала в случае аварии возможно только во время периодических обходов, проведения ремонтно-профилактических работ и мероприятий по ликвидации аварий;
- зоны теплового поражения пожара пролива локализованы вблизи разлива ЛВЖ. Персонал, находящийся непосредственно у места разлива в момент аварии, имеет возможность самостоятельно покинуть опасную зону. В связи с этим, количество погибшего персонала принимается равным нулю, возможно только санитарное поражение персонала (отравление продуктами сгорания, ожоги открытых участков тела и верхних дыхательных путей);
- определение числа пострадавших в случае аварии проводилось с учетом возможности нахождения третьих лиц в охранной зоне нефтепровода: водители и пассажиры транспортных средств, осуществляющие движение по рядом расположенным и пересекаемым автодорогам, случайные лица исходя из средней плотности населения в районе.

Возможное число пострадавших, попадающих в случае аварии на проектируемых трубопроводах в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	0
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	1

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

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

							19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист 47
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает.

#### **4.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта**

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» приложение 2 таблица 2 объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», относится к третьему классу опасности.

На основании проведенной оценки количества опасных веществ с учетом интеграции в единую технологическую систему нефтесбора анализ риска чрезвычайных ситуаций может не осуществляться согласно ГОСТ Р 55201-2012 п.6.2.3. примечание 2.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек.

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

##### **Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.**

В качестве решений, направленных на предупреждение разгерметизацию оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ, можно выделить следующие:

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры водонефтяной эмульсии до максимальной;
- выбор оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;
- система транспорта продукции напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- контроль и управление технологическим процессом создан на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного производства;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, с внутренним двухслойным заводским в теплостойком исполнении антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C и наружным трехслойным теплостойким антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрен монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

49

способ прокладки с минимальной глубиной 0,5 м - для нефтегазопроводов, 1,0 м - для высоконапорных водоводов;

- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и на трубопроводе предусматривается надземно;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- опрессовка технологических трубопроводов и аппаратов на герметичность после проведения ремонтов;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием.

**Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.**

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на опасных участках составляющих объекта можно выделить следующее:

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- в точках подключения проектируемых трубопроводов к скважинам и измерительным установкам предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов;
- обеспечена возможность отключения отдельных нефтегазопроводов запорной арматурой. Для контроля давления предусмотрены манометры показывающие;
- на выкидных линиях предусматривается установка электроприводной запорной арматуры, обеспечивающей управление задвижкой электроприводной: открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- разработка плана ликвидации аварий с учетом вновь проектируемых объектов и сооружений;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															50

- обучение обслуживающего персонала действия по ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;
- при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, в обязательном порядке оформляется наряд-допуск, определяются меры безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средства защиты. Все исполнители проходят инструктаж по соблюдению мер безопасности при выполнении огневых работ на объекте.

**Описание решений, направленных на обеспечение взрыво-пожаробезопасности.**

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара, предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него, для чего на оборудовании и в проектной документации реализуются следующие мероприятия:

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с внешней дорожной сетью посредством грунтовых и асфальтовых дорог круглогодичного действия;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад.;
- проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов;

Комплекс организационно-технических решений обеспечивающих взрыво- и пожаробезопасность проектируемого объекта включает:

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т		Лист
											51

- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- при пуске в работу или остановке предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе пожаровзрывоопасных смесей;
- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
- регулярную проверку состояния пожарной безопасности объекта, наличие и исправность технических средств противопожарной защиты и пожарной техники, принятие срочных мер по устранению выявленных недостатков;
- обеспечение разработки плана действия обслуживающего персонала при возникновении пожара на объекте и проведение один раз в год практических занятий по отработке плана;
- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты.

В связи со спецификой объекта (линейные участки подземных трубопроводов), настоящим проектом не предусматривается автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты, технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием.

**4.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки; обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений**

На проектируемом объекте отсутствуют источники АХОВ, а также источники ионизирующих излучений. В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

химически опасные объекты, территории, на которой размещаются АЭС. Разработка мероприятий по контролю радиационной и химической обстановки не требуется.

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

### **Объем контроля и автоматизации**

Объектами автоматизации и телемеханизации для нефтесборных коллекторов и выкидных линий от добывающих скважин являются:

- узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору.
- дренажные емкости (2 шт.)
- выкидная линия от добывающей скважины;
- переход через реку;
- узлы пуска/приема очистного устройства;
- КТП;

#### Узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный контроль давления в трубопроводе.

#### Дренажные ёмкости.

Проектом предусматривается:

- местный контроль уровня.

#### Выкидная линия от добывающей скважины

Подключение проектируемой выкидной линии осуществляется к существующей добывающей скважине. Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- контроль загазованности. Установка стационарных датчиков контроля загазованности не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности осуществляется переносным газоанализатором.

отключение УЭЦН при аварийном максимальном ( $P_{max}$ ) и аварийном минимальном давлении ( $P_{min}$ ) на выкидном трубопроводе от устья скважины.

#### Переход через реку

Проектом предусматривается:

- местный контроль давления в трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в кожухе;
- дистанционный контроль загазованности в кожухе.

управление задвижками электроприводными (4 шт.) на нефтепроводе: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае падения давления в трубопроводе, повышения давления в кожухе, при загазованности в кожухе; в ручном режиме - либо по месту, либо с АРМ-оператора ЦПС Тобой;

сигнализация состояния (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

#### Узлы пуска очистного устройства.

Проектом предусматривается:

- местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;
- местная сигнализация прохождения очистного устройства;

#### Узлы приема очистного устройства.

Проектом предусматривается:

- местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;
- местная сигнализация прохождения очистного устройства;

#### КТП

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;

дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Контроль герметичности нефтегазопровода осуществляется на основании информации, поступающей от системы линейной телемеханики (сигнализации  $P_{min}/P_{max}$  давления в выкидных линиях добывающих скважин месторождения, сигнализация выхода ЭЦН (ШГН) добывающих скважины месторождения в аварию по недогрузке насосного агрегата). Также персоналом ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» при периодических обходах площадных и

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

линейных технологических объектов осуществляется визуальный и газоаналитический контроль герметичности (переносным газоанализатором).

### **Телемеханизация**

Сбор информации и управление рассредоточенными объектами выполняется существующей системой ЦПС Тобой на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации. Структурную схему КТС АСУТП см. 19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.ГЗ.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – СУ ТМ (шкаф телемеханики), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

Первичное преобразование физических величин в унифицированные электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объектов проектирования использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики, установленного на площадке КТП.

Система функционирует автономно, без участия человека.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК согласно опросному листу рабочей документации;:

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода (2 шт.);
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода (3 шт.);
- блок питания 24В.

2) Дополнительное оборудование:

- источник бесперебойного питания с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу телемеханики.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта (ДИП) ЦПС Тобой.

Объем информации, передаваемой в существующую систему ЦПС Тобой, приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Объем информации передаваемой в ЦПС Тобой

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>КТП</b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
<b>ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ РЕКУ</b>			
Давление в трубопроводе (до перехода, после перехода, внутри перехода)	x	x	-
Давление в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
1,2 порог загазованности СН4 в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть/стоп; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<b>ВЫКИДНАЯ ЛИНИЯ ОТ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ</b>			
Давление на линии	x	x	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

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

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Расход	х	-	-

### **Технические средства автоматизации**

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналогичный согласно опросному листу рабочей документации;

для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT6, IP65) производства ООО НПП "Элемер", Россия/США, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

для местного измерения уровня уровнемер поплавковый УПВ (автономный) (IP67) производство ООО «КСР-2», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

для дистанционного измерения расхода – счетчик жидкости СКЖ (1ExdIIВТ4 Х, IP67), ООО НПО «НТЭС» или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

вычислитель ИМ2300DIN (IP30) производства ФГУП «ОКБ «Маяк», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

для контроля загазованности предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

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

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

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78\*, осуществляется отдельными кабелями.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

#### **4.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах**

Мероприятия по защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, представлены в п. 4.7, 4.8 настоящего тома. Предусмотренные мероприятия являются достаточными мерами для защиты проектируемых объектов, в т.ч. от возможных ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах.

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

Проектной документацией предусмотрены технические решения, направленные на снижение негативных опасных природных явлений.

##### ***Технологические решения***

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на существующей эстакаде на высоте 1,5-3,0 м над поверхностью земли.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инов. № подл.

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С.

С целью определения температурного режима проектируемых трубопроводов и подбора теплоизоляции произведен тепловой расчёт. С учетом надземной прокладки все проектируемые трубопроводы подлежат тепловой изоляции.

Для выкидной линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» и нефтесборного коллектора от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм.

Для теплоизоляции узлов и спецдеталей проектом предусмотрено применение матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) толщиной 100 мм МП(МС)-100-2000.1000.100. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции сварных стыков применяется комплект из скорлуп из пенополиуретана толщиной 100 мм для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из негорючих материалов.

#### ***Мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите ВЛЗ-6кВ***

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по организации защитного заземления. В отношении мер безопасности ВЛЗ-6 кВ относятся к системе с изолированной нейтралью.

Грунты по трассе ВЛЗ-6 кВ представлены в основном суглинками, супесью, водонасыщенными песком. Эквивалентное расчетное удельное сопротивление грунтов по трассе ВЛЗ составляет не более 100 Ом•м. Сопротивление заземляющих устройств опор определяется из условий согласно п.2.5.129 ПУЭ и составляет - не более 10 Ом. На основании этих величин приняты соответствующие типы заземляющих устройств.

Проектом предусматриваются заземляющие устройства, состоящие из вертикальных коррозионностойких заземлителей диаметром 18 мм (горячеоцинкованная сталь). Заземляющее устройство опор ВЛЗ представлено на листе 19-01-НИПИ/2021-ТКР4.Г4.

Проектируемая ВЛЗ-6 кВ проходит в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 часов. Для защиты от индуктированных грозových перенапряжений и их последствий по трассе ВЛЗ предусматривается установка современных и быстродействующих

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



мультикамерных разрядников РМК. Разрядники устанавливаются по одному на каждую анкерную и промежуточную опору с последующим чередованием фаз.

***Мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите узлов подвижек.***

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

В отношении мер безопасности, электроустановки относятся к электроустановкам:

- напряжением 0,4 кВ с системой TN-S по ГОСТ Р 50571.1-2009;
- напряжением 6 кВ с системой изолированной нейтралью.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления, состоящий из вертикальных заземлителей из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм длиной 5,0 м и горизонтального заземлителя из оцинкованной полосы 5x40 мм, проложенного на глубине 0,5 м от планировочной отметки земли.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

Для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов. Роль главной заземляющей шины (ГЗШ) выполняют: РЕ-шины щита РУНН.

Время автоматического отключения питания электроприемников в сети 0,4 кВ не превышает значений, приведенных в п. 1.7.79 ПУЭ.

В соответствии с п. 1.7.76 ПУЭ к системе уравнивания потенциалов присоединяются: РЕ проводники питающей и распределительной сетей, корпуса электрических машин, светильников, броня кабелей, трубы электропроводки, кабельные конструкции и конструкции для установки электрооборудования, металлоконструкции здания, входящие и выходящие трубопроводы, металлические каркасы внутренней обшивки стен, экранирующие сетки и наружный контур заземления. Перечисленные открытые токопроводящие части присоединяются к ГЗШ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

Сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода. Молниезащита технологического оборудования (трубопроводов) при толщине металла корпуса 4 мм и более осуществляется присоединением к наружному заземляющему устройству согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15.

Защита от прямых ударов молнии свечи для сброса газа и взрывоопасных зон над ней выполняется проектируемыми отдельностоящим молниеотводом, высотой 18 м. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

Для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству.

Защита от статического электричества выполняется согласно ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» и РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружения нефтяной и газовой промышленности» (документ имеет статус «Действующий»).

Согласно п.2.2.1 главы 2.2 РД 39-22-113-78 заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединено с заземляющим устройством защитного заземления площадки куста скважин. Сопротивление ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно быть не выше 100 Ом. Расчетное сопротивление заземляющего устройства площадки 3,83 Ом, что меньше нормируемого сопротивления ЗУ от статики.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА. Дифференциальные автоматы устанавливаются в розеточных цепях, сетях электрообогрева трубопроводов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

## **Строительные решения**

Свайные фундаменты сооружений запроектированы с учетом действия сил морозного пучения.

Для защиты проектируемых объектов на узлах пуска/приема очистных устройств от прямых ударов молний предусмотрены молниеотводы высотой 18,0 м.

Обратная засыпка котлованов и пазух осуществляется местным песчаным грунтом с тщательным послойным уплотнением до достижения плотности грунта не менее 1,7 т/м<sup>3</sup>.

На узлах пуска/приема СОД и на узлах подключения/отключения предусмотрены ограждения высотой 2,2 м от несанкционированного доступа к технологическому оборудованию на территории узла.

Защита от коррозии стальных элементов производится путем нанесения антикоррозионных лакокрасочных покрытий.

Поверхности свай из стальных труб и металлических конструкций, находящихся в грунте, окрасить эпоксидной грунт-эмалью за два раза (175 мкм) в построечных условиях с абразивоструйной очисткой поверхности до степени 2 по ГОСТ 9.402 (Sa 2 1/2 или Sa 2 по ISO 8501-1) с приданием шероховатости, обеспыливанием и обезжириванием.

Внутреннюю полость свай заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава не менее 1:5.

Металлические конструкции, эксплуатируемые на открытом воздухе, окрасить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой за один раз (80 мкм) с последующей окраской полиуретановой эмалью за один раз (60 мкм) и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению за один раз (60 мкм) в построечных условиях с абразивоструйной очисткой поверхности до степени 2 по ГОСТ 9.402 (Sa 2 1/2 или Sa 2 по ISO 8501-1) с приданием шероховатости, обеспыливанием и обезжириванием, в построечных условиях.

### **Обеспечение надежной работы оборудования, приборов и средств автоматизации**

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемых промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет.

В соответствии с СП284.1325800.2016 для трубопроводов диаметром Ду200 предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства с пропуском очистного устройства.

Для проектируемого нефтесборного коллектора Ду200 мм предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

#### ***Организационно-технические мероприятия***

- визуальное наблюдение за состоянием грунтов в ходе производственного контроля;
- периодичная проверка состояния фундаментов оборудования и сооружений;
- ревизия КИПиА согласно план-графиков;
- осмотр оборудования и сооружений после проявления поражающих факторов опасных природных явлений (морозов, сильного ветра, снегопада и пр.) на предмет возможных негативных последствий;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- организация связи по систематическому получению метеорологических сводок для возможности принятия заблаговременных решений, и оповещения работников проектируемого объекта.

#### **4.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий**

В соответствии с Федеральным законом №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» предусмотрено формирование резерва материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемых объектах

В соответствии с Федеральным законом №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» предусмотрено формирование резерва материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемых объектах

Приказ о резервировании финансовых средств для ликвидации ЧС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 06.05.2019 № 349. Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций создан исходя из прогнозируемых видов и масштабов чрезвычайных ситуаций, предполагаемого объема работ по их ликвидации, а также максимально возможного использования имеющихся сил и средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций размещается на объектах, предназначенных для их хранения и откуда возможна их оперативная доставка в зоны чрезвычайных ситуаций, а именно в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций используются при проведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, для развертывания и содержания временных пунктов проживания и питания пострадавших граждан, оказания им единовременной материальной помощи и других первоочередных мероприятий, связанных с обеспечением жизнедеятельности пострадавшего населения.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организовано штатное аварийно-спасательное формирование (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ - серия 16/3-5 номер 12362 от 18.09.2018 г.).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» дислоцируется на территории г. Нарьян-Мар. Доставка сил и средств НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется авиатранспортом.

Функции по созданию материальных и финансовых ресурсов для ликвидации ЧС согласно таблице оснащения НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возложена на КЧС и ОПБ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Объем и номенклатура материально-технических резервов для ликвидации аварий включают:

- противопожарное оборудование;
- аварийный запас запасных частей и материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала, нештатных аварийно-спасательных формирований, в т.ч. медицинское, средства индивидуальной защиты, продовольствие, пожарная техника, сорбирующие изделия, специальное оборудование для сбора разлитых нефтепродуктов и емкости для их временного хранения;
- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- строительные материалы;
- резервы финансовых ресурсов.

Материальные средства для проведения противоаварийных работ находятся в постоянной готовности, их использование не по назначению запрещено.

Ремонтная база промысла снабжена необходимым инвентарем и оборудованием для проведения плановых и аварийных ремонтных работ.

Для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» также привлекаются аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

1. Договор №16У2523 от 11.10.2016 г. (с доп.соглашением №006 от 09.10.2019г.) с Обществом с ограниченной ответственностью «ПожсервисПирант» (ООО «ПожсервисПирант») на выполнение работ по организации предупреждения и тушения пожаров, оказанию услуг газоспасательной службы.

2. Договор №19У2280 от 25.11.2019 г. с Обществом с ограниченной ответственностью «Пожарная охрана» (ООО «Пожарная охрана») на оказание услуг пожарной охраны.

3. Договор №19У3277 от 09.12.2019 г. с Федеральным государственным автономным учреждением «Аварийно-спасательное формирование «Южно-Российская противоданная

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

военизированная часть» (ФГАУ «АСФ «ЮРПВЧ») на комплексное обслуживание по проведению противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах.

4. Договор №19У3046 от 15.01.2020 г. с Государственным казенным учреждением Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба» (ГКУ «СПАС-КОМИ») на проведение противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах.

Доставка сил и средств аварийно-спасательных формирований на проектируемый объект будет осуществляться автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов, по зимним автодорогам, либо с использованием вертолетного транспорта.

#### **4.12 Технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)**

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана и поддерживается в готовности четкая система оповещения в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Основными руководящими документами при разработке системы оповещения в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» являлись - Закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» №68-ФЗ от 21.12.94; Постановление Правительства Российской Федерации №794 от 30.12.2003 г. «Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»; Постановление правительства Российской Федерации №334 от 24.03.1997 г. «О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Порядок оповещения в случае возникновения техногенных событий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми, действия служб и структурных подразделений регламентируются «Порядком информирования о техногенных событиях в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», утвержденным Приказом по обществу № 836 от 18.10.2019г.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (Центральная инженерно-технологическая служба - ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой.

Ответственным за сбор и передачу достоверной информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются начальники смен ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Севернефтегаз». Контроль за сбором, обработкой и передачей информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, а также обеспечение представления в центральную диспетчерскую службу (ЦДУ) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» донесений по чрезвычайным ситуациям, возникшим на подведомственных объектах возложен на начальника ЦИТС ТПП.

На всей территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» развернута корпоративная сеть связи ЛУКНЕТ. В состав сети ЛУКНЕТ входят телефонная связь, транкинговая радиосвязь, подвижная кустовая радиосвязь (радиосвязь типа «открытый канал»). Сеть местной телефонной связи организована на базе современных цифровых электронных автоматических телефонных станций (ЭАТС). Для сопряжения с органами местного самоуправления организовано 6 точек присоединения к сети связи общего пользования (5 - в Республике Коми, 1 – в НАО). На нефтепромыслах также используется транкинговая радиосвязь (Республика Коми) и подвижная кустовая радиосвязь типа «открытый канал» (Республика Коми, НАО).

Готовность системы связи к выполнению задач в различных режимах функционирования сил и средств обеспечивается сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» филиал в г. Усинск 24 часа в сутки, 7 дней в неделю (режим работы системы связи – круглосуточный, круглогодичный). На всех узлах связи установлены источники бесперебойного питания с дополнительными аккумуляторными батареями, обеспечивающие работу оборудования связи в течение не менее 2-4 часов в случае пропадания электроэнергии. На основных узлах связи установлены дизельные электрогенераторы, имеются также переносные бензиновые электрогенераторы для проведения выездных аварийных работ. Также, для устойчивой работы системы связи используются резервные каналы связи.

Оператор, получив информацию о происшедшей аварии, производят оповещение в соответствии с принятой схемой. Оповещение рабочих и служащих предприятия производится по имеющимся средствам связи. Передаваемая при оповещении информация должна быть краткой, четкой, содержать все необходимые сведения о месте аварии, ее характере, возможности дальнейшего развития, мерах защиты и, в случае необходимости, порядок и пути эвакуации. В тексте должно быть сообщено о времени произошедшей аварии или чрезвычайной ситуации.

Информация о возникновении аварии передается немедленно, сразу после ее обнаружения, в ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». ЦИТС предоставляет информацию руководству предприятия, ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», территориальным ЕДДС МО Республики Коми, НАО.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



В соответствии со «Схемой оповещения» и «Порядком информирования о техногенных событиях», введенными в действие Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 836 от 18.10.2019 - ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является ответственной за передачу информации о ТС (Техногенных событиях) в ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ», ЦИТС структурных подразделений являются ответственными за передачу информации о ТС в ЕДДС (базовых городов Усинск, Ухта, Нарьян-Мар).

Оперативное оповещение о происшествии должностных лиц ПАО «ЛУКОЙЛ», а также других руководителей и специалистов структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ», определенных действующей в Компании схемой оповещения, производится в оперативном порядке ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ» на основании информации полученной от организации Группы «ЛУКОЙЛ», на объекте которой произошло происшествие, в соответствии со Стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий».

Решение об оповещении населения об угрозе или возникновении ЧС принимается директором ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз», его заместителем – председателем КЧС и ОПБ, а в случаях, не терпящих отлагательства, начальником ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз».

Оповещение населения об угрозе или возникновении ЧС производится подачей установленного сигнала и передачей экстренного речевого сообщения, содержащего информацию об опасностях, связанных с угрозой или возникновением ЧС, а также с рекомендациями по действиям населения в зоне ЧС.

Для оповещения взаимодействующих организаций, в т.ч. территориальных органов МЧС России, администрации близлежащих населенных пунктов, территориальных контролирующих органов используется городская телефонная связь. Для организации связи между участниками работ по ликвидации ЧС используется радиосвязь и спутниковая связь (носимые, стационарные и автомобильные радиостанции, аппараты спутниковой системы связи).

Схема оповещения при возникновении чрезвычайной ситуации приведена на рисунке 2. Снизу вверх передаются донесения о прогнозе и фактах возникновения чрезвычайных ситуаций, о масштабах ЧС, ходе и итогах их ликвидации, а также о состоянии природной среды и потенциально особо опасных объектов предприятия, справочные данные. Сверху вниз передаются сигналы оповещения и команды управления силами и средствами наблюдения, контроля и ликвидации ЧС, информация о прогнозе возникновения ЧС.

В случае возникновения аварийных ситуаций, инцидента, несчастного случая, работник, явившийся свидетелем или участником ЧС, немедленно оповещает о случившемся своего непосредственного руководителя.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
Инва. № подл.						

При необходимости вызывает пожарную охрану (в соответствии с Договором) и скорую помощь. Непосредственный руководитель при получении информации о происшествии:

- немедленно оказывает первую помощь пострадавшему и при необходимости доставляет его в медицинскую организацию;
- принимает неотложные меры по предотвращению развития аварии или инцидента;
- сохраняет до начала расследования обстановку аварии, инцидента или несчастного случая, какой она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью других лиц и не приведет к катастрофе или возникновению других ЧС;
- немедленно оповещает о факте происшествия: директора; главного инженера; начальника ОТ, ПБ и ОС.

После получения полной информации об аварии, инциденте или несчастном случае главный специалист по ПБ, ТБ, БД и ООС совместно с техническим директором принимают решения о возможности дальнейшего ведения работ на данном участке.

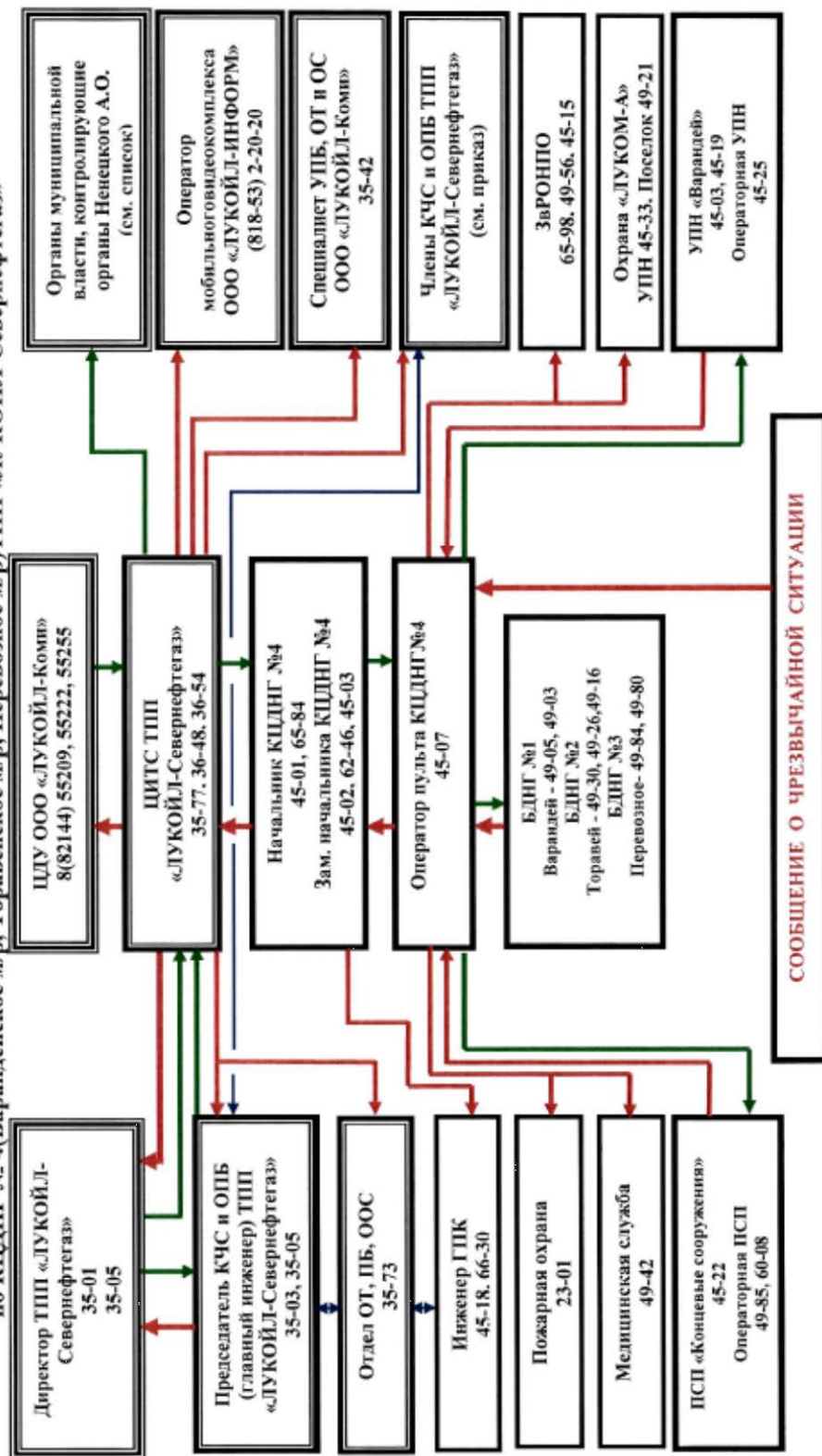
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение № 9  
к приказу ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»  
от «    »    2019г. №    

**СХЕМА  
ОПОВЕЩЕНИЯ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ  
по КЦДНГ № 4 (Варандейское м/р, Торавейское м/р, Первозное м/р) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»**



Специалист 1- категории ООТ, ПБ и ГЧС, УОТ, ПБ, ООС и КН  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

В.А. Свищёв

Рисунок 2 – Схема оповещения при чрезвычайных ситуациях КЦДНГ № 4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

## Структурная схема организации сети линий связи проектируемого объекта

Проектируемая система связи для объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)» является внутрипроизводственной технологической системой связи, предназначенной для обеспечения возможности передачи технологической информации, телеуправления технологическим оборудованием и создания единого информационного пространства между обустриваемым переходом нефтепровода через р. Помендуй и диспетчерским инженерным пунктом (ДИП) КЦДНГ №4 (ЦПС «Тобой»), а также с автоматизированными системами управления ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», г. Нарьян-Мар (для обеспечения возможности контроля и управления состоянием технологических параметров объекта).

### **1.1 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечение гарантированной устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации**

На проектируемом объекте предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическими процессами и системы телемеханики. Ведение технологического процесса транспорта продукции предусматривается без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме).

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт.

При необходимости остановки технологического процесса, управление обеспечивается персоналом с пункта управления - диспетчерский инженерный пункт (ДИП) КЦДНГ №4. Пункт управления в зону действия критических значений поражающих факторов в результате аварий на проектируемом объекте не попадает. Дополнительных мероприятий по укреплению пункта управления не требуется.

Рациональное размещение операторной (на достаточном удалении от возможных источников опасности) обеспечивает противоаварийную устойчивость пунктов и систем управления производственным процессом, безопасность находящегося в операторной персонала и возможности управления технологическим процессом при ЧС.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		73

Для повышения устойчивости функционирования объекта и системы управления производственным процессом планируется проведение следующих организационных мероприятий, включающих заблаговременную разработку и планирование действий органов управления, сил и средств, всего персонала объекта при угрозе возникновения и возникновении ЧС:

- прогнозирование последствий возможных ЧС и разработку планов действий, как на мирное, так и на военное время, учитывая весь комплекс работ в интересах повышения устойчивости функционирования объекта;
- подготовку руководящего состава к работе в ЧС;
- создание специальной комиссии по устойчивости и обеспечение организации ее работы,
- разработку инструкций (наставлений) по снижению опасности возникновения аварийных ситуаций, безаварийной остановке производства, локализации аварий и ликвидации последствий, а также по организации восстановления нарушенного производства;
- обучение персонала соблюдению мер безопасности, порядку действий при возникновении чрезвычайных ситуаций, локализации аварий и тушению пожаров, ликвидации последствий и восстановлению нарушенного производства;
- подготовку сил и средств локализации аварийных ситуаций и восстановления производства;
- поддержание в готовности сил и средств для ликвидации ЧС.
- проверку готовности систем оповещения и управления в ЧС;
- накопление средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожи;
- разработка и внедрение в производство защитной тары для обеспечения сохранности продуктов и пищевого сырья при перевозке, хранении и раздаче продовольствия;
- регулярное проведение учений и тренировок по действиям в ЧС с органами управления, формированиями, персоналом организаций;
- улучшение технологической дисциплины и охраны объектов.

В целях повышения устойчивости функционирования проектируемой сети связи проектом предусмотрены следующие меры:

- применение телекоммуникационного оборудования и кабельной продукции, имеющих Сертификаты и Декларации о соответствии в системе сертификации Министерства по связи и информатизации РФ, Госстандарта РФ;
- применение современного телекоммуникационного оборудования, имеющего высокие показатели надежности и времени наработки на отказ;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инав. № подл.

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

74

- применение телекоммуникационного оборудования, обладающего встроенными функциями удаленной диагностики, мониторинга и управления, в том числе в автоматическом режиме с использованием современных сетевых протоколов;
- применение однотипного оборудования, уже используемого на сетях связи и передачи данных предприятий группы «ЛУКОЙЛ», что позволяет сократить время поиска неисправностей и обеспечить наличие запасных блоков и модулей для замены вышедших из строя;
- применение источников бесперебойного питания, в случае пропадания внешнего электроснабжения обеспечивающих автономную работу телекоммуникационного оборудования в течение не менее 4 часов.

Для защиты сетей от несанкционированного доступа (НСД) к ним и передаваемой посредством их информации предусматриваются следующие мероприятия:

- организация пропускного режима на охраняемую территорию, в пределах которой размещаются объекты связи;
- регистрация событий, связанных с осуществлением доступа к средствам связи, линиям связи;
- оснащение объектов системами охранно-пожарной сигнализации;
- наличие ограждений, исключающих случайный проход физических лиц и въезд транспорта на охраняемую территорию;
- наличие запирающих устройств для помещений, в которых размещены узлы связи;
- наличие запирающих замков на телекоммуникационных шкафах, в которых размещается телекоммуникационное оборудование;
- контроль действий обслуживающего персонала в процессе эксплуатации узлов связи в соответствии с установленным порядком доступа;
- контроль подключения к проектируемому оборудованию технических и программных средств, используемых в процессе эксплуатации;
- применение процедуры идентификации пользовательского (оконечного) оборудования;
- использование только фирменного лицензированного программного обеспечения и антивирусных программ;
- разграничение прав доступа, в том числе использование обслуживающим персоналом идентификационных и аутентификационных кодов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист 75
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

Для обеспечения защиты информации на сетях связи и передачи данных ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеются существующие программно-аппаратные комплексы для шифрования передаваемого трафика.

#### **4.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечение гарантированной устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации**

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме).

Контроль и управление технологическим процессом на проектируемых сооружениях осуществляется из операторной. Пункт управления расположен на достаточном удалении от проектируемых трубопроводов, в зону действия поражающих факторов в результате аварий на проектируемом объекте, рядом расположенных производственных объектах и транспортных коммуникациях, не попадает.

Рациональное размещение операторной (на достаточном удалении от возможных источников опасности) обеспечивает противоаварийную устойчивость пунктов и систем управления производственным процессом, безопасность находящегося в операторной персонала и возможности управления технологическим процессом при ЧС. Дополнительных мероприятий по укреплению пунктов управления не требуется.

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

Эвакуационные мероприятия обеспечиваются конструктивно-планировочными решениями сооружений проектируемого объекта и состоянием транспортной и дорожной сети в районе строительства.

На проектируемом объекте не предусматривается постоянного нахождения персонала. Ввиду специфики объекта (линейная часть трубопроводов), эвакуация персонала оказавшегося

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

в момент ЧС по трассе трубопровода, будет производиться после получения сигнала по мобильным радиостанциям.

Строительство зданий и сооружений на проектируемом объекте не предусматривается. Разработка мероприятий по эвакуации персонала из зданий не требуется.

Эвакуация персонала с места ЧС будет осуществляться автотранспортом, сопровождающим персонал при работах на удалённых участках нефтепровода. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично по асфальтированной автодороге «Усинск - Харьяга, а также внутрипромысловыми дорогами с гравийным и грунтовым покрытием.

Для ориентирования водителей, проектом предусмотрено на каждом километре и углах поворота трасс, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

#### **4.15 Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объекта**

Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться без постоянного нахождения дежурного, обслуживающего и рабочего персонала (работа в автоматическом режиме). Зданий и сооружений в составе проектируемого объекта не предусматривается.

Проектом не предусматривается устройство системы контроля и управления доступом.

Проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», не будет внесен в перечень объектов топливно-энергетического комплекса. Категория опасности, предусмотренная ст. 5 Федерального закона от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности топливно-энергетического комплекса» проектируемому объекту не присваивается. В соответствии с СП 132.13330.2011 объекту присвоен 3 класс (низкая значимость).

При разработке мероприятий по обеспечению антитеррористической защищенности принимались следующие реализованные средства защиты объекта в соответствии с присвоенным классом:

- проезд к объекту осуществляется по ведомственной автодороге через оборудованный контрольно-пропускной пункт с круглосуточным присутствием охранного персонала ООО «Агенство «ЛУКОМ-А-Север» где проводится визуальный досмотр (проверка) транспортных средств и личных пропусков сотрудников;
- охранным персоналом осуществляется круглосуточное патрулирование территории месторождения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т



ООО «Агенство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет охранные услуги и услуги по обслуживанию технических систем безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с договором от 27.11.2017г. №142/06/06У2397. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» регулируются действием локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

## Библиография

1. Федеральный закон от 12.02.1998 №28-ФЗ «О гражданской обороне».
2. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
3. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
4. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
5. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
6. Федеральный закон от 30.03.1999 №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
7. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
8. Указ Президента РФ от 15.02.2006 №116 «О мерах по противодействию терроризму»;
9. Постановление Правительства РФ от 24.11.1998 №1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»;
10. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
11. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»;
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
13. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
14. Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 №137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»;
15. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.					19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист 79
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

16. Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений»;

17. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;

18. ГОСТ 12.1.004-91\*. Пожарная безопасность. Общие требования;

19. ГОСТ 12.1.007-76\*. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

20. ГОСТ 12.1.010-76\*. Взрывобезопасность. Общие требования;

21. ГОСТ 12.1.018-93. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования;

22. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;

23. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические требования;

24. СП 88.13330.2014 Защитные сооружения гражданской обороны;

25. СП 18.13330.2019. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий);

26. СП 284.132580.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;

27. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;

28. СП 76.13330.2016. Электротехнические устройства;

29. СП 77.13330.2016. Системы автоматизации;

30. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;

31. СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования»;

32. СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне»;

33. СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

34. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.

35. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах.

36. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах.

37. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## Приложение А

### Исходные данные ГУ МЧС России по РК



МЧС РОССИИ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,  
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ  
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ  
ПО НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ  
(Главное управление МЧС России  
по Ненецкому автономному округу)  
ул. Пырерки, 14, г. Нарьян-Мар, 166000  
Телефон: 8(81853) 4-20-79 Факс 8(81853)4-30-16  
Единый телефон доверия: 8(81853) 4-99-99

Заместителю генерального директора –  
главному инженеру  
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Желтушко М.А.

169300, Республика Коми, г. Ухта,  
ул. Октябрьская, д. 14

14.02.2022 № ИВ-182-211

На № 03-3-01-0039 от 11.01.2022

[referent@nipiugtu.ru](mailto:referent@nipiugtu.ru)

#### Исходные данные

и требования для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023)».

В соответствии с Вашим запросом сообщая исходные данные и требования, подлежащие учету при составлении задания в проектной документации «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023)», месторасположение:

Ненецкий автономный округ, Муниципальный район «Заполярный район», Большеземельская тундра, Тобойское месторождение.

#### 1. Общие требования

1.1. В основу концепции проектирования, сооружения и эксплуатации проектируемого объекта должен быть положен принцип приоритетности вопросов предотвращения и предупреждения чрезвычайных ситуаций, защиты производственного персонала и населения над производственными, экономическими и иными соображениями, возникающими при строительстве и эксплуатации объекта.

1.2. Основной целью при разработке раздела ПМ ГОЧС в проектной документации объекта должно быть обеспечение выполнения требований действующих законодательных актов и нормативных документов Российской Федерации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при разработке перечня мероприятий по гражданской обороне и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

1.3. Все разработанные проектные материалы, относящиеся к вопросам обеспечения защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, должны быть сведены в самостоятельный раздел (том, книгу) «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (ПМ ГОЧС) со всеми необходимыми приложениями и графическими материалами. Основные сведения по

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»  
Вх. № *PH*  
- 15 - ФЕВ 2022 20\_\_ г.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

82

ПМ ГОЧС следует также привести в разделе «Общая пояснительная записка» проектной документации.

1.4. Техническое задание «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения(2023)» должно быть согласовано с Главным управлением МЧС России по Ненецкому автономному округу.

2. Краткая характеристика объекта

Проектом предусматриваются следующие этапы реконструкции трубопроводов:  
 - выкидная линия от скв.35 до т.вр.в МПН «ДНС Мядсей-ЦПС Тобой»;  
 - НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН «Перевозное – УПН Варандей».  
 способ прокладки трубопроводов – надземный.

3. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта

На объекте обращаются взрыво и пожароопасные вещества. Возможно возникновение аварий с образованием взрывов и пожаров.

4. Исходные данные о потенциальной опасности территории, на которой намечается строительство

Территория, на которой предполагается строительство, группы по гражданской обороне не имеет.

5. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне

Для разработки перечня мероприятий по гражданской обороне необходимо учитывать следующее:

5.1. Проектируемый объект категории по ГО не имеет.

5.2. На проектируемом объекте строительство защитных сооружений гражданской обороны не требуется.

5.3. Светомаскировочные мероприятия на проектируемом объекте следует предусматривать в объеме, установленном СП 165.1325800.2014 "Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне" Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90. Технические решения по светомаскировке должны соответствовать требованиям «СП 264.1325800.2016. Свод правил. Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства. Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84».

6. Исходные данные для разработки мероприятий по предупреждению ЧС природного и техногенного характера

Проектируемый объект располагается на территории, природно-климатические, геологические и геокриологические условия которой требуют выполнения превентивных защитных мер, направленных на предупреждение ЧС природного характера.

Арктические условия и удаленность проектируемых объектов от населенных пунктов, сезонный характер использования местных подъездных путей и ограниченное количество постоянных дорог существенно затрудняет доставку аварийно-спасательных формирований, техники, оборудования, материальных средств в случае ЧС.

Учитывая изложенное, в проекте «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023)» должны быть предусмотрены следующие мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера:

6.1. Технические средства связи на объекте должны обеспечивать надежную связь с Администрацией Ненецкого автономного округа и Главным управлением МЧС России по НАО, пожарными подразделениями, правоохранительными органами.

6.2. На всей территории объекта следует предусмотреть систему оповещения персонала об аварийных и чрезвычайных ситуациях.

6.3. В разделе «ПМ ГОЧС» следует привести сведения о резерве финансовых ресурсов, а также необходимых запасах материальных и технических средств,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

необходимых для ликвидации последствий ЧС на объекте. Предусмотреть разработку плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объекте в строгом соответствии с законодательством Российской Федерации, регламентирующим деятельность организаций, осуществляющих деятельность в области геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также переработку (производство), транспортировку, хранение, реализацию углеводородного сырья и произведенной из него продукции. При проектировании ПМ ГОЧС следует обеспечить условия для хранения восстановительной техники, запасов оборудования, материалов, инструментов, реагент с учетом климатических условий.

6.4. Система пожаротушения на объекте должна соответствовать климатическим условиям района строительства.

6.5. Предусмотреть на объекте систему контролирующих факторов, влияющих на безопасность эксплуатации потенциально-опасных технологических установок.

6.6. В проекте должны быть разработаны меры по предотвращению постороннего несанкционированного вмешательства в деятельность опасных производственных объектов, а также мероприятия по противодействию возможным террористическим актам.

6.7. В разделе ПМ ГОЧС предлагается привести основные результаты анализа технологических рисков при строительстве и эксплуатации объекта.

6.8. При проектировании перечня мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера должны быть соблюдены требования нормативных документов, представленных в ГОСТ Р 55201-2012.

#### 7. Дополнительные требования

После утверждения проекта строительства один экземпляр раздела ПМ ГОЧС проекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023)» должен быть направлен в Главное управление МЧС России по Ненецкому автономному округу.

Дополнительно сообщая, что задание на проектирование объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023)» Главным управлением МЧС России по Ненецкому автономному округу рассмотрено и согласовывается.

Начальник Главного управления

Д.С. Зайцев



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН  
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 37B83C0FDF5EA2E3E815E95DCB04879164C1  
Владелец: ЗАЙЦЕВ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ  
Действителен с 09.09.2021 по 09.12.2022

С.П. Мищенко  
8(81853) 4-20-79

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

84

## Приложение Б

### Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**ЛУКОЙЛ-Коми**

№ 07-03-36356a Дата 11.11.2016

Санкт-Петербургский филиал  
ФАУ «Главгосэкспертиза России»

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

И.В. Бурьиной

Измайловский просп., д. 29, Литер А,  
г. Санкт-Петербург, 190005  
Тел.: (812) 702-66-23, факс: (812) 702-66-24

О направлении информации

Уважаемая Ирина Владимировна!

Согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 19.09.1998 N 1115 «О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне» установлена I категория по гражданской обороне для ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и его структурные подразделения Общества (ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», НЦУ «Яреганефть», УПТК) по гражданской обороне не категорированы.

Решением группы мобилизационной подготовки объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в военное время прекращают свою деятельность. Объекты мобилизационного задания не имеют, перенос объектов в другое место не планируется

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству



К.В. Каракулов

И.И. Дмитрук, (82144) 5-54-40  
В.А. Кузин, (82144) 5-65-51

169710, Российская Федерация,  
Республика Коми, г. Усинск,  
Ул. Нефтяников, д. 31

Тел.: (82144) 55-3-60  
Факс: (82144) 41-3-38

E-mail: Usn.postman@lukoil.com

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

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

19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

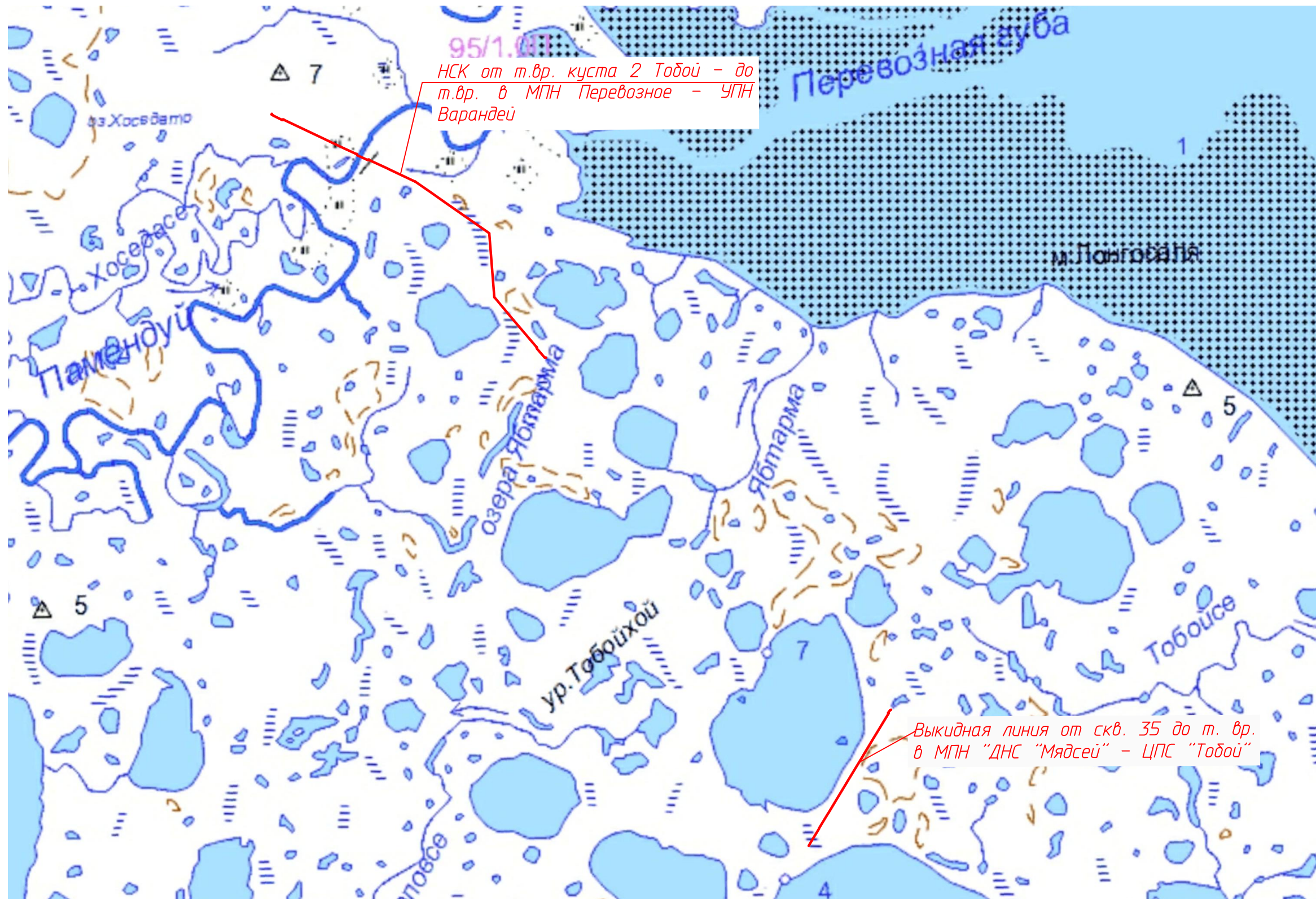
Лист

85





Карта-схема 1:25000



Архангельская область  
Ненецкий автономный округ  
Большеземельская тундра  
МО МР "Заполярный район"

Условные обозначения

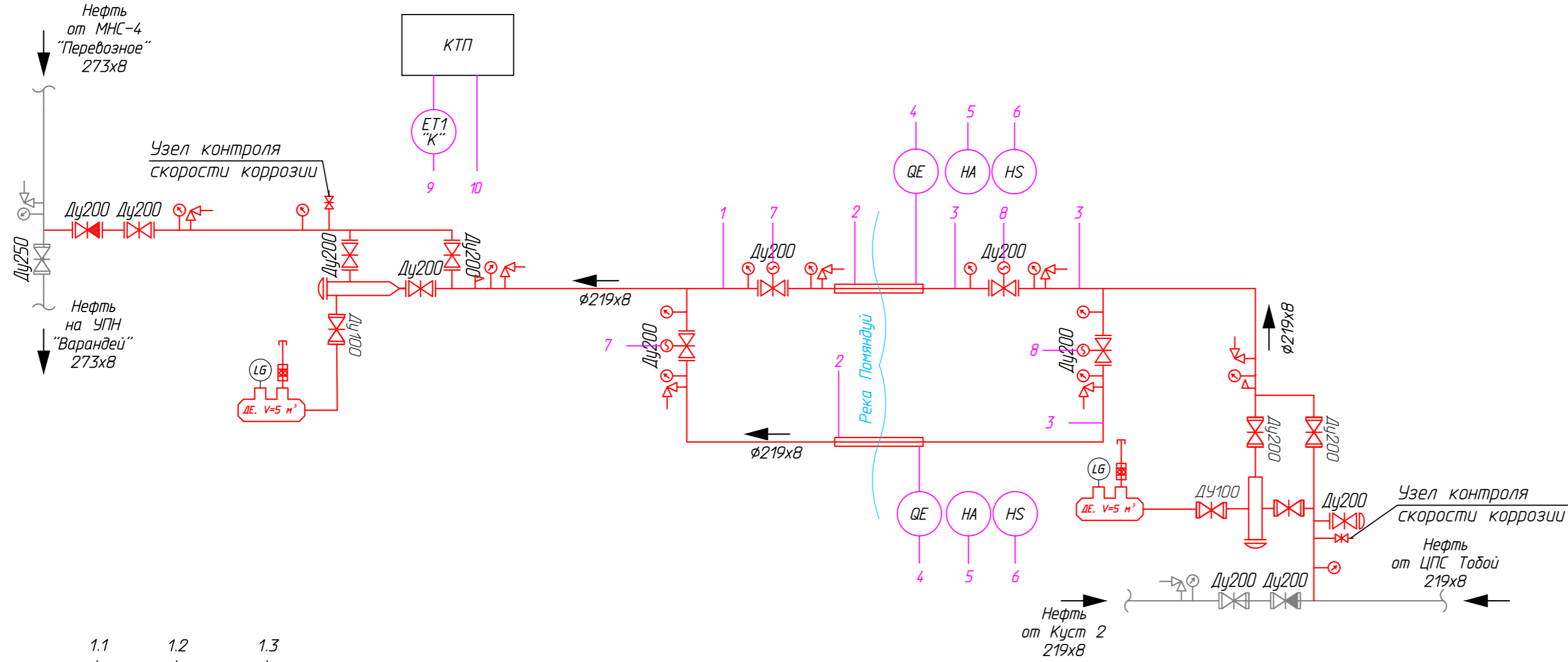
 - проектируемые нефтепроводы

Согласовано	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл	

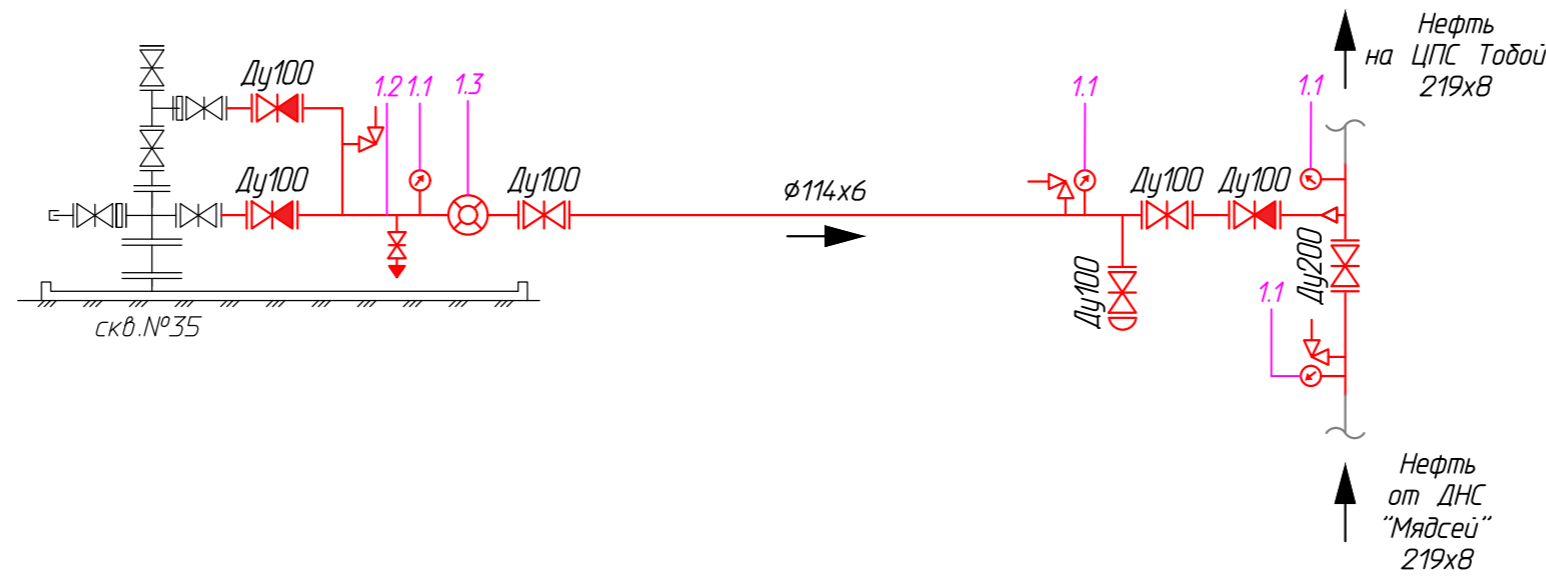
						19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г1		
						Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)		
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Коврижных				04.22	П		1
Проверил	Новоселова				04.22			
Н. контр.	Салдаева				04.22	Карта-схема 1:25000		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А3								

# Схема линейного объекта и схема автоматизации. Выкидная линия

НСК т.вр.к.2 - т.вр. МНП "Перевозное - УПН Варандей"



Выкидная линия скв.№35 - 3У "Оэна"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Затвор обратный
	Спускник
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Клапан обратный тройниковый
	Камеры пуска и приема очистных устройств
	Дренажная емкость
	Узел контроля скорости коррозии
	Уровнемер автономный
	Счетчик

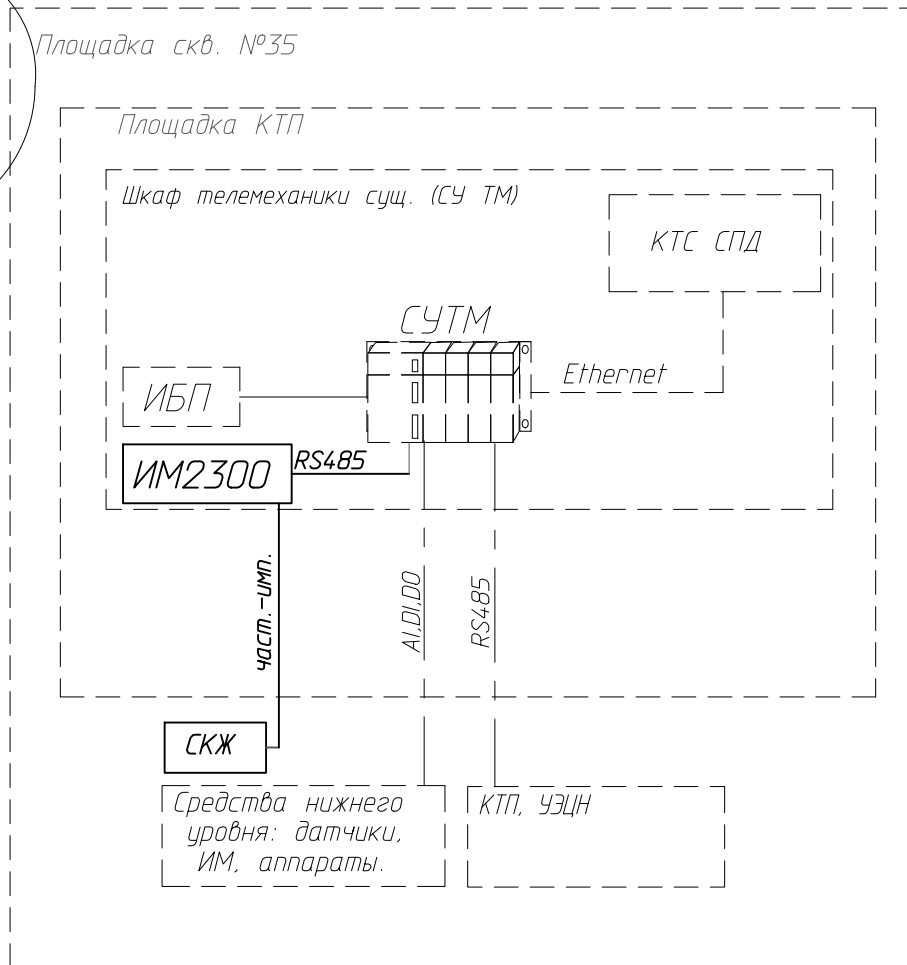
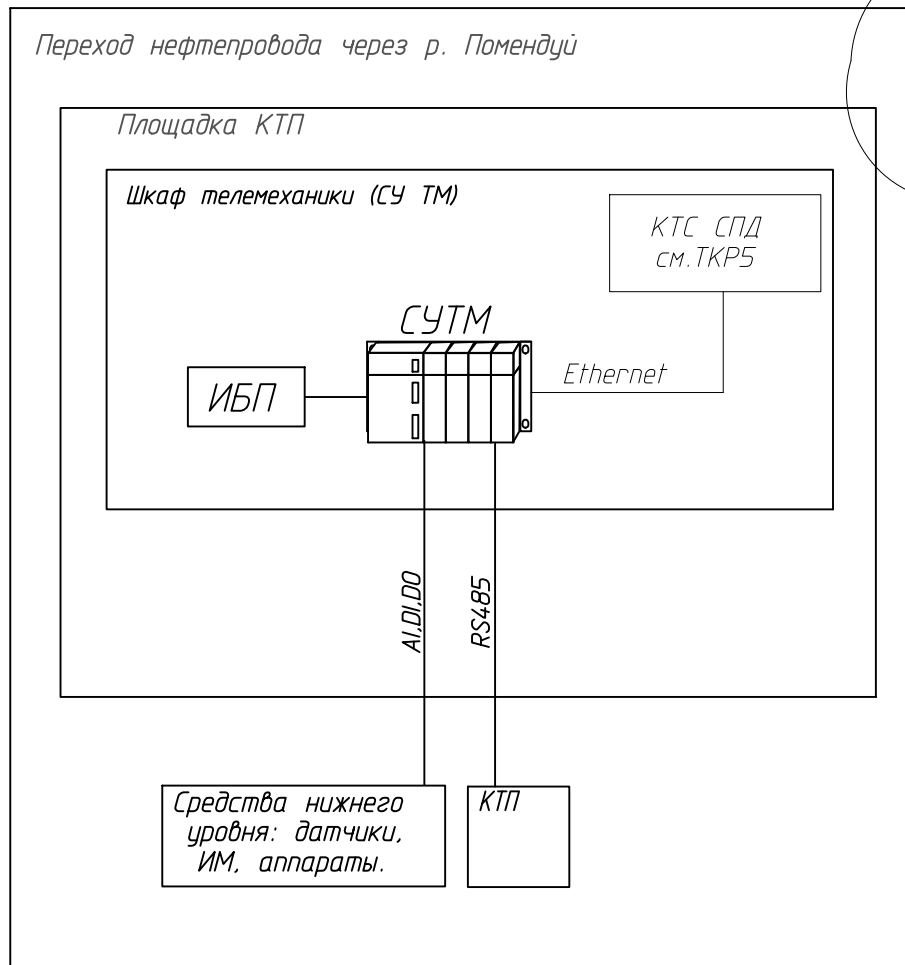
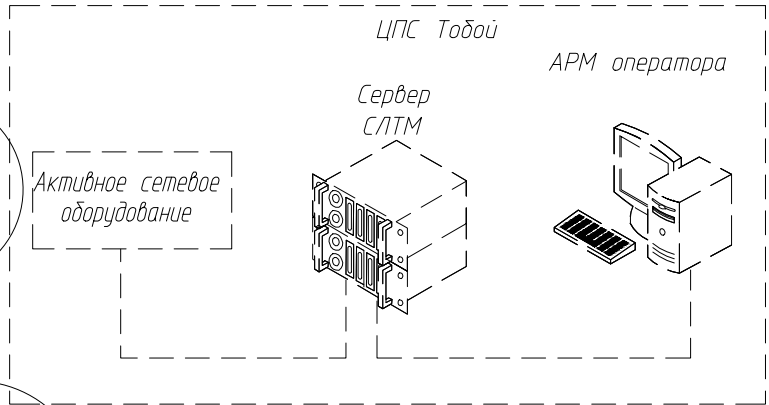
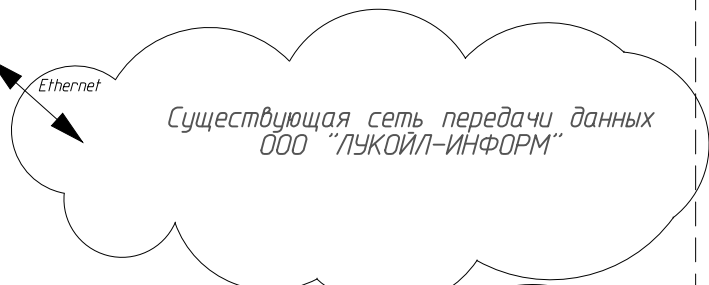
Согласовано  
Взам. инв.№  
Подпись и дата  
Инв.№ подл.

Приборы по месту	1.1	1.2	1.3
	Давление	Давление	Расход
	PG 101	PT 101	FT 101
	4шт.		
Щафы КИП, ШУ			FQIT 101
		4...20 мА	ШТМ (сущ.)
Площадка скважин			
Щафы телемеханики (сущ.)			
Контроллер			AS485 / Modbus RTU
Аналоговые вх.			
Дискретн. вх.			
Аналоговые вых.			
Дискретные вых.			
Счетные вх.			
Цифровые вх.			

Приборы по месту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Давление	Давление	Давление	Загазованность	Сигнализация (загазованность)	Апробирование сигнализация	Управление открыть/закрыть	Управление открыть/закрыть	Ток А.В.С	Напряжение А.В.С
	PT 101	PT 111	PT 121	QT 101			NSA 101	H	NSA 103	H
	1шт.	2шт.	3шт.	2шт.	2шт.	2шт.	2шт.	2шт.	2шт.	2шт.
Щафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	(2)	(1)	(3) "Откр./Закр.", "Стоп"	(4) "Откр./Закр.", "Местн./Дист.", "Неиспр."	(3) "Откр./Закр.", "Стоп"	(4) "Откр./Закр.", "Местн./Дист.", "Неиспр."
Площадка скважин										
Щафы телемеханики (сущ.)										
Контроллер										
Аналоговые вх.										
Дискретн. вх.										
Аналоговые вых.										
Дискретные вых.										
Счетные вх.										
Цифровые вх.										

<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г2</b>				
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись
Разраб.				05.22
Проверил				05.22
Н. контр.	Салдаева			05.22
			Стадия	Лист
			П	1
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтеоборный коллектор				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Автоматизированные системы управления ТПП "ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз" в г. Нарьян-Маре

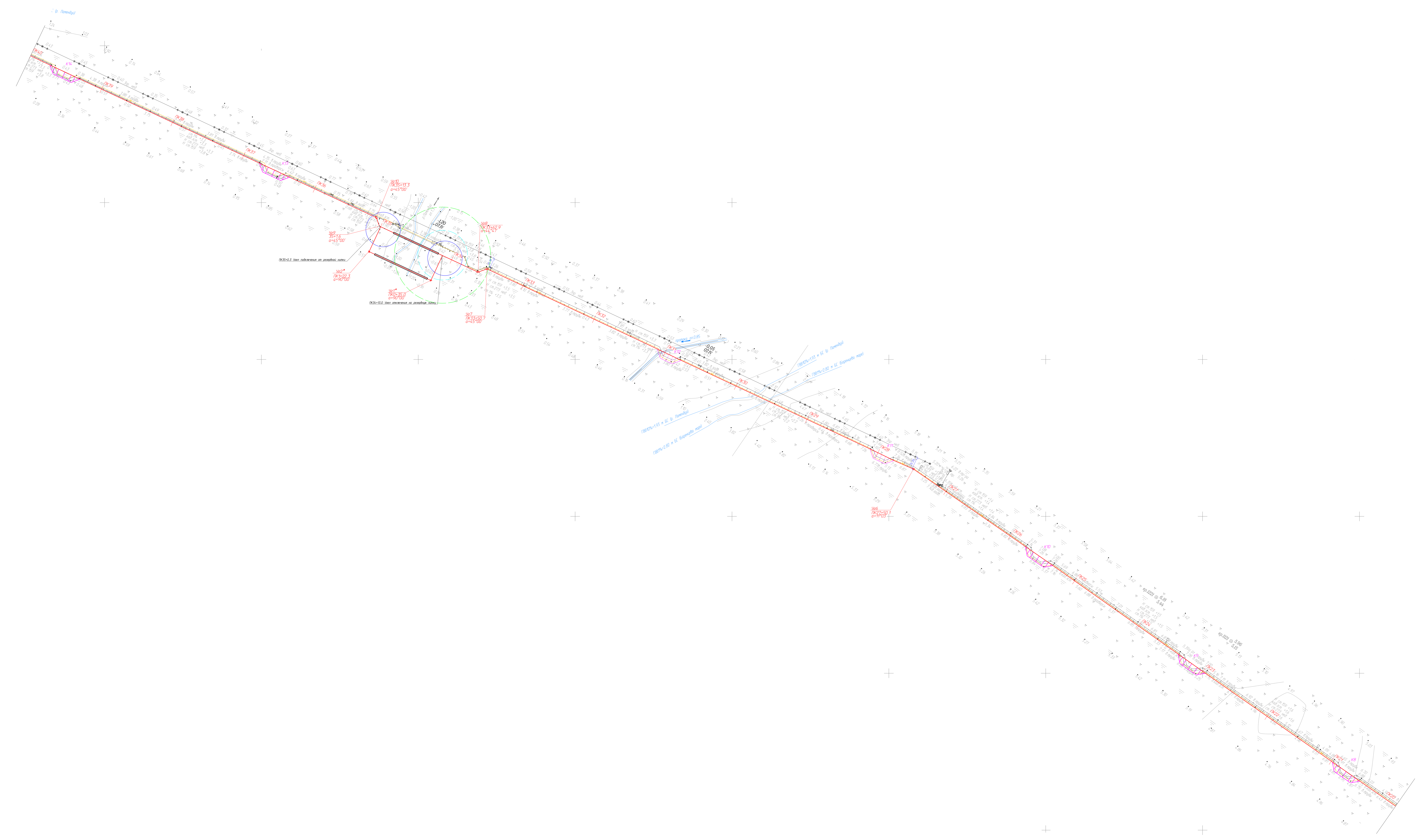


Условные обозначения:

- оборудование проектируемое
- оборудование, учтенное в смежных томах
- существующее оборудование, здания, сооружения
- ИБП - источник бесперебойного питания

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

<b>19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.ГЗ</b>					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Конанов				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Попков				
Н. контр.	Салдаева				
				Стадия	Лист
				п	1
				Структурная схема КТС АСУ ТП	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	



- Условные обозначения
- проектируемый нефтепровод
  - защитный кожух
  - демонтаж

**Ситуация С2**

**Распределение нефтепровода с последующим охлаждением**

Различия между количеством спроектированной обводки:

Полная распределенная трубопровода — выбор опасного вещества и его расстояние — количество опасного вещества при условии наличия источника загрязнения — авария разлива — приращение порожней обводки и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные

Количество	Номер
Общая масса	188,8 т
Площадь пролива	1181 м <sup>2</sup>
Эффективный диаметр пролива	38,76 м

Наименование	Наличие зоны	Наличие опасности, едв.м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в чрезвычайной ситуации	4,2	31,7	—
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	61,3	—

19-01-ИИИИ/2021-ГФЖ Г4	
Исполнитель	Исполнитель
Проверенный	Проверенный
Утвержденный	Утвержденный
Дата	Дата

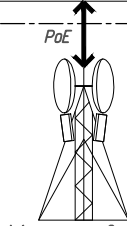
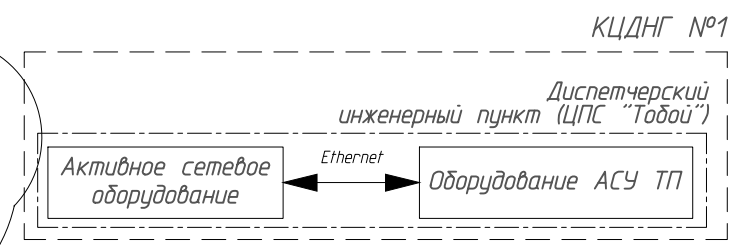
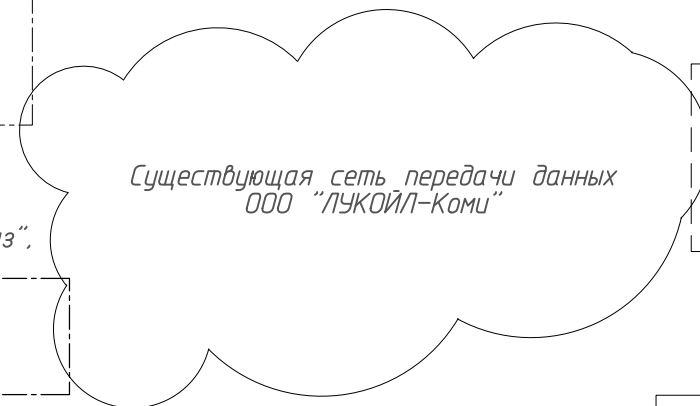
# Принципиальная схема организации сетей связи

АБК ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»  
г. Нарьян-Мар

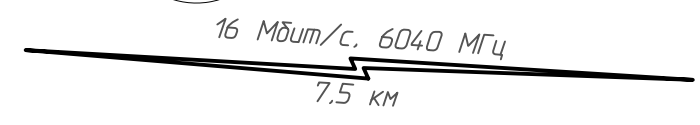
Существующие программно-аппаратные средства АСУ ТП, ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

БС-1  
АМС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», ЦПС, Тобойское месторождение

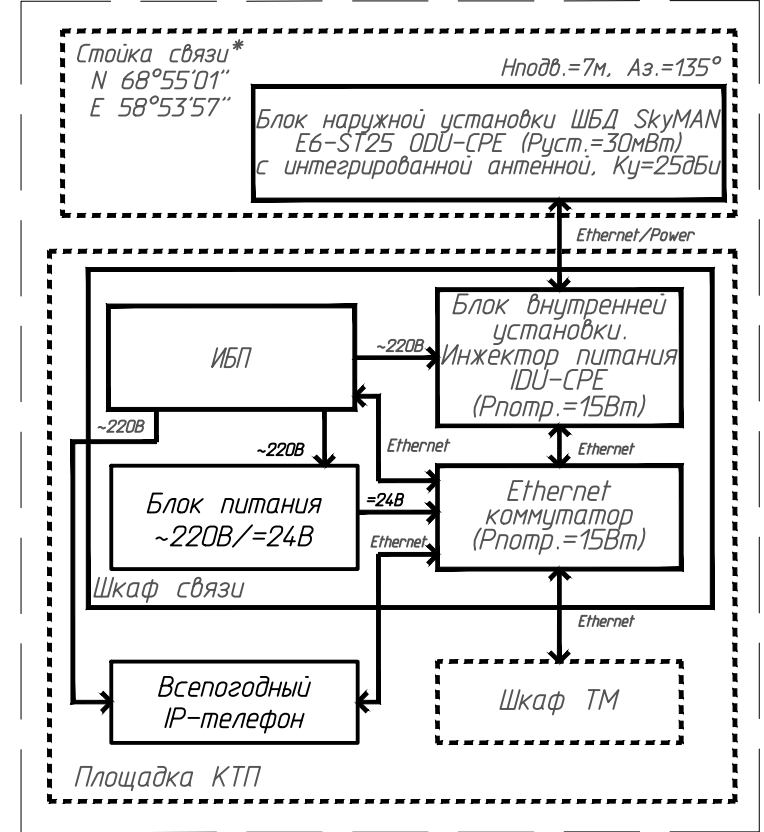
Активное сетевое оборудование



БС-1 ШБД SkyMAN R5000-Mm ODU (Hподв.=19м)  
N 68° 52' 09"  
E 59° 01' 46"



## Переход нефтепровода через р. Помендуи



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

### Условные обозначения:

- оборудование существующее
- оборудование проектируемое
- оборудование, предусмотренное смежными томами
- \* - оборудование, поставляемое комплектно

						19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г5				
						Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.		Чирикова		<i>[Signature]</i>	05.22				П	1
Проверил		Конанов		<i>[Signature]</i>	05.22					
Нач. отд.		Попков		<i>[Signature]</i>	05.22					
Н. контр.		Салдаева		<i>[Signature]</i>	05.22	Принципиальная схема организации сетей связи		ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		