



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН
«Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Книга 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий
по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера»**

28-02-2НИПИ/2021-ГОЧС

Том 10.2

2022



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной
отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до
точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Книга 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера»**

28-02-2НИПИ/2021-ГОЧС

Том 10.2

Заместитель Генерального директора –

Главный инженер

С. О. Соболева

Главный инженер проекта

К. В. Худяев

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС-С	Содержание тома 10.2	1 л.
28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению ситуаций природного и техногенного характера.	
	Текстовая часть.	86 л.
28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Г	Графическая часть	3 л.
	Общее количество листов документов, включенных в томе 10.2	90 л.

Согласовано			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС-С											
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата						
Инв. № подл.	Разраб.	Матус		Содержание тома 10.2							
	Н. контр.	Салдаева		<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>		Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									
	ГИП	Худяев									
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.....	12
3.	Перечень мероприятий по гражданской обороне	15
3.1	Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО	15
3.2	Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по ГО.....	15
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.....	16
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.....	17
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	17
3.6	Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесенным к категориям по ГО.....	18
3.7	Решения по управлению ГО проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий	18
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)	24

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Матус				
Н. контр.	Салдаева				
ГИП	Худяев				

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т			
Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера Текстовая часть	Стадия П	Лист 1	Листов 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	26
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	27
3.15	Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО	27
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	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							2

могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	45
4.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта	47
4.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте	47
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	51
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	52
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	63
4.12 Технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)	71
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	86

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

ДАнные ОБ ОРГаниЗАЦИИ - РАЗРАБОТЧИКЕ

1. Наименование организации

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьга-Уса»)), 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.

Производственный офис: г. Ухта, ул. Пушкина, д. 2А.

Площадка обслуживания и хранения технических средств: г. Ухта, ул. Советская, д. 2.

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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьга-Уса»)), разработан в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.		Дата

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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), утвержденного Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" И.В. Шараповым.

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»	Д. С. Уваров
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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Г1).

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки	Протяженность м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016	Рабочее давление, МПа

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
6

				Класс	Категория по назначению	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	III	II	4,0

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

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	5000	-	-

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

Схемы линейных объектов представлены в графической части тома **28-02-2НИПИ/2022-МПБ.ГЗ.**

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

						28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							7
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

В настоящем проекте предусматривается реконструкция высоконапорных водоводов и нефтепроводов. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в русловой части с участками по 1000 м от границ ГГВ 10% обеспеченности после укладки давлением $R_{исп.}=1,25 \times R_{раб}=5,0$ в течении 12 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов;
- узлов линейной и запорной арматуры до крепления на опорах давлением $1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течении 6 часов;
- узлов подключения, включая прилегающие участки по 15 м давлением $1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа в течении 12 часов;

На втором этапе необходимо провести пневматическое испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4.4$ МПа в течение 12 часов.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб.}=4,0$ МПа и выдержки в течение 12 часов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
8

Кожух защитный до продавливания испытать гидравлическим способом на давление $P_{раб} = 4,0 \text{ МПа}$ в течении 12 часов.

Произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $P_{раб} = 4,0 \text{ МПа}$ продолжительностью не менее 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода силами подрядной организации, выполняющей СМР. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 510 Н/мм², минимальным пределом текучести - 372 Н/мм², классом прочности K52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтесборного коллектора реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду500 для проектируемого трубопровода Ду300. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
9

предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра $\varnothing 530 \times 10$ мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром $\varnothing 530 \times 10$ мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-530.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

После монтажа и сварки кожуха $\varnothing 530 \times 10$ мм производится 100% визуально измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 325/530 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Общие сведения

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

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

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
10

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

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-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 объект расположен в Российской Федерации, республика Коми, МО ГО «Усинск», на землях лесного фонда Баяндыского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество». Участок работ расположен в пределах Баяндыского нефтяного месторождения.

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндынская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Г1).

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

- для размещения нефтегазопроводов – 24 м;

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта и проектируемых площадок объектов приведены в таблице 4-5.

Таблица 4 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	III	II	4,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

12

В площадь застройки включены:

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

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемого трубопровода представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	
	Узел подключения временной камеры пуска. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
	Узел подключения временной камеры приема. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.

Согласно информации, предоставленной Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации (письмо № 15-47/10213 от 30.04.2020 г.), на территории МО ГО «Усинск», особо охраняемые природные территории Федерального значения, а также территории, зарезервированные под создание новых ООПТ федерального значения, отсутствуют.

Ближайшим к территории строительства ООПТ федерального значения является Национальный парк «Югыд Ва», расположен в 137,8 км юго-восточнее от участка.

Согласно данным, предоставленным ГБУ РК «Центр по ООПТ» в данном районе та действующие и проектируемые особо охраняемые природные территории республиканского и местного значения, а также их охранные зоны отсутствуют.

На основании данных Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми и Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 13.09.1994 № 1050 «О мерах по обеспечению выполнения обязательств Российской Стороны, вытекающих из Конвенции о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитаний водоплавающих птиц, от 2 февраля 1971 года», на территории Республики Коми отсутствуют объекты, входящие в список водно-болотных угодий Российской Федерации, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитаний водоплавающих птиц. На основании изложенного водно-болотные угодья на территории объекта отсутствуют.

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			13

Территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера регионального и местного значений в Республике Коми, в том числе в районе строительства отсутствуют.

По сведениям Управления Республики Коми по охране объектов культурного наследия на участке размещения проектируемого объекта, объекты культурного наследия, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия народов Российской Федерации, выявленные объекты культурного наследия, и объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия (в т.ч. археологического) отсутствуют. Земельный участок расположен вне зон охраны и защитных зон объектов культурного наследия

Проектируемые объекты расположены вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос водотоков района изысканий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)»:

- 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 входит в зону производственной деятельности комплексных цехов по добыче нефти и газа КЦДНГ №3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по РК (Приложение А) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» не отнесено к категории по гражданской обороне (п. 4 Постановления Правительства РФ от 16.08.2016 №804 «Об утверждении правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения»).

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №07-03-363560 от 11.11.2016 г. (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» присвоена I категория по гражданской обороне.

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

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Ближайший категорированный город – г. Усинск, расположен в 57 км к северо-западу. Объекты особой важности по гражданской обороне вблизи проектируемого объекта – отсутствуют.

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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), 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 Баяндыского нефтяного месторождения. Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Баяндыского 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 Баяндыского нефтяного месторождения не рассматривается в качестве территорий, на которых возможно размещение эвакуируемого населения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
16

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).

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.

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

Все мероприятия по гражданской обороне в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляются согласно Приказу № 552 от 08.09.2017г. «Об организации и ведении гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Данным Приказом по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» введены в действие:

- Порядок подготовки к ведению и ведения гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- Положение об объектовой эвакуационной комиссии ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- Положение о комиссии по повышению устойчивости функционирования ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;
- Положение о мероприятиях по повышению устойчивости функционирования ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени.

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			18

Согласно Приказу, руководителем гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является руководитель организации (директор ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»). Заместители руководителя гражданской обороны:

- первый заместитель руководителя гражданской обороны - главный инженер;
- заместитель руководителя гражданской обороны – заместитель директора по производству.

Директор – руководитель ГО организует управление мероприятиями ГО, и контроль за их выполнением через органы управления, уполномоченные на решение задач ГО. Органами ГО, осуществляющими управление ГО в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» являются:

- органы повседневного управления – Центральная инженерно-технологическая служба;
- постоянно действующий орган управления – Отдел охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды;
- нештатные органы управления – Штаб ГО, создаваемый для управления ГО при переводе ее в высшие степени готовности и в военное время, на базе комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечению пожарной безопасности (КЧС).

Приказом № 552 от 08.09.2017г. утвержден состав Штаба ГО и состав боевого расчета пункта управления руководителя ГО. Руководство ГО в структурных подразделениях ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляют их руководители.

Управление мероприятиями в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» при переводе с мирного на военное время предусмотрено организовать в следующем порядке:

- на территории ТПП – с пункта управления;
- на маршруте движения рабочих и служащих в загородную зону в район рассредоточения, а также при выдвижении сил гражданской обороны к месту ведения аварийно-спасательных и других неотлаженных работ – с подвижного пункта управления;
- в загородной зоне, в районе рассредоточения – с запасного пункта управления, расположенного в административном офисе КЦДНГ-6 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

В период угрозы нападения и в военное время боевой расчет дежурство на пунктах управления несет круглосуточно в две смены.

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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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

Порядок оповещения ГО на проектируемом объекте:

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 Республике Коми (ЦУКС по РК), по имеющимся каналам связи (по телефону, телеграфу и электронной почте) передается в муниципальные органы управления по делам ГО и ЧС Баяндыского района и МО ГО «Усинск» Республики Коми.

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

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

Оповещение ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по телефонам, а также в общей системе оповещения по радио. Руководящий состав и персонала ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в рабочее время оповещается с использованием телефонов, радиостанций в корпоративной системе радиосвязи, ретрансляторов (кустовая связь), переносных раций.

Для оповещения организаций и населения сигнал ГО от территориальной автоматизированной системы оповещения ГО Республики Коми на территории г.Усинск транслируются по телевизионному и радио каналам (УКВ, КВ – 66,8-73,3). Мультисервисной телекоммуникационной сетью Группы «ЛУКОЙЛ» - системой «ЛУКНЕТ» предусмотрена трансляция радиосигнала сети радиовещания (Филиал ВГТРК ФГУП ГТРК «Коми Гор») из г.Усинска по каналам корпоративной связи до Баяндыского нефтяного месторождения.

Сигналы оповещения ГО от органов МЧС (ЦУКС) на каждом уровне (федеральный, региональный, муниципальный и т.д.) доводятся также до соответствующих подразделений и

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			20

организаций системы ПАО «ЛУКОЙЛ» на подведомственных органам, уполномоченным в решении задач ГО, территории: через узлы связи (телефон, радиосвязь).

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 МО ГО «Усинск». Для дублирования 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 ГО в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляются через директора – руководителя ГО. Должностным лицом, на которого возлагается обеспечение получения и доведения сигналов ГО до всех служб – начальник центральной инженерно-технологической службы ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Должностным лицом специально уполномоченным решать задачи ГО по КЦДНГ-1,2,5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» являются начальники цехов.

С введением первоочередных мероприятий приводятся в полную готовность системы управления, связи и оповещения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»: принимаются каналы связи, закрепленные за ГО, приводится в готовность АСФ и ближайшие боевые пожарные расчеты.

После получения сигнала ГО и ЧС, оповещение работников проектируемого объекта осуществляется дежурным диспетчером ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по имеющимся спискам и документам. Основным способом оповещения персонала на удаленных объектах об угрозе является речевая информация, передаваемая с помощью радиорелейной и спутниковой связи «ЛУКНЕТ» (Motorola GP-680,GP-1280).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

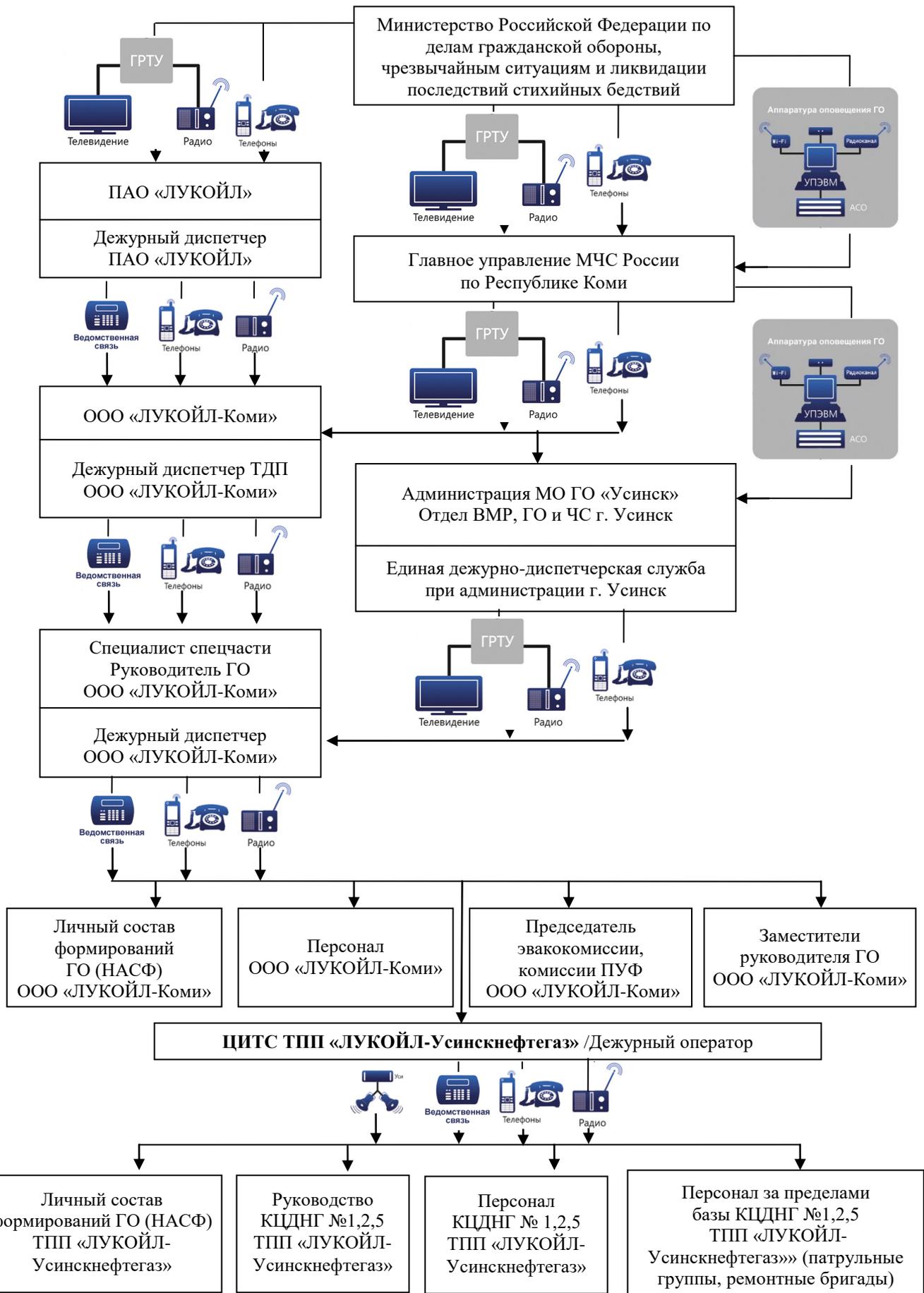


Рисунок 1 – Схема оповещения по ГО

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
23

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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							24

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-Усинскнефтегаз» имеет I категорию по гражданской обороне в связи, с чем объект продолжает свою деятельность в военное время.

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

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

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.

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.

Безаварийная остановка работающего оборудования должна обеспечивать возобновление производственного процесса без проведения длительных подготовительных работ. Остановка промышленных трубопроводов производится согласно плану организационно-технических мероприятий и при согласовании с ЦИТС.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
25

Действия эксплуатирующего персонала после получения сигнала гражданской обороны, обеспечивающие 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 начальника КЦДНГ, начальника смены ЦИТС, а также должностных лиц согласно схемы оповещения;
- остановить добывающий фонд скважин;
- прекращается поступление рабочего агента (нефти, подготовленной воды) путем остановки насосов и закрытием задвижек);
- на всех задвижках вывесить таблички, извещающие об остановке;
- в вахтовом журнале сделать запись о причине и времени остановки.

При нормальных условиях эксплуатации, причиной остановки трубопроводов систем нефтесбора и ППД могут быть планово-предупредительные ремонты и ревизии оборудования, запорной и регулирующей арматуры.

Таким образом, безаварийная остановка производственного процесса на объекте строительства возможна, но требует определенного запаса времени и соблюдения последовательности действий, которые должны определяться технологическим регламентом по эксплуатации системы внутрипромысловых трубопроводов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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.

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

						28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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.

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-Усинскнефтегаз».

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

Согласно исходным данным Главного Управления МЧС по РК (Приложение А) в районе строительства защитные сооружения гражданской обороны отсутствуют.

Технологические процессы транспорта нефти и пластовой воды являются высокоавтоматизированным, и не требует постоянного присутствия персонала.

Эксплуатация и обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом бригад комплексных цехов по добыче нефти и газа (КЦДНГ №3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Увеличения численности персонала не предусматривается.

Обслуживание проектируемых трубопроводов осуществляется периодически согласно графику или в случае необходимости. Учитывая, что проектируемый объект работает в автоматическом режиме и не имеет постоянных рабочих мест, максимальное количество обслуживающего персонала на выезде – 2 человека, необходимость строительства защитного сооружения гражданской обороны непосредственно на самом проектируемом объекте отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист
27

Организация гражданской обороны на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется в соответствии с приказом Приказу №552 от 08.09.2017 г. «Об организации и ведении гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Запланированные мероприятия по предоставлению персоналу убежищ и средств индивидуальной защиты предусматривают строительство защитных сооружений ГО.

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

В соответствии с Федеральным законом № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г. и постановлением Правительства № 1340 «Порядок создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 10.11.1996 г., в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан резерв материальных ресурсов для ликвидации ЧС.

Эксплуатация проектируемого объекта будет осуществляться без постоянных рабочих мест. Пребывание обслуживающего персонала на объекте – эпизодическое.

В связи с чем, непосредственно на проектируемом объекте 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 не предусматривается.

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 на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», представлены в п. 4.11 настоящего раздела.

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

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

						28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							28
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

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 №3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз».

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. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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 строительство промысловых трубопроводов.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

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 7.

Таблица 7 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 325х10мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 902 м Проектные мощности: добыча нефти – 42 т/сут; добыча жидкости – 5000 м ³ /сут

Сведения о единовременном количестве опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 8.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							30

Таблица 8 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Технологическая площадка		Кол-во опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования	Плановая длина, м	В единице оборудования	На площадке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Количество нефти						
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	902	42	42	ГЖ	4,0	+40..+70
Итого опасного вещества - нефти, т:			42			

В соответствии с таблицей 2 приложения 2 Федерального закона от 21.06.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), относится к **четвертому классу опасности**, поскольку суммарное количество обращающихся опасных веществ не превышает пороговое значение 20 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 участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндынская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

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 Баяндыского нефтяного месторождения (кусты скважин и одиночные скважины). Учитывая условия прокладки проектируемых трубопроводов (подземным способом), и расположение существующих объектов нефтепромысла, аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах.

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 объект расположен в Российской Федерации, республика Коми, МО ГО «Усинск», на землях лесного фонда Баяндыского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество». Участок работ расположен в пределах Баяндыского нефтяного месторождения.

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

Климатические условия. Район строительства расположен в атлантико-арктической области умеренного пояса. По климатическому районированию территории Российской Федерации для строительства участок расположен в IД климатическом подрайоне, в I северной строительно-климатической зоне, для которой характерны наименее суровые условия. Согласно ТСН 23-011-2007 район работ относится ко IV (северному) климатическому району. В соответствии с СП 20.13330.2016 (приложение Е) участок изысканий по весу снегового покрова приурочен к V району, по давлению ветра – к III району, по толщине стенки гололеда – к III району. Согласно СП 131.13330.2018 в соответствии с комплексным показателем территория строительства по степени влажности относится к нормальной зоне.

В геоморфологическом отношении район строительства расположен в пределах Печорской низменности, которая представляет собой слабоувалистую заболоченную равнину, сложенную современными аллювиальными отложениями. Район работ находится в долине р. Печора. В тектоническом отношении район работ относится к Колво-Печорской впадине Печорской синеклизы.

Район строительства расположен в пределах Печорской равнины, находящейся в северной части Русской (Восточно-Европейской) равнины. Местность представляет собой слабоувалистую, полого-волнистую заболоченную равнину.

Территория строительства относится к району с умеренно-суровым климатом (IД). По климатическому районированию Республики Коми объект расположен в Северном. Район характеризуется суровой и длительной зимой, прохладным коротким летом, с большой изменчивостью сумм осадков по территории и хорошо выраженной широтной зональностью в распределении термических характеристик.

Рассматриваемая территория относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Основные климатические характеристики приведены в таблице 9 (по данным наблюдений метеостанции Усть-Уса).

Таблица 9 – Основные климатические характеристики

Климатические параметры		Значения м/ст. Усть-Уса	
<u>Климатические параметры холодного периода года</u>			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98		минус 46	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92		минус 44	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98		минус 43	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92		минус 41	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		минус 21	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		минус 53	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		7,9	
Продолжительность, суточная и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤0°С	продолжительность	213
		средняя температура	минус 11,6
	≤8°С	продолжительность	278
		средняя температура	минус 7,9
	≤10°С	продолжительность	299
		средняя температура	минус 6,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83	
Средняя месячная относ. влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		83	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		151	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,2	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,2	
<u>Климатические параметры теплого периода года</u>			
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		18	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		23	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С		20,5	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		34	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Климатические параметры	Значения м/ст. Усть-Уса
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь - август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

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 ветренных 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 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 м³/м пог. Объем снегопереноса за зиму с максимальной продолжительностью метелей - 500 м³/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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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°C.

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.

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.

Опасные инженерно-геологические процессы. Среди инженерно-геологических процессов, протекающих в районе строительства, наиболее распространены процессы сезонного пучения и подтопления.

В теплый период года в приповерхностной части разреза возможна активизация процессов переувлажнения. Строительство без должной инженерной подготовки территории может активизировать инженерно-геологические процессы и повлечь нарушение эксплуатации сооружений. Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности и наличие на данной территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

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

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

36

Техногенное воздействие на рассматриваемую территорию постоянно возрастает. Процессы, связанные с будущим строительством, приводят к увеличению мощности сезонного промерзания грунтовых массивов; образованию переувлажненных участков; образованию специфических грунтов – насыпных.

Тип местности по характеру и степени увлажнения – 2.

Район строительства относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства.

Криогенное пучение. На данной территории криогенное пучение при промерзании сезонно-мерзлого слоя проявляется на всех геоморфологических уровнях. 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.

Сейсмические свойства

В сейсмическом отношении район работ безопасный. Согласно картам ОСР-2015 для массового строительства, приведенным в СП 14.13330.2018, на исследуемой территории расчетная интенсивность сейсмических сотрясений по шкале MSK-64 составляет 5 и менее баллов, ожидаемой на данной площади с вероятностью 10 % (карта А).

По категории опасности процессов, согласно таблицы 5.1 СП 115.13330.2016, территория изысканий относится к умеренно опасной по сейсмичности.

Техногенные процессы

В процессе строительных работ необходимо предусмотреть достаточные защитные мероприятия на участках встреченных процессов и в местах возможного возникновения и развития данных процессов на территории изысканий.

В случае активизации негативных процессов в зоне влияния инженерных сооружений следует проводить дополнительные защитные мероприятия с учетом особенностей проявления опасных процессов.

Другие инженерно-геологические процессы и явления (оползни, размывы берегов водотоков и водоемов и др.), требующие разработки инженерной защиты и дополнительных изысканий, на изучаемых участках не обнаружены.

По характеру и степени увлажнения территория относится ко второму типу местности, согласно СП 34.13330.2012 приложение В.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Согласно СП 47.13330.2016, (приложения А), по совокупности факторов, влияющих на условия проектирования, строительства и эксплуатации, объектам изысканий присвоена II категория сложности инженерно-геологических условий (средней сложности).

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.

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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

- 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/остановка 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;
- 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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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 инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 10.

Таблица 10 – 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
С2 Пожар разлития опасного вещества	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника зажигания → пожар разлития → 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		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							40

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
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 11).

Таблица 11 – - 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
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	902	0,3	5000	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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

- 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 промплощадок и территории

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, 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.

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

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
								42
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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):

- $44,5\text{кВт/м}^2$ – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- $10,5\text{кВт/м}^2$ – 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.);
- $7,0\text{кВт/м}^2$ – 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.);
- $4,2\text{кВт/м}^2$ – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- $1,4\text{кВт/м}^2$ – 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 12.

Таблица 12 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели	Наименование трубопровода
	Дюкерный переход межпромышленного нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Показатели	Наименование трубопровода
	Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»

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	902
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	42
Площадь пролива, м ²	218,88

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	15,19
--------------------------------	-------

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 ²), м	9,58
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м ²), м	13,31
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²), м	19,17
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²), м	35,98

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего тома (28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Г2)

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

4.5 Сведения о численности и размещения 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 №3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». 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»;

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

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- 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 13.

Таблица 13 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	1

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож.

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.

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			46

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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), относится к четвертому 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;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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

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

- 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;
- обучение обслуживающего персонала действия по ликвидации аварийных ситуаций;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист 49
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

- 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;

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

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
								50
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- 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.	

							28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
								51
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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 инженерный пункт (ДИП) АБК УПН "Баяндынская".

Объем контроля и автоматизации

Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»:

- узел береговой задвижки (правый берег);
- КТП – С (2 шт.);
- узел береговой задвижки (левый берег);

Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;
- контроль загазованности в защитном кожухе;
- дистанционный контроль температуры в шкафу БС;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H₂S) на высоте 1 м от земли;
 - аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
 - опробование звуковой и световой сигнализации;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

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

КТП – С

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

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H₂S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Телемеханизация нефтесборного коллектора

Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных 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.

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадки куста 1 систем телемеханики является существующей. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ система телемеханики

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

является проектируемой, предусматривается установка шкафов телемеханики (СУ ТМ). Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных 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.

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 – шкаф СУ ТМ, 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;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- посты управления и сигнализации;
- 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 объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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.

В существующем СУ ТМ установлено:

- контроллер ScadaPack 334;
- защита от перенапряжения PLT-SEC-T3-230-FM Phoenix Contact;
- автоматические выключатели Schneider Electric;
- клеммные зажимы Phoenix Contact пружинного типа;
- промежуточными реле Phoenix Contact;
- источник питания 24В Phoenix Contact;
- источник бесперебойного электропитания APC Smart UPS.

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером ScadaPack 334 в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы, в т.ч. АБК ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data Acces XML Messaging.

Проектируемый шкаф СУ ТМ 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 :
 - ЦПУ;
 - модули дискретного ввода;
 - модуль дискретного вывода;
 - модули аналогового ввода;
- 2) Дополнительное оборудование:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

- барьеры искрозащиты;
- 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 ТМ.

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, 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;
- 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 АБК УПН "Баяндинская".

Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

Решения по математическому обеспечению

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Баяндынского нефтяного месторождения.

Для интеграции береговых задвижек в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмена информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), организация канала связи предусматривается разделом 4, «Сети связи» (28-02-2НИПИ/2022-ТКР4).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)			
Давление линейное	x	x	-
Давление в защитном кожухе	x	x	-
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Температура в шкафу БС	x	x	-
КТП – С			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x

Технические средства автоматизации

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

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для беспроводной передачи данных от датчика загазованности и датчика давления одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог.

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIВ ТЗ, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности и контроля ПДК паров углеводородов предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия;

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

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.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода

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

проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий 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 мм². 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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

Принят оптимальный способ прокладки проектируемых промысловых трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия:

- подземная прокладка проектируемых нефтесборных коллекторов с минимальной глубиной 0,5 м;
- подземная прокладка проектируемых высоконапорных водоводов, глубина прокладки принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий, минимальная глубина составляет 1,0м.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого высоконапорного водовода проектом приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из легированной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедших 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 основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С с внутренним двухслойным заводским в теплостойком исполнении антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
										60

Наружное трехслойное теплостойкое антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена НЗУ. Давление испытания 31,5 МПа. (содержание сероводорода в транспортируемой среде более 6%).

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемых трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение:

– полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм;

В качестве кровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных.

Монтаж теплоизоляции надземных участков трубопроводов предусмотрено выполнить в трассовых условиях.

Заземление и молниезащита

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

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.

На проектируемом объекте применяется кабельная продукция производителей, прошедших сертификацию в установленном порядке.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двуцветной лентой. Контактные соединения выполняются

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

Молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО153-34.21.122.

Строительные решения

Фундаменты запроектированы свайные. Способ погружения свай – забивной.

Свайные фундаменты рассчитаны по самой неблагоприятной схеме нагрузки и по наихудшей схеме грунтов с учетом действия сил морозного пучения.

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.

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

По устойчивости к воздействию окружающей среды приняты приборы системы контроля и управления следующего исполнения:

Для взрывоопасных площадок В-1г выбраны датчики взрывозащищенного исполнения (“взрывонепроницаемая оболочка” или “искробезопасная цепь”);

Применяемые датчики, приборы КИП и исполнительные механизмы имеют высокую надежность. Ввиду тяжелых условий эксплуатации и трудностью организации постоянного технического обслуживания предпочтение отдается высоконадежным импортным средствам КИПиА среднего ценового класса.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 53 до плюс 34 °С.

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

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;
- 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

Резерв финансовых средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан в соответствии с Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 349 от 06.05.2019 «О создании резерва финансовых средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций». Финансовые резервы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС формируются при организации страхования имущественных и других интересов с Программой страховой защиты ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних предприятий.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создано нештатное аварийно-спасательное формирование - НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ, регистрационный № 16/3-5-46 от 21.12.2017 г.). Личный состав - 22 человека.

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» дислоцируется на территории г. Усинск. Доставка сил и средств НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется по дороге круглогодичного действия.

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

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.

Заблаговременная подготовка и хранение материальных и технических средств, необходимых для обеспечения работ в исполнительный период (при угрозе или возникновения

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

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

64

ЧС) возложена на начальника ОТ, ПБ и ОС, службы главного механика, главного энергетика и руководителей структурных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». 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.

Собственные средства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для ликвидации аварийных разливов нефти находятся на складе ППО «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в г. Усинске имеется специальная техника и технические средства.

В таблице 15 представлен перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Таблица 15– Перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
1	Боны	Для течения : 25 м×36 шт., 20 м×40 шт., 10 м×40 шт.	2000 м
2	Боны	Береговой охранник: 25 м×50 шт.	1250 м
3	Нефтесборщик	«Дезми»	11 ед.
4	Нефтесборщик	Канатный	6 ед.
5	Нефтесборщик	Вайкома	2 ед.
6	Нефтесборщик	Диафрагменный	7 шт.
7	Нефтесборщик	Перистальтический	4 шт.
8	Насосы	6" с дизелем «Годвин»	5 шт.
9	Насосы	2" с дизелем «Янмар»	12 шт.
10	Насосы	3" с дизелем «Янмар»	16 шт.
11	Нефтесборщик	«Фойлекс»	4 шт.
12	Насос водяной	Поплавковая помпа	3 шт.
13	Нефтесборщик	Очиститель «Аквагард»	2 ед.
14	ППУ	DMKO	6 шт.
15	Нефтесборщик барабанный	«Аско» «Эластик»	2 шт. 5 шт.
16	Емкости для временного хранения	10 м ³	
17	Генератор	США	1 шт.
18	Лодка дюралевая	Казанка 6М с подвесным мотором	10 шт.
19	Скорая экологическая помощь	Три автоприцепа с комплектом нефтеуборочного оборудования и вспомогательных материалов	1 комплект

Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплекующие скорой экологической помощи) представлен в табл. 16.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Таблица 16 – Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи)

Комплектующие	Ед. изм.	Кол-во
I. Спецоборудование и приспособления		
Вакуумная установка ВАУ-1	шт.	1
Нефтесборщик НС-6	шт.	1
Разборный резервуар РР-3	шт.	1
Распылитель сорбента Р-1	шт.	3
Распылитель сорбента Р-2	шт.	3
Установка для сжигания отходов	шт.	1
Полог защитный 100 м3	шт.	1
Мотоблок типа «Салют»	шт.	1
Бензопила типа «Jonsered»	шт.	1
Рукав всасывающий	шт.	1
Рукав напорный	шт.	1
Канистра	шт.	1
Лампа паяльная	шт.	1
Вакуумная установка ВАУ-2	шт.	3
Нефтесборщик НС-4	шт.	1
Нефтесборщик НС-5 (насос «гном», рукав, ствол)	шт.	1
Разборный резервуар РР-5	шт.	1
Разборный резервуар РР-7	шт.	10
Приемно-раздаточное устройство ПРУ	шт.	1
Кусторез типа «Jonsered»	шт.	1
Катамаран	шт.	1
II. Электротехника		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Geko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fiac»	шт.	1
III. Сорбирующий материал и изделия из него		
Сорбент «Лесорб-экстра»	кг	1
Боны сорбирующие сетчатые БСС-10 (1шт)	пм	10
БС-5	шт.	1
БС-10	шт.	1
2БС	шт.	1
МБС-6	шт.	1
МБС-12	шт.	1
Пластины ПЛС-50	шт.	1
Рулоны РС-5	шт.	1
IV. Боны заградительные и приспособления для их установки		
Боны заградительные БЗ-10	пм	200
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барaban	шт.	1
Канат	м	600

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

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
Комплект инструмента:	комплект	1
– лопаты штыковые	шт.	10
– лопаты для сбора нефти	шт.	10
– ведра	шт.	3
– кувалда	шт.	1
– топор	шт.	1
– грабли	шт.	3
VI. Комплект обеспечения жизнедеятельности		
Комплект жизнедеятельности	комплект	1
– костюмы нефтяника	комплект	15
– аптечка	шт.	1
– полевая мебель	комплект	1
– бидон	шт.	1
VI. Средства транспортировки и хранения		
Прицеп типа СЗАП-8357	шт.	2
Контейнер для оборудования	шт.	2

Доставка средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляется транспортом по дорогам общего пользования. Для выполнения работ по ЛЧС(Н) с использованием инженерной техники привлекается вспомогательный персонал – водители подвижного состава.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» возможно привлечение аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

1. Профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО Специализированное профессиональное аварийно-спасательное формирование «Природа» (ООО СПАСФ «Природа»), согласно договору с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (договор № 17У2947 от 03 октября 2017 года, автоматически пролонгируется ежегодно).

ООО СПАСФ «Природа» имеет Свидетельство отраслевой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований) и спасателей топливно-энергетического комплекса (ОАК ТЭК 16/2-1) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях (серия 16/2-1 №00954 от 02.04.2015, рег.номер 16/2-1-205).

Основные виды проводимых ООО СПАСФ «Природа» поисково-спасательных работ: ликвидация (локализация) на суше и внутренних водах (за исключением внутренних морских вод) разливов нефти и нефтепродуктов.

Количество личного состава ООО СПАСФ «Природа» – 38 человек, из них аттестованных спасателей – 29. Режим дежурства – круглосуточный. Количество спасателей в дежурной смене – 14 человек. Период работы в отрыве от базы – 3 суток.

Место дислокации ООО СПАСФ «Природа»:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

67

1. Республика Коми, г. Усинск, ул. Приполярная, д.6А
2. Республика Коми, Усинский район, Головные сооружения
3. Ненецкий автономный округ, пос.Харьягинский

Время сбора дежурной смены АСФ – Ч + 40 минут. Готовность к отправке в район ЧС – Ч + 120÷150 минут. Перечень техники и технических средств СПАСФ «Природа», привлекаемых для выполнения работ по ЛЧС(Н) на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приведен в паспорте ПАСФ (таблица 17).

Доставка сил и средств ООО СПАСФ «Природа» осуществляется транспортом с ближайших баз СПАСФ «Природа» (Головные сооружения Баяндыского месторождения) по автодорогам круглогодичного действия (85,0 км).

Таблица 17 - Оснащенность СПАСФ «Природа»

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Автотранспорт			Инженерная техника		
Легковые автомобили (собств./аренда)	8/4	8/4	Подъемные краны (собств.)	2	2
Грузовые автомобили (собств./аренда)	14/4	14/4	Трактора, бульдозеры (собств.)	3	3
Автобусы (собств./аренда)	2/2	2/2	Экскаваторы (собств./аренда)	5/2	5/2
Мотоциклы	-	-	Аварийно-спасательный инструмент		
Аварийно-спасательные автомобили	-	-	Гидравл.инстр. (типа Холматро, Спрут и р.) собств.	1	1
Снегоходы (собств./аренда)	6	6	Гидробетонломы	-	-
Плавсредства			Гидродомкраты (собств.)	15	15
Катера, моторные лодки (собств./аренда)	12	12	Гидропилы (собств.)	-	-
Весельные лодки (собств.)	3	3	Бензопилы (собств.)	10	10
Плоты спасательные	-	-	Гидроножницы (собств.)	1	1
Судна на воздушной подушке, аэролодки (собств.)	2	2	Электросварное оборудование (собств.)	6	6
Спасательные жилеты (собств.)	50	50	Углошлифовальные машинки (собств.)	5	5
Средства связи			Переносные электростанции (собств.)	3	3
Радиостанции носимые взрывозащищенные (собств.)	8	8	Средства обнаружения пострадавших		
Радиостанции стационарные (собств.)	3	3	Опτικο-телевизионные антенны	-	-
Радиостанции автомобильные (собств.)	3	3	Акустические приборы	-	-

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

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

68

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Пейджеры	-	-	Электромагнитные приборы	-	-
Спутниковые системы связи (собств.)	4	4	Поисковые собаки	-	-
Мобильные телефоны (собств.)	40	40	Бинокль, подзорная труба (собств.)	2	2
Водолазное оборудование			Средства защиты органов дыхания и кожи		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (собств.)	15	15
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы (собств.)	40	40
Барокамеры	-	-	Костюмы защитные (собств.)	40	40
Наличие воздушных судов (ВС)			Приборы хим. и рад. контроля		
Вертолеты, самолеты	-	-	Приборы химического контроля (собств.)	3	3
Средства десантирования с ВС			Дозиметры (собств.)		
Парашютно-грузовые системы	-	-	Средства обнаружения и обезвреж. ВВ		
Парашюты	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
Горное, альпинистское снаряжение			Комплекты реанимирования		
Индивидуальные системы	-	-	Минно-розыскные собаки		
Карабин (собств.)	10	10	Медицинское обеспечение		
Зажимы (собств.)	-	-	Аппарат мешок АМБУ (собств.)	2	2
Веревка (м), собств.	1000	1000	Медицинская сумка (собств.)		
Лебедки (собств.)	3	3	Носилки (собств.)		
Средства жизнеобеспечения			Другое оборудование и снаряжение		
Вагон-дом передвижной (собств.)	35	35	Установка по переработке нефтешламов, (собств.)	2	2
Палатки (собств.)	4	4	Установка для сжигания отходов «Форсакж-1» (собств.)	1	1
Оборудование для приготовления пищи (собств.)	3	3	Нефтесборник, ед. (собств.)		
Мешки спальные	20	20	Боновые ограждения, м		
Пожарно-техническое оборудования			Вакуумный нефтесборщик, ед. (собств.)		
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	-	-	Емкости разборные (10 м.куб.), собств.		
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	Контейнер для жидких шламов, ед. (собств.)		
Огнетушители (шт.), собств.	40	40	Сорбент, кг (собств.)		
Мотопомпы пожарные (шт.), собств.	15	15	Траншеекопатель (собств.)		

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Пожарные рукава (м) 50мм/65мм/80мм (м)		300/- /300	Насосы центробежные, диафрагменные (собств.)	21	21
Стволы пожарные ручные (шт.), собств.	15	15			
Пенообразователи (шт.)	-	-			
Огнетушитель. порошок (шт.), собств.	10	10			

2. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается на договорной основе пожарная часть № 91 Федерального государственного бюджетного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 17У3917 от 29 декабря 2017 года (договор автоматически пролонгируется ежегодно).

Участок проектирования находится в районе существующих объектов обустройства Баяндыского месторождения, имеющих круглогодичную транспортную связь с Головными сооружениями Усинского нефтяного месторождения (место дислокации пожарной части ПЧ-91). Пожарная часть укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах. Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях приведены в табл. 18.

Таблица 18 – Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях

№ п/п	Подразделение	Место дислокации	Тип техники	Численность личного состава, чел.
1	ПЧ-91 ФГБУ «9 отряд ФПС ГПС по РК»	Головные сооружения Усинского нефтяного месторождения	АЦ-7,5-40 – 1 ед. Автомобиль пожарный газоводяного тушения – 1 ед. АЦ-6,0-40 – 1 ед. Станция насосная пожарная ПНС-110 – 2 шт. АЦ 6,0-100 – 2 ед. АЦ 10,0-100 – 1 ед.	17

3. Проведение противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возлагается на ГАУ «СПАС-КОМИ» (Государственное автономное учреждение Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба»), согласно

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
							70

договору № 09/17-НПП/16У3006 от 22.12.2016 г. на комплексное обслуживание по проведению противофонтанных работ на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

ГАУ «СПАС-КОМИ» имеет Свидетельство территориальной комиссии по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей Республики Коми № 111 на право ведения поисково-спасательных и противофонтанных работ (серия 111 №000080 от 26.03.2015, рег.номер 0-111-075).

Доставка сил и средств ГАУ «СПАС-КОМИ» осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов (г.Усинск), по автодорогам круглогодичного действия, либо с использованием вертолетного транспорта. Фактический адрес Баяндыского противофонтанного АСО: 169711, г.Усинск, ул. Парковая 20 кв.1-3.

В режиме повседневной деятельности организовано круглосуточное дежурство дежурными сменами в количестве 3-4 чел. Дежурство осуществляется посменно в две смены с 12 - часовым режимом работы с 08.00 до 20.00 и с 20.00 до 08.00. Готовность к действиям дежурной смены «Ч»+0.10, с автономностью действий до 5 суток.

При введении ГОТОВНОСТИ № 1 в ходе самостоятельных действий или в составе сводного АСО выделяет 8 чел. с готовностью к действиям «Ч»+2.00, с автономностью действий до 10 суток.

4. В случае необходимости оказания медицинских услуг привлекается Общество с ограниченной ответственностью «Институт управления медицинскими рисками и оптимизации страхования (ООО «МЕДИС»)) согласно договора №10У0711.

5. При необходимости для доставки средств по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается автотранспортная и специальная техника с ООО «Ространс» и ООО «Автогазкомплект» согласно договоров на оказание услуг по обеспечения транспортом и спецтехникой.

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

Основными руководящими документами при разработке системы оповещения в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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.

Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» представлена на рисунке 2.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой. Основной пункт управления размещен в административном здании ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по адресу г. Усинск, ул.Транспортная 4, запасной пункт управления КЦДНГ-1 (Усинское нефтяное месторождение), а пункты управления цеховых подразделений на местах постоянной дислокации.

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

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-ИНФОРМ» филиал в г. Усинск 24

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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 произошедшей аварии, производит 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-Усинскнефтегаз». ЦИТС предоставляет информацию руководству предприятия, ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», территориальным ЕДДС МО Республики Коми.

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-Усинскнефтегаз», его заместителем – председателем КЧС и ОПБ,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

а в случаях, не терпящих отлагательства, начальником ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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.

Оповещение населения производится по сети проводного вещания по эфиру радиовещания, телевидению, ч/з официальный портал администрации МОГО «Усинск», а также с помощью электросирен и уличных громкоговорителей.

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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), 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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.		Дата

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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»;

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

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. №					28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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 РЕСПУБЛИКЕ КОМИ
(Главное управление МЧС России
по Республике Коми)

ул. Советская, д. 9, г. Сыктывкар, 167983
тел. (8212) 24-51-00, факс 24-43-25;
«телефон доверия» (8212) 29-99-99
E-mail: info@11.mchs.gov.ru

11.02.2022 № 11В-186-377
на № 03-3-01-0308 от 25.01.2022

Исх. данные

Генеральному директору
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Г.Г. Грибову

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

Уважаемый Григорий Григорьевич!

Исходные данные, подлежащие учету при разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (далее – ПМ ГОЧС) по объекту проектирования «Строительство промысловых трубопроводов Баяндыского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

Адрес объекта: Республика Коми, Баяндыское нефтяное месторождение.

1. Краткая характеристика объекта:

- проектом предусматривается строительство промысловых трубопроводов Баяндыского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году.

2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта:

- объекты Баяндыского нефтяного месторождения включены в Реестр потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений, расположенных на территории Республики Коми.

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

- Главное управление МЧС России по Республике Коми не уполномочено по выдаче архивных военно-исторических справок, а также не располагает сведениями о ведении боевых действий на территории Республики Коми;

- расположение мест хранения и полигонов промышленных взрывчатых веществ и средств взрывания в непосредственной близости от места проведения работ, принять согласно действующему Реестру потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений на территории Республики Коми от

ООО «НИПИ НЕФТИ И ГАЗА УГТУ»
15.03.2021; 441
" 14 ФЕВ 2022 20 г.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т						Лист
															82

- по карте общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСР–97 Республика Коми находится в районе сейсмической интенсивности до 6 баллов по шкале Рихтера.

4. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне:

- ближайшая территория, отнесенная к группе по гражданской обороне – объект проектирования находится на достаточном удалении от территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне;

- в районе строительства защитные сооружения гражданской обороны – отсутствуют;

- в зону возможного радиоактивного загрязнения проектируемый объект не попадает;

- ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» не отнесено к категории по гражданской обороне (п. 4 постановления Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 № 804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения»);

- объект проектирования расположен в границах зон возможных сильных разрушений от взрывов, происходящих в результате аварий, согласно СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»;

- предусмотреть мероприятия по светомаскировке объекта согласно СП 264.1325800.2016. Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства».

5. Исходные данные для разработки мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

- потенциально опасные объекты, аварии на которых могут стать причиной возникновения чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте, принять согласно действующему Реестру потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений на территории Республики Коми от 15.03.2021 № 6, утвержденного распоряжением председателя Комиссии Правительства Республики Коми по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности;

- произвести расчет границ зон разрушений от взрывов, происходящих в результате аварий, согласно СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны», приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 № 137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»;

- предусмотреть мероприятия направленные на антитеррористическую защищенность объекта в соответствии со статьей 48 п. 12 пп. 14 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

- в зону возможного катастрофического затопления проектируемый объект не попадает.

6. Дополнительные сведения для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

- мероприятия разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55201-2012;

- срок действия настоящих исходных данных по ПМ ГОЧС – 3 (три) года со дня их регистрации.

При изменении задания на проектирование и/или основных характеристик объекта, настоящие исходные данные по ПМ ГОЧС утрачивают свою силу.

7. Перечень основных руководящих нормативных и методических документов, рекомендуемых для использования:

Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне»;

Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

Постановление Правительства РФ от 29.11.1999 № 1309 «О Порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны»;

Постановление Правительства РФ от 01.03.1993 № 178 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов»;

Приказ Минстроя России от 15.04.2016 № 248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства»;

СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления»;

СП 165.1325800.2014. Свод правил. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90. «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»;

СНиП 22-01-95. «Геофизика опасных природных воздействий»;

СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

СП 21.13330.2012. СП. «Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.01.09-91»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

СП 116.13330.2012. Свод правил. «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003;

СП 264.1325800.2016 СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

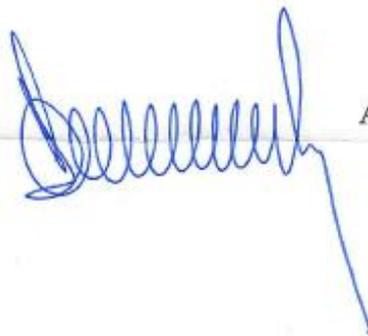
СП «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования ПБ», утвержденные приказом МЧС России от 17.06.2015 № 302;

СП 14.13330.2014. Свод правил. «Строительство в сейсмических районах»;

ВСН ВК4-90. «Инструкция по подготовке и работе систем хозяйственно-питьевого водоснабжения в чрезвычайных ситуациях»;

Кроме указанных в настоящем Перечне документов также следует руководствоваться другими федеральными и ведомственными нормами, правилами и рекомендациями, содержащими требования по проектированию ПМ ГОЧС и повышению безопасности объектов и эффективности защиты персонала, населения и территорий в чрезвычайных ситуациях техногенного, природного и военного характера.

Начальник Главного управления



А.А. Пархомович

Н.Ю. Булгаков
40-98-72

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

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. Бурлыной

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

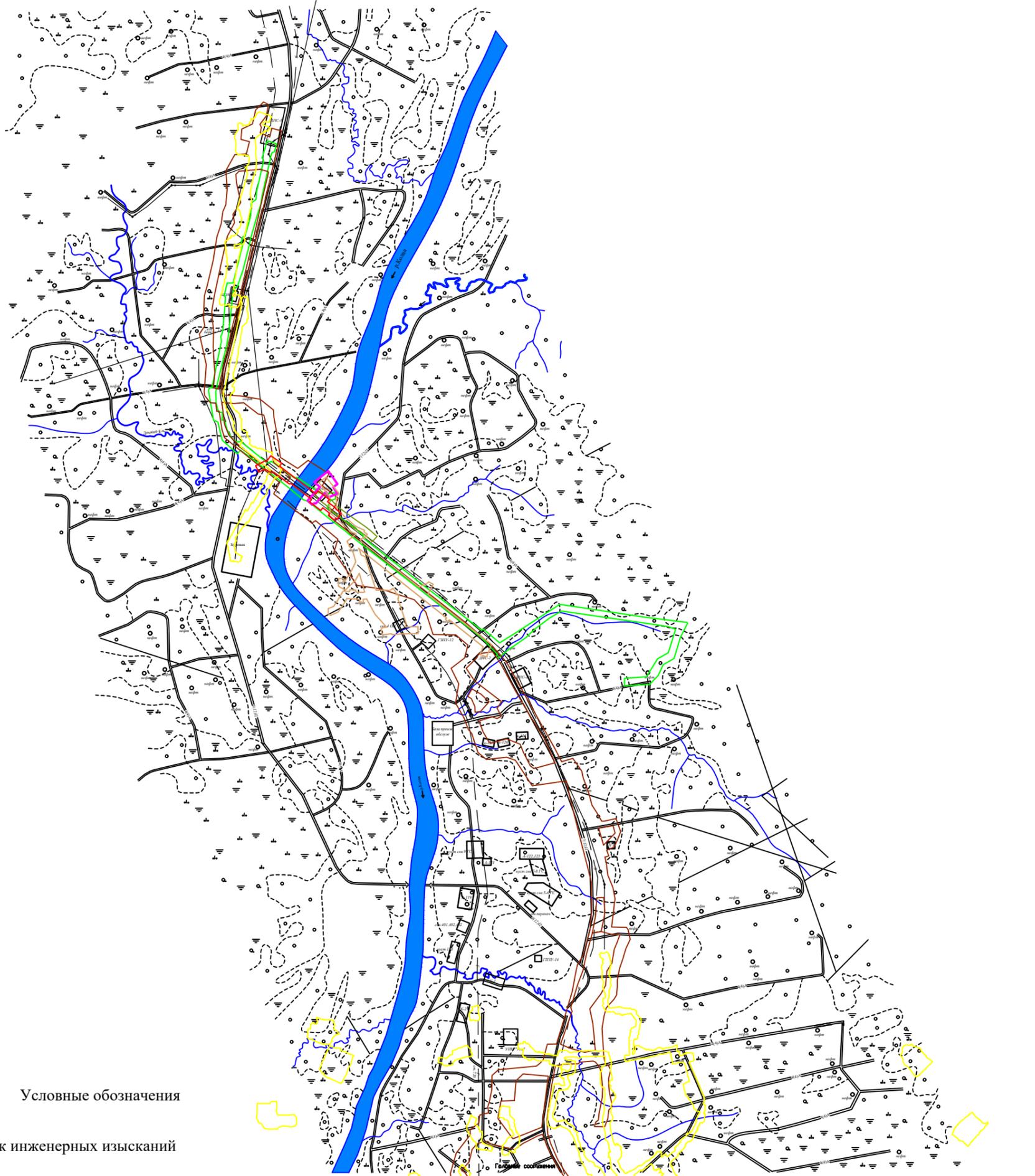
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Т

Лист

86

Ситуационный план



Условные обозначения

- участок инженерных изысканий

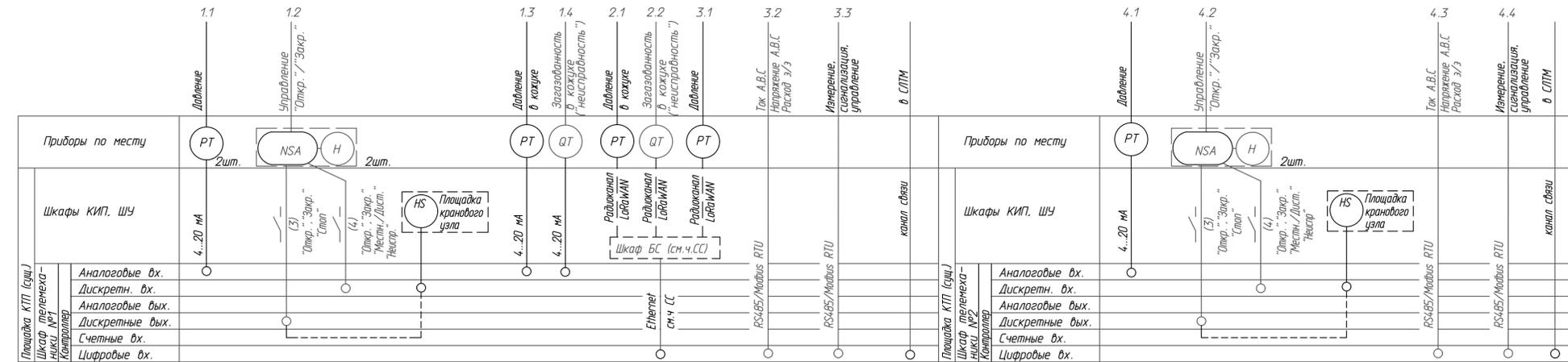
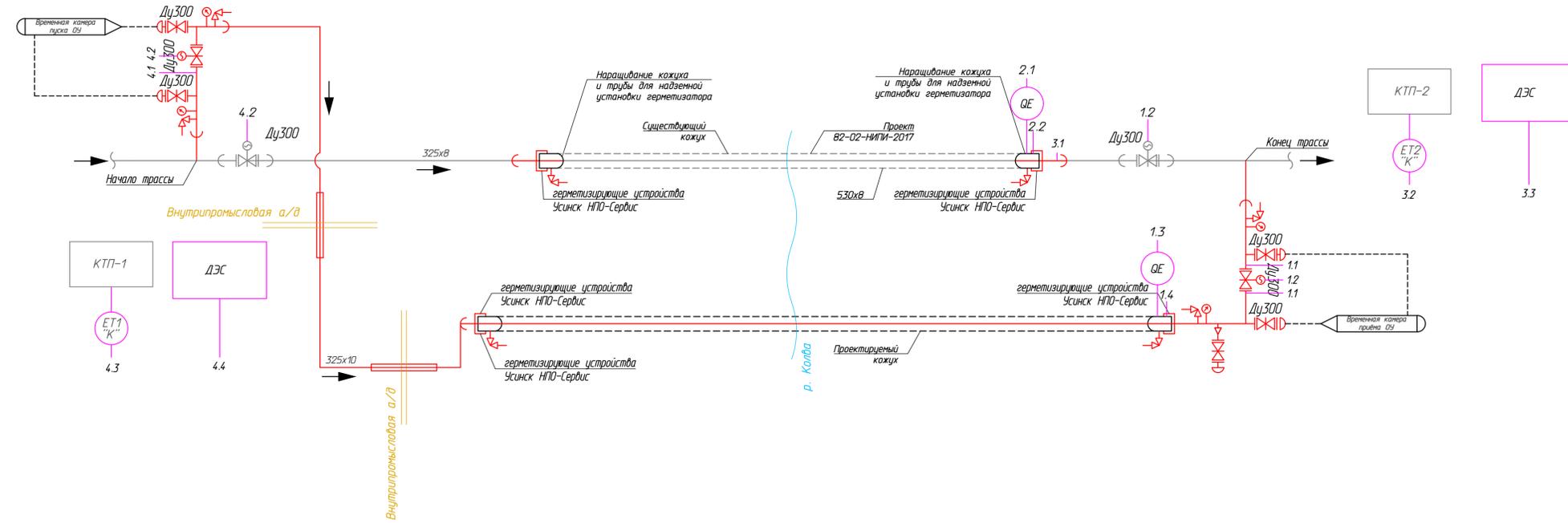
- Граница ранее выполненных изысканий по объектам

- "Нефтепровод от УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод Харьяга-Уса", ООО НПО "Стройизыскания", 2013 г.
- "Техническое перевооружение водозабора «Южный» Усинского месторождения", ООО "СЗИ", 2015 г.
- "Строительство МПГ "ДНС-8-КС-1", ООО "ЮСК", 2016 г.
- «Обустройство Усинского нефтяного месторождения. 9-ая очередь строительства», ООО НИПППД «НЕДРА», 2019 г.
- "Техническое перевооружение низконапорного водовода от т.вр. УПН «Уса» до дюкера р.Колва (участок от БКНС-6 до дюкера) на Усинском нефтяном месторождении", ООО «Сыктывкарская проектно-геологическая партия», 2019 г.
- "Реконструкция ВЛ-6кВ Усинского нефтяного месторождения на 2023 год", ООО "СЗИ", 2021 г.

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

<h2 style="margin: 0;">28-02-2НИПИ/2022-ГОЧС.Г2</h2> <p style="font-size: small; margin: 0;">"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод "Харьяга-Уса")</p>								
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч</i>	<i>Лист</i>	<i>Док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
					12.22			
					12.22			
					12.22			
Ситуационный план						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Схема линейного объекта



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Нефтедобытный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламбейшор
	Задвижка клиновья
	Задвижка клиновья с электроприводом
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход

- Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пасою к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
- * - по ранее разработанной документации ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" 87-02-НИПИ-2017.

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.ГЗ					
"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баядынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяго-Уса" (участок от ДНС-В до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»)"					
Изм.	Копч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Наваселова				
Нач. отд.					
Н. контр.	Салдаева				
				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	