



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

«Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

**Книга 3 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий
по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера»**

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС

Том 12.3



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

«Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»

Книга 3 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС

Том 12.3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	Заместитель директора – Главный инженер О.С. Соболева
Инв. № подл.	Главный инженер проекта Д.О. Гармашов

2023

Содержание

1	Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	7
2	Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	13
3	Перечень мероприятий по гражданской обороне	15
3.1	Сведения об отнесении организации, в состав которой входит объект проектирования (организации, эксплуатирующей объект), к категории по гражданской обороне.....	15
3.2	Сведения о размещении проектируемого объекта относительно территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и организаций особой важности по гражданской обороне	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 световой маскировки..	16
3.4	Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции	16
3.5	Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и организаций особой важности по гражданской обороне	17
3.6	Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий.....	17
3.7	Мероприятия по световой и другим видам маскировки объектов организаций и территории их размещения	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Гармашов			

Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Текстовая часть.

Стадия	Лист	Листов
П	1	99

ООО «НИПИ нефти
и газа УГТУ»

3.8	Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ	22
3.9	Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)	22
3.10	Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения.....	23
3.11	Решения по содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты	25
3.12	Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения (для организаций, продолжающих свою деятельность в условиях военного конфликта).....	25
3.13	Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники (для организаций, на территории которых проектной документацией предусмотрено строительство банно-прачечных объектов, объектов мойки техники)	26
3.14	Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта (для организаций, отнесенных к категории по ГО, радиационно опасным объектам и/или химически опасным объектам либо попадающим в зоны возможного радиационного и/или химического заражения/загрязнения).....	26
3.15	Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях гражданской обороны.....	26
3.16	Мероприятия по обеспечению вывода персонала проектируемого объекта из зон действия поражающих факторов, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территории проектируемого объекта	27
4	Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	28
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.....	28

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

4.12	Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях.....	85
4.13	Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации.....	89
	Библиография	93
	Приложение А Исходные данные ГУ МЧС России по НАО	95
	Приложение Б Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО и работе в военное время.....	99

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

ДАнные ОБ ОРГАНИЗАЦИИ - РАЗРАБОТЧИКЕ

1. Наименование организации

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» 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):

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

Телефон: (8216) 700-293

Факс: (8216) 760-032

Электронная почта: referent@npiugtu.ru

Право на проектирование подтверждено следующими документами:

Право на проектирование подтверждено Выпиской из реестра членов саморегулируемой организации, выданной Ассоциацией «Инженер-Проектировщик», регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций № СРО-П-125-26012010. Регистрационный номер члена саморегулируемой организации ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» № П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.

3. Список разработчиков

ФИО исполнителя	Реквизиты свидетельства об аттестации (область аттестации),
Матус Е.Н.	Удостоверение об аттестации по промышленной безопасности в территориальной аттестационной комиссии Северо-Кавказского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №30-22-12736 (области А1, Б2.3, Б7.3).
Михайлова В.А.	Протокол ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» № 01-8513-2-1-23-23 от 30.06.2023 (области А1, Б2.3).

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» разработан в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в т.ч. устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий и с учетом исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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

- ГОСТ Р 22.2.13-2023 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства».

При разработке настоящего подраздела проектной документации учитывались исходные данные и требования Главного управления МЧС России по НАО (Приложение А).

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

Главный инженер проекта Д.О. Гармашов

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Руководитель группы ПБ, ГО и ЧС Е.Н. Матус

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Ведущий инженер группы ПБ, ГО и ЧС В.А. Михайлова

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

В административном отношении район изысканий расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

Участок работ расположен в пределах Харьягинского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича».

Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьяга», внутрипромысловыми дорогами. Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г1).

Настоящей проектной документацией предусматривается:

- Обустройство куста скважин № 155;
- Строительство нефтесборного коллектора куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95.

Функциональным назначением проектируемого объекта является добыча и транспортировка добываемой жидкости. Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Объект входит в систему нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа № 5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта скважинной продукции Харьягинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Добыча нефти

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин №155 Харьягинского месторождения.

На кусте скважин №155 расположены шесть проектируемых добывающих скважин (№№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216). Скважины 14ОЦ, 5212 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

Дебиты скважин приняты, согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» и

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

составляют:

- Скв. №140Ц – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти;
- Скв. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти;
- Скв. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти;
- Скв. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти;
- Скв. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти
- Скв. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти

Технологическим процессом для куста скважин №155 предусмотрено:

- механизированный способ добычи продукции скважин с помощью установок погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН, с расположением станции управления на площадке КТП;
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительной установки (ИУ), затем до расширителя и далее до путевого подогревателя;
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ;
- сепарация нефтегазовой эмульсии в расширителе с щелевым газовым сепаратором при давлении не более 4,0 МПа. Давление в газовой линии на подогреватель поддерживается на уровне 0,4 МПа при помощи регулирующего клапана;
- подача газа в качестве топлива на подогреватель с промежуточным теплоносителем от щелевого газового сепаратора через счетчик газа, входящий в обвязку блока;
- подогрев нефтегазовой эмульсии на подогревателе с промежуточным теплоносителем;
- транспортировка нефтяной эмульсии от путевого подогревателя до границы площадки куста (оси обвалования);
- сброс продукции скважины из обвязки измерительной установки, с расширителя и газового сепаратора, а также теплоносителя с подогревателя в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой передвижной автотехникой.

Основные технологические решения для куста скважин №155 отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования в графической части данного тома (09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г2).

Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

скважин №155 входят:

- погружная установка электроцентробежного насоса (6 шт.);
- арматура фонтанная АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (6 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- механизм депарафинизации скважин типа МДС-010 (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
- емкость дренажная типа ЕП-12,5-1600-1300-3, V=12,5 м3;
- свеча рассеивания газа с дренажной емкости;
- места под перспективные установки дозирования реагента (УДР) (6 шт.);
- подогреватель путевой с промежуточным теплоносителем ПП-0,63;
- сепаратор-расширитель нефтегазовый в комплекте с щелевым газовым сепаратором V=2 м³, P=4,0 Мпа;
- выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки;
- нефтесборный коллектор Ду100 мм от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до условной границы проектирования;
- газопровод Ду50 от расширителя в комплекте с щелевым газовым сепаратором до подогревателя путевого;
- дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки, путевого подогревателя, расширителя и с СППК расширителя и газового сепаратора до емкости дренажной.

Согласно ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, нефтесборный коллектор от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до оси обвалования куста относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Газопровод от щелевого газового сепаратора до путевого подогревателя, трубопроводы сброса газа с СППК в дренажный трубопровод, трубопровод подачи газа с дренажной емкости на свечу рассеивания относятся к группе Б, подгруппе а, категории II. Дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II.

Все технологическое оборудование для сбора и транспорта добываемой продукции на кустах скважин запроектировано на максимальное давление 4,0 МПа.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т		Лист
											9

Арматура, принятая данной проектной документацией, имеет класс герметичности затвора А согласно ГОСТ Р 9544-2015.

Проектом принята надземная прокладка трубопроводов выкидных линий и сборного коллектора. Дренажная линия прокладывается надземно и подземно.

Для надземных технологических трубопроводов и подземного дренажного трубопровода используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Г2С. Трубопроводы выполнены в тепловой изоляции с электрообогревом.

Решения по системе ППД

В настоящей проектной документации предусматривается строительство системы поддержания пластового давления с обязательной нагнетательных скважин №14 ОЦ, 5212. Технологическая схема системы ППД представлена в графической части данного тома (09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.ГЗ).

Приемистость нагнетательных скважин принята согласно исходным данным и техническим условиям на разработку проектной документации и составляет:

скв.14 ОЦ - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

скв.5212 - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

Технологическим процессом предусмотрено:

- транспортировка рабочего агента от оси обвалования площадки куста скважин №155 до устья нагнетательных скважин № 14 ОЦ, 5212;

- подача воды в нагнетательные скважины № 14 ОЦ, 5212.

Подбор насоса, монтаж устьевой арматуры и обустройство подземной части водозаборных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

Каждая обустраиваемая нагнетательная скважина оборудована:

- обратным клапаном Ду 65, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1 (входит в состав устьевой арматуры);
- задвижкой дроссельной штуцерной Ду 65, Ру21МПа, (входит в состав устьевой арматуры) климатическое исполнение ХЛ1 - предназначен для ступенчатого регулирования расхода жидкости;
- отключающей задвижкой Ду 80, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - спускником Ду 20, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - пробоотборником Ду15, Ру 21Мпа, климатическое исполнение ХЛ1;
- прибором учета воды - датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Exd[ib]IIC T6 Gb X, IP65), или аналогичного, согласно опросному листу

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

рабочей документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации.

Согласно ГОСТ 32569-2013 табл. 5.1 проектируемый водовод системы ППД, наружным диаметром 89мм, 114мм относится к группе транспортируемой среды В, категория I.

Все технологическое оборудование запроектировано на максимальное рабочее давление 21,0МПа в климатическом исполнении ХЛ1.

Для строительства обвязок нагнетательных скважин и водоводов проектом приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 32678-2014. Трубопроводы прокладываются надземно в тепловой изоляции с электрообогревом.

Промысловые трубопроводы

В настоящем проекте предусматривается строительство нефтесборного коллектора от куста №155 Харьягинского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с учетом компенсаторов*, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	114х6	1416	1445	III	II	4,0
Примечание: Н- нефтепровод							

Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г4.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметрам относится к III классу, по назначению проектируемый трубопровод относится ко II категории.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 с учетом надземной прокладки по территории распространения многолетнемерзлых грунтов по трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрена категория II на всем протяжении трасс.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

В административном отношении район изысканий расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

Участок работ расположен в пределах Харьягинского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича».

Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьяга», внутрипромысловыми дорогами. Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г1).

Проектируемые объекты не являются источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека по фактору химического и физического загрязнения. Негативное воздействие на селитебную территорию, а также на места пребывания людей, не оказывается.

Организация санитарно-защитной зоны от проектируемых объектов не требуется.

Технико-экономические показатели земельного участка, предоставленного для размещения проектируемого объекта, представлены в разделе Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» (09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ1 - 09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2).

Планировочные решения генерального плана разработаны с учетом технологического зонирования установок, блоков, зданий и сооружений. Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений выполнено с учетом функционального и технологического назначения и с учетом взрывной, взрывоопасной и пожарной опасности.

Охранной зоной для площадки куста скважин является вся территория площадки, границу запретной зоны определяет периметр объекта.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода вдоль трассы нефтесборного коллектора установлена охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Ширина полосы отвода земельных участков для размещения трассы проектируемого нефтесборного коллектора составляет 24 м.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист
13

В Ненецком автономном округе создано и функционируют 14 ООПТ общей площадью 2 274 699,52 га (из них 261 085 га площадь акватории).

На территории НАО расположено две особо охраняемых природных территорий федерального значения, общей площадью 621 900 га: государственный природный заказник федерального значения «Ненецкий» - 308 500 га, государственный природный заповедник «Ненецкий» – 313 400 га.

На территории Ненецкого автономного округа создано 12 ООПТ регионального значения. Это 8 природных заказников общей площадью 1 144 201,41 га, 1 комплексный природный парк (площадью 501 103,4 га), 3 памятника природы регионального значения площадью 7 494,71 га.

В Ненецком автономном округе расположены важнейшие районы воспроизводства многих ценных видов птиц. Одним из районов, представляющим исключительно высокую ценность с точки зрения поддержания и сохранения популяций мигрирующих птиц является Хайпудырская губа.

Минимальное расстояние от участка строительства до границ ООПТ федерального, регионального и местного значения составляет более 100 км.

По данным Администрации муниципального района «Заполярный район» особо охраняемые природные территории местного значения в районе выполнения работ отсутствуют.

По информации Управления имущественных и земельных отношений Ненецкого автономного округа особо охраняемые природные территории в указанной местности отсутствуют.

Согласно письму Департамента природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа в районе проектируемого объекта ООПТ регионального значения, их охранные зоны отсутствуют. Департамент не располагает информацией о наличии/отсутствии водно-болотных угодий и ключевых орнитологических территорий в границах участка строительства.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

3 Перечень мероприятий по гражданской обороне

3.1 Сведения об отнесении организации, в состав которой входит объект проектирования (организации, эксплуатирующей объект), к категории по гражданской обороне

Проектируемый объект «Обустройство куста № 155 Харьгинского месторождения»:

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

Проектируемый объект обслуживается комплексным цехом добычи нефти и № 5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

3.2 Сведения о размещении проектируемого объекта относительно территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и организаций особой важности по гражданской обороне

Согласно исходным данным ГУ МЧС России по НАО (Приложение А) территория, на которой предполагается строительство, группы по гражданской обороне не имеет.

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО МР «Заполярный район» Ненецкого автономного округа Архангельской области, в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры. Район строительства необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар, находится в 157 км к северо-западу от района работ, ближайший населённый пункт – п. Харьгинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Транспортная сеть на месторождении представлена автомобильной дорогой «Усинск – Харьга». Все автодороги круглогодичного действия. Подъезд к участкам строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьга». Доставка исполнителей строительства и грузов к району работ также возможна вертолётным транспортом.

Объекты особой важности по гражданской обороне вблизи проектируемого объекта – отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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 световой маскировки

Проектируемый объект «Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения» не попадает в границы зон возможной опасности, перечисленные в СП 165.1325800.2014, а именно: в зоны возможного радиоактивного загрязнения, возможного катастрофического затопления, возможного химического заражения, возможного образования завалов. Выполнения инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, предусмотренных для указанных зон, не требуется.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Харьягинского месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте в виду своей удаленности.

Согласно письму ГУ МЧС России по НАО (Приложение А) проектируемый объект попадает в зону световой маскировки. Мероприятия по обеспечению световой маскировки представлены в п.3.8 настоящего тома.

В военное время район Харьягинского месторождения не рассматривается в качестве территорий, на которых возможно размещение эвакуируемого населения. На проектируемом объекте, а также на территории рядом расположенных объектов и в населенных пунктах строительство защитных сооружений ГО не требуется.

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

Проектируемый объект «Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения» является стационарным предприятием. Характер производства не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место. Характер производства проектируемого объекта не предполагает перепрофилирование на выпуск иной продукции.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

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

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

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

Эксплуатация и обслуживание проектируемого объекта осуществляется существующим персоналом КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Система оповещения ГО объекта должна обеспечивать:

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

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

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

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

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

Схемы оповещения разрабатываются таким образом, чтобы все спасательные службы ГО, организации, руководящий состав ГО, личный состав нештатных аварийно-спасательных формирований ГО были оповещены и собраны в установленных местах в течение 2 часов с момента получения сигнала оперативным дежурным ЕДДС НАО. Для дублирования оповещения разрабатывается схема персонального оповещения каждой спасательной службы, организации, должностного лица ГО по служебным и домашним телефонам АТС, сотовым телефонам и направлением посыльных.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

Должностным лицом специально уполномоченным решать задачи ГО по КЦДНГ-5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является начальник цеха.

Оповещение работников проектируемого объекта осуществляется дежурным диспетчером ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» по имеющимся спискам и документам. Основным способом оповещения персонала на удаленных объектах об угрозе является речевая информация, передаваемая по средствам радиосвязи

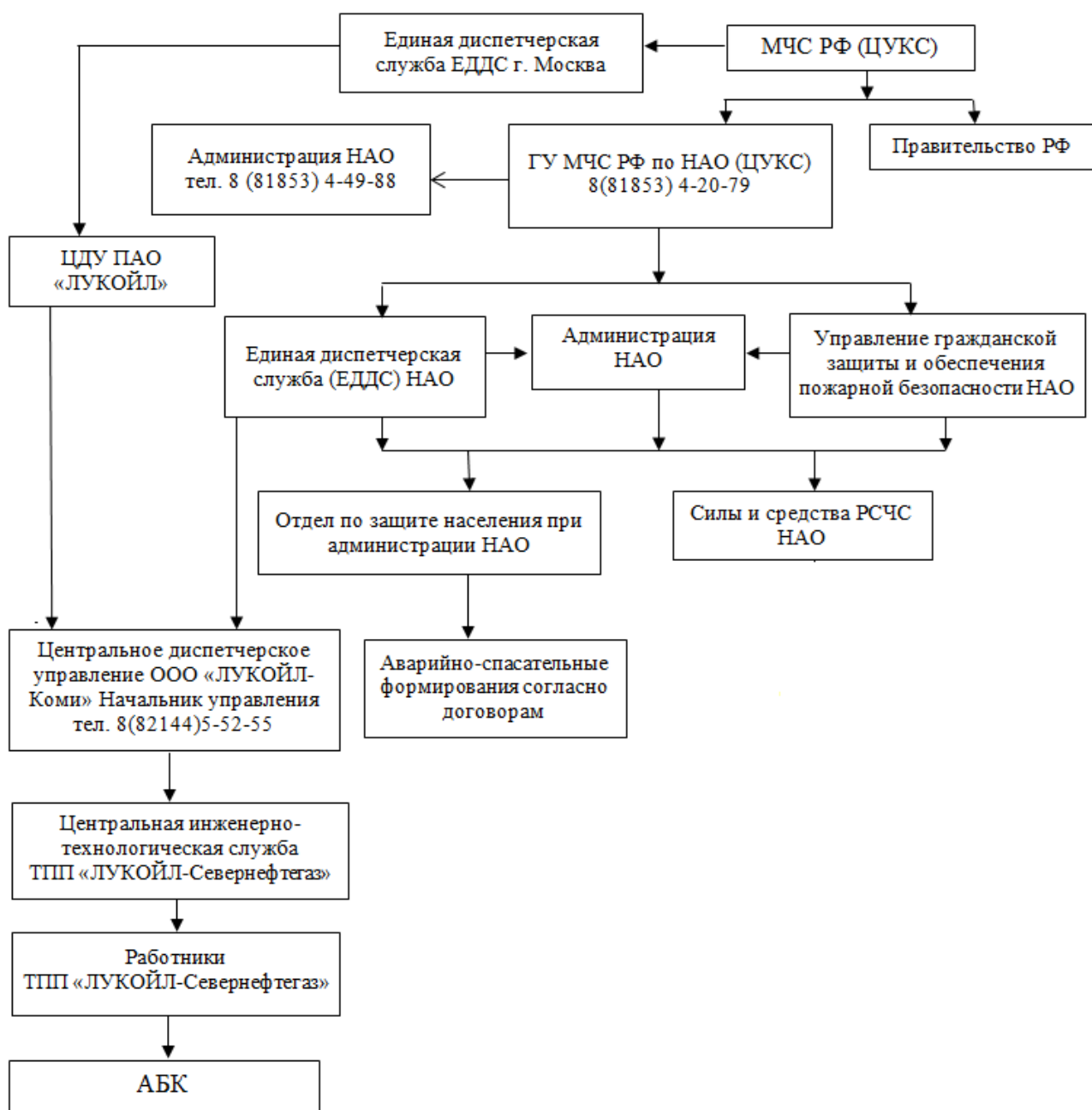


Рисунок 1 – Схема оповещения по ГО

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

3.7 Мероприятия по световой и другим видам маскировки объектов организаций и территории их размещения

Согласно письму ГУ МЧС России по НАО (Приложение А) проектируемый объект попадает в зону световой маскировки. Мероприятия по обеспечению светомаскировки, выполнены согласно требованиям СП 165.1325800.2014.

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.

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.

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

При введении режима частичного затемнения на объекте производится:

- дистанционное отключение прожекторов;
- местное отключение освещения производственных зданий и сооружений.

Наружное электроосвещение площадки куста скважин №155 осуществляется светодиодными прожекторами, мощностью 600 Вт, световым потоком 57000 Лм, устанавливаемыми на проектируемых прожекторных мачтах типа МПСУ-18. Исполнение прожекторов по степени защиты принято IP65, по климатическому исполнению – УХЛ1.

Электроснабжение систем наружного освещения осуществляется от РУНН КТП.

Управление освещением площадки скважин предусматривается от щита наружного освещения (ЩОН), устанавливаемого в отсеке РУНН КТП.

Расчетное значение освещенности проездов площадки скважин соответствует требованиям СП 52.13330.2016 и составляет не менее 5 лк.

Управление наружным электроосвещением осуществляется автоматически от уровня освещенности, программно по установленному времени в астрономическом таймере или вручную с поста управления. Также проектной документацией предусматривается управление освещением непосредственно у прожекторных мачт с помощью автоматических выключателей.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Наружное электроосвещение площадок линейных узлов осуществляется светодиодными светильниками, мощностью 30 Вт, устанавливаемыми на стойках освещения, совмещенных с ограждением. Исполнение прожекторов по степени защиты принято IP65, по климатическому исполнению – УХЛ1.

Электроснабжение систем наружного освещения осуществляется от РУНН и шкафа ШАВР.

Расчетное значение освещенности проездов (при их наличии) линейных узлов соответствует требованиям СП 52.13330.2016 и составляет не менее 10 лк.

Управление наружным электроосвещением осуществляется вручную с поста управления.

Технологический процесс на кусте скважин осуществляется в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Для ручного отключения освещения доставляется дежурный персонал с базы промысла.

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 вдоль трасс трубопроводов отсутствуют. Во время проведения работ по строительству трубопроводов осуществляется организация рабочего освещения по временной схеме.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

Существующие источники хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке куста скважин № 155 Харьягинского месторождения» отсутствуют.

Технологические процессы добычи и транспорта нефти являются высокоавтоматизированными и не требуют постоянного присутствия персонала на территории проектируемых объектов. Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться без постоянного нахождения дежурного, обслуживающего и рабочего персонала (работа в автоматическом режиме). Необходимость в обеспечении персонала водой питьевого качества отсутствует.

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

В случае ремонтных работ ремонтная бригада обеспечивается привозной водой. Вода минеральная природная питьевая столовая «Северная жемчужина» негазированная (Сертификат соответствия №РОСС RU. АЯ63.Н00792). Доставка осуществляется из г. Нарьян-Мар вертолетным транспортом. Персонал ремонтной бригады минимальным количеством воды питьевого качества из расчета норм на одного человека в сутки обеспечен.

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

В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют территории, на которых размещаются объекты использования атомной энергии, АЭС, химически опасные объекты. В зоны возможного радиоактивного загрязнения, возможного химического заражения (п. 4.9, 4.11 СП 165.1325800.2014) проектируемый объект не попадает, в связи с чем, вопросы введения режимов радиационной защиты данным проектом не рассматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		22

3.10 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) решением группы мобилизационной подготовки в военное время объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» прекращают свою производственную деятельность.

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

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

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

Основные мероприятия безаварийной остановки технологического процесса:

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

Безаварийная остановка работающего оборудования должна обеспечивать возобновление производственного процесса без проведения длительных подготовительных работ.

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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- в случае отключения электроэнергии для питания систем контроля и управления, системы обеспечивают перевод технологических объектов в безопасное состояние.

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

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

- предупредить об остановке соответствующие службы;
- остановить добывающий фонд скважин;
- прекратить подачу хим.реагентов на скважины;
- откачать жидкость из дренажных емкостей до нижнего уровня;
- закрыть электроприводную задвижку на кустовой площадке после замерной установки;
- перекрыть задвижки в узле подключения нефтесборного коллектора от куста скважин, постоянно контролируя давление в нефтепроводе с помощью манометров;
- на всех задвижках вывесить таблички, извещающие об остановке;
- в вахтовом журнале сделать запись о причине и времени остановки кустов скважин.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

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

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

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

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

3.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения (для организаций, продолжающих свою деятельность в условиях военного конфликта)

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

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

Проектируемый объект не является объектом, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, не выполняет функции по производству и выпуску продукции.

Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов в составе данного проекта не разрабатывались.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

3.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники (для организаций, на территории которых проектной документацией предусмотрено строительство банно-прачечных объектов, объектов мойки 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, проходит в ближайшем населённом пункте.

3.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта (для организаций, отнесенных к категории по ГО, радиационно опасным объектам и/или химически опасным объектам либо попадающим в зоны возможного радиационного и/или химического заражения/загрязнения)

Специальных мероприятий по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта не предусматриваются.

Специализированные аварийно-спасательные формирования, которые привлекаются к аварийно-спасательным и другим неотложным работам в зонах поражения заранее укомплектованы противорадиационными костюмами и приборами замера уровня радиации.

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

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

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

Проектируемый объект обслуживается комплексным цехом добычи нефти и газа №5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Увеличения персонала не предусматривается.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

3.16 Мероприятия по обеспечению вывода персонала проектируемого объекта из зон действия поражающих факторов, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территории проектируемого объекта

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

Проектируемый объект работает в автоматическом режиме. Постоянного размещения персонала на объекте не предусматривается.

Проектируемый объект обслуживается комплексным цехом добычи нефти и газа №5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Проектными решениями не предполагается увеличение количества и создания новых рабочих мест на объекте.

В военное время производственный процесс добычи и транспорта нефти на Харьягаском месторождении прекращается. Нахождение персонала в военное время на объекте не предусматривается. Разработка мероприятий по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	

4 Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

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

Настоящая проектная документация разработана на основании Задания №297 на проектирование объекта капитального строительства «Обустройство куста № 155 Харьгинского месторождения», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

Основные опасные составляющие объекта представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №155	Добыча нефти	Добывающие скважины №№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216 (с переводом скважин №№ 14ОЦ, 5212 на нагнетание) Измерительная установка - 1 шт. Сепаратор-расширитель с газовым сепаратором – 1 шт. Емкость дренажная V=12,5 м ³ -1шт. Подогреватель путевой ПП-0,63 – 1шт. Блок автоматики подогревателя – 1 шт. Аппаратурный блок ИУ - 1 шт. Площадка КТП (1 шт.)	Дебиты скважин: Скв. №14ОЦ – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти; Скв. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти; Скв. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти; Скв. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти; Скв. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти Скв. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти
	Транспорт продукции скважин до ИУ	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Надземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 384 м

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

28

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
2. Линейная часть	Транспорт продукции скважин	Нефтеcборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин)	Надземно, Ø114×6 мм, 57х5 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 150 и 30 м
		Нефтеcборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Надземно, Ø114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1416 м (плановая по ПК) Протяженность – 1445 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 152,5 т/сут; по жидкости – 165,0 м ³ /сут.

Сведения о одновременном размещении опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование вещества	Признаки идентификации								
	Кол-во, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу, т	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Куст скважин № 155									
Нефть	4,261			4,261					
Попутный газ	0,408	0,408							
Нефтеcборный коллектор									
Нефть	10,461			10,461					
Попутный газ	1,003	1,003							
Всего на проектируемом объекте, т		1,411		14,722					

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» относится к **четвертому классу опасности**: наличие

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

29

горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 1 т, но менее 20 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997 г.).

4.2 Сведения о рядом расположенных 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 участок строительства расположен на территории МО МР «Заполярный район» Ненецкого автономного округа Архангельской области, в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры. Район строительства необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар, находится в 157 км к северо-западу от района работ, ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Транспортная сеть на месторождении представлена автомобильной дорогой «Усинск – Харьяга». Все автодороги круглогодичного действия. Подъезд к участкам строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга». Доставка исполнителей строительства и грузов к району работ также возможна вертолётным транспортом.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Харьягинского месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте в виду своей удаленности.

Проектируемый нефтесборный коллектор пересекает искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемым трубопроводами, представлен в томе 2.2 (09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2). Также трасса проектируемого трубопровода пересекает реку Лек-Харьяха.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до нефтесборного коллектора.

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами:

- существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету;
- существующих кабелей – не менее 0,5 м в свету;

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60⁰.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов частично или полностью вдоль трасс установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Магистральных дорог и водных транспортных путей и других транспортных коммуникаций, способных стать причиной возникновения ЧС в районе проектируемого объекта нет. Влияния поражающих факторов по ГОСТ Р 22.0.07-2022 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

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

Район работ находится в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в пределах эксплуатируемого Харьягинского нефтяного месторождения.

Климатическая характеристика. Согласно карте климатического районирования для строительства участок относится к строительно-климатическому подрайону ПГ.

Климат рассматриваемого района субарктический континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и суток.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 4,7⁰С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 20,8⁰С. Абсолютный минимум минус 57⁰С.

Наиболее теплым месяцем является июль. Его средняя месячная температура 13,2⁰С. Абсолютная максимальная температура составляет 34,0⁰С.

Средняя скорость ветра – 4,2 м/с по м .ст. Хоседа-Хард.

Среднее многолетнее годовое количество осадков составляет 470 мм. Максимальное суточное количество осадков составляет 102 мм.

Районирование территории согласно СП 20.13330.2016:

- по весу снегового покрова (карта 1) – V;
- по давлению ветра (карта 2) – IV;
- по толщине стенки гололеда (карта 3) – III.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Хоседа-Хард и метеорологической станции Мишвань.

Основные климатические характеристики района строительства приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Климатические параметры по м. ст. Хоседа-Хард и Мишвань

Наименование		Хоседа-Хард	Мишвань	
Климатический район		I		
Климатический подрайон		II		
Климатические параметры холодного периода года				
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-50	-49	
	обеспеченностью 0,92	-48	-47	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-45	-44	
	обеспеченностью 0,92	-42	-42	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-28	-25	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-57	-52	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,8	9,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	226	220
		средняя температура	-13,0	-12,3
	≤ 8°С	продолжительность	291	289
		средняя температура	-9,1	-8,3
	≤ 10°С	продолжительность	310	307
		средняя температура	-8,0	-7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		82	80	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %		81	80	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		144	148	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		6,7	4,6	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,2	3,3	
Климатические параметры теплого периода года				
Барометрическое давление, гПа		1001	1002,5	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		17	17	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		22	21,5	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		19,5	14,6	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		34	35	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		11,4	11,8	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		75	71	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %		62	59	
Количество осадков за апрель – октябрь, мм		320	322	

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

32

Изм. Кол.уч Лист №док Подп. Дата

Наименование	Хоседа-Хард	Мишвань
Суточный максимум осадков, мм	51	65
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,1	3,1

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления. В соответствии с Приложением Б и В СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» к ним отнесены следующие метеорологические процессы и явления:

1. Ураганные ветры, смерчи. Рассматриваемая территория не выделена как смерчопасная зона или район, а отнесена к районам, где смерчи возможны в принципе.

2. Сильный ветер при скорости более 30 м/с и порывах более 40 м/с;

Сильные ветры скоростью не менее 15 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 30 м/с и порывах 40 м/с наблюдается в районе работ (м.ст. Хорей-Вер) не наблюдался.

3. Снежные заносы. Для арктических условий метели начинаются при скорости ветра более 7 м/с на высоте 10 м от земли, но уже при скорости 6 м/с наблюдается поземок. Повторяемость скоростей ветра 6 м/с и более за холодный сезон (октябрь-апрель) составляет для МС Мишвань 18,6%. Доля более сильных метелеобразующих ветров (8 м/с и более) составляет на МС Мишвань 6,5%. В среднем метели наблюдаются до 8,09 дней за год. Максимальное число дней с метелью составляет 81 день.

4. Гололед. Среднее число дней в году с гололедом – 84 дня. Максимальное число дней в году с гололедом составляет 122 дня. Сильный гололед диаметром 20 мм и более может наблюдаться очень редко, 1-2 раза за 20 лет.

5. 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 109,7 мм, что равно 1% обеспеченности (1 раз в 100 лет).

6. Территория изысканий относится к району со слабой грозовой активностью, обусловленной, в основном, низкой температурой воздуха в теплое время года. Грозы наблюдаются редко в мае, обычно с июня по август; продолжительность их невелика, и в среднем не превосходит 2-х часов.

Инженерно-геологические опасные процессы. При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. На территории исследуемого участка наиболее характерными процессами являются геокриологические процессы, морозное пучение грунтов, подтопление и заболачивание.

Геокриологические процессы.

Район работ находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Среднегодовые температуры пород составляют минус 1-2°С. Большие площади территории заняты болотами и плоскими полигональными торфяниками с температурой пород минус 1,5-2,0 °С. На участке работ толщина многолетнемерзлых грунтов достигает 14,5 м.

Многолетнемерзлые грунты представлены верхнечетвертичными-современными озерно-аллювиальными суглинками нельдистыми (ИГЭ-1м) и слабольдистыми (ИГЭ-2м).

Процессы пучения грунтов (сезонного и многолетнего).

Территория работ относится к зоне развития сезонномерзлых пород. Глубина сезонного промерзания зависит от вида грунта, наличия почвенно-растительного слоя и снежного покрова. Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) талых грунтов составляет для торфов 1,51 м, для суглинков 2,44-2,60 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) многолетнемерзлых грунтов при обратном промерзании составляет для суглинков 3,43-3,69 м.

По степени морозной пучинистости грунты в зоне сезонного промерзания-оттаивания, относятся:

- торф среднеразложившийся (ИГЭ-1) – к сильнопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ-2) – к слабопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (ИГЭ-3) – к сильнопучинистым;
- суглинок нельдистый (ИГЭ-1м) – к сильнопучинистым;
- суглинок слабольдистый (ИГЭ-2м) – к сильнопучинистым.

При строительстве следует не допускать переувлажнение грунтов в зоне сезонного промерзания, так как это может привести к увеличению сил морозного пучения грунтов.

По категории опасности процессов, участок работ характеризуется как весьма опасный по пучению в естественных условиях (площадная пораженность территории более 75 %).

Заболачивание.

Наиболее распространенными из опасных инженерно-геологических процессов и явлений, осложняющих строительство и эксплуатацию сооружений на участке работ, являются процессы заболачивания.

Причинами заболачивания являются зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный слаборасчлененный рельеф, незначительная глубина

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

эрозионного вреза большинства рек, их замедленный сток, наличие многолетней мерзлоты, нарушение естественного рельефа при строительстве сооружений.

Органические грунты представлены болотными отложениями, болотные отложения представлены отложениями торфа верхового типа. Толщина торфа – 0,2-0,8 м.

При проектировании и строительстве на торфах рекомендуется проведение специальных мероприятий: устройство дренажа; уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; выторфовка слоев торфа с заменой его минеральным грунтом – на участках развития торфов с толщиной менее 2,0 м или устройство фундаментов ниже глубины залегания торфа.

Подтопление:

Категория опасности по площадной пораженности района работ процессом подтопления с учетом прогноза – опасная (площадная пораженность территории 50-75 %).

Основными причинами возникновения и развития подтопления также могут являться нарушение естественного стока при проведении строительных работ; барражный эффект при строительстве заглубленных подземных сооружений.

На основании общего сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность территории соответствует 5 и 6 баллам. Категория опасности – умеренно-опасная.

По совокупности факторов, территория работ, по инженерно-геологическим условиям, относится к II категории сложности.

4.4 Результаты определения (расчета) 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.

Проектируемый объект является объектом повышенной опасности, т.к. связан с обращением больших объемов ЛВЖ и горючих газов, обладающей взрывопожароопасными свойствами и создающих реальную угрозу возникновения источника чрезвычайных ситуаций.

Концентрация на ограниченной территории больших объемов взрыво- и пожароопасных веществ, коррозионная активность нефти, создают дополнительную опасность разгерметизации системы.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Промысловый трубопровод так же является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Быстрое перекрытие технологических потоков может привести к гидравлическим ударам с последующим разрушением трубопроводов и оборудования.

Реализация энергетического потенциала опасных веществ в нежелательном и неуправляемом режиме (пожары, взрывы) по причинам техногенного и природного характера может создать комплекс поражающих факторов для людей, промышленной инфраструктуры и экологии.

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

Основными процессами являются процессы добыча и транспортировка нефтяной эмульсии. Данные процессы характеризуются повышенной температурой, высоким давлением, наличием большого количества ГЖ, высокой интенсивностью перекачки нефти.

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. 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.

4) Ошибочные действия персонала.

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

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- ошибки операторов (например, резкое повышение давления, выше нормативного);
- механическое повреждение.

5) Внешнее воздействие природного и техногенного характера

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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 не наблюдалось;
- диверсии и террористические акты, акты вандализма (для района расположения проектируемого объекта маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на проектируемом оборудовании и трубопроводах относятся:

- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопровода;
- 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;
- непосредственный контакт трубопровода с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивного воздействия с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- высокая производительность и значительная протяженность отдельных участков трубопроводов (между линейными задвижками), что обуславливает в случае аварии выброс за короткий промежуток времени в окружающую среду больших количеств взрывоопасных веществ;
- непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск;
- механическое повреждение трубопровода при проведении СМР;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников при проведении СМР.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ.

Анализ возможных причин возникновения аварий на проектируемом объекте и свойств присутствующих опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций. Возможны следующие типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования:

- устьевая арматура добывающей скважины;
- измерительная установка;
- подогреватель путевой;
- сепаратор-расширитель с ГС;
- выкидной трубопровод от устьевой арматуры до измерительной установки;
- линейная часть нефтепровода.

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 11.

Таблица 11 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Пролив опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение
С2 Пожар разлива опасного вещества в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
С3 Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → истечение опасного вещества → образование топливо-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение
С4. Пожар разлива в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → выброс пожароопасного вещества и его растекание в пределах	Экологическое загрязнение, тепловое

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
	помещения → воспламенение пролива при условии наличия источника инициирования → пожар пролива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	загрязнение + прямое огневое действие
C5. Взрыв ТВС в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → образование паровоздушной смеси (ПВС) → сгорание в режиме взрыва при наличии источника инициирования → разрушение здания, помещения, оборудования и поражение персонала ударной волной и осколками	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение

Последствия реализации того или иного сценария определяются местом их возникновения, объемом и характером выброшенного вещества, наличием и надежностью систем противоаварийной защиты.

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	Сценарии				
	C1	C2	C3	C4	C5
Устьевая арматура добывающей скважины (ФА)	+	+	+	-	-
Измерительная установка (ИУ)	+	-	-	+	+
Подогреватель путевой (ПП)	+	+	+	-	-
Сепаратор-расширитель с ГС (Ср)	+	+	+	-	-
Выкидные нефтепроводы от устьевой арматуры до измерительной установки (Втр)	+	+	-	-	-
Линейная часть нефтесборного коллектора (НСК)	+	+	+	-	-

Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.

Определение количества опасных веществ, участвующих в авариях на проектируемом оборудовании и трубопроводах, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с действующими нормативами.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся в оборудовании или на нефтесборном коллекторе, проводится, исходя из количества опасного вещества (нефти), которое одновременно находится или может находиться на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	39

При разгерметизации оборудования на кустах скважин, в соответствии с положениями ГОСТ Р 12.3.047-2012, предполагалось, что в аварии участвует вся масса опасных веществ находящихся в оборудовании + масса веществ, поступающих из всех смежных блоков в течение 5 минут (в зависимости от наличия межблочной отключающей арматуры с дистанционным приводом, наличия резервирования арматуры с дистанционным приводом и времени ее закрытия). Длительность испарения жидкости принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Расчеты ведутся по максимальным показателям дебита скважин.

Прогнозирование объема разлива нефти при аварии на нефтесборном коллекторе проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода (п.7 «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, утв. Постановления Правительства РФ №2451 от 31.12.2020).

Количество опасных веществ на открытом воздухе, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС), рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков в течение времени необходимого на отсечение аварийного блока + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 3600 сек., с учетом коэффициента участия во взрыве ТВС - 0,1.

Количество опасных веществ, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС) в помещении, рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков за 300 сек + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 5 минут, при условии, что общая масса ТВС не превысит верхний концентрационный предел распространения пламени в помещении. При этом во внимание принималась работа аварийной и общеобменной вентиляции.

Данные о количествах опасных веществ (нефти, ПНГ - попутного нефтяного газа) участвующих в рассматриваемых сценариях аварий проектируемого объекта приведены в таблицах 13-14. Для расчетов зон поражения по всем сценариям аварий принимаются аварии с максимально возможным количеством опасных веществ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Таблица 13 – Количества опасных веществ, участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на территории куста скважин

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
Куст скважин № 155				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации устьевой арматуры	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	C2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	C3-ФА	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры	11,1 (ПНГ)	1,1 (ПНГ)
Измерительная установка	C1-ИУ	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации замерной установки	529,2 (нефть)	529,2 (нефть)
	C4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации замерной установки	529,2 (нефть)	529,2 (нефть)
	C5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации замерной установки	50,7 (ПНГ)	5,1 (ПНГ)
Сепаратор-расширитель с ГС	C1-Ср	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации сепаратора	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C2-Ср	Пожар разлива при разгерметизации нефтегазового сепаратора с последующим воспламенением	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C3-Ср	Взрыв ТВС при разгерметизации нефтегазового сепаратора	128,2 (ПНГ)	12,8 (ПНГ)
Подогреватель путевой	C1-ПП	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации путевого подогревателя	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C2-ПП	Пожар разлива при разгерметизации путевого подогревателя с последующим воспламенением	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C3-ПП	Взрыв ТВС при разгерметизации путевого подогревателя	128,2 (ПНГ)	12,8 (ПНГ)
Выкидные трубопроводы	C1-Втр	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации выкидного трубопровода	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	C2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Таблица 14 – Количество опасных веществ (по участкам между задвижками), участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на проектируемом нефтесборном коллекторе

Пикет	Расстояние между задвижками, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т (Сценарии С1, С2)	Максимально возможное количество выделившегося попутного нефтяного газа при аварии, т (Сценарий С3)
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95					
Площадка куста (от ИУ)	150	0,1	152,5	14,401	1,381
ПК 0+00,0 - ПК5+92,54	592,54				
ПК5+92,54 - ПК7+25,28	132,74	0,1	152,5	10,402	0,997
ПК7+25,28 - ПК14+16,00	690,72	0,1	152,5	14,061	1,348

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.

Определение зон поражения при горении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей осуществлялось с помощью Программных модулей «Риск-пожар-производство» и «Риск-нефть-трубопровод» Программного комплекса «Студия анализа риска», разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», введенных в действие приказом МЧС РФ от 10.07.2009 г. №404, с учетом положений СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности», ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» и Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

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

- загрязнение промплощадки и сооружений;
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков топливно-воздушных смесей (ТВС);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			42

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на здания, сооружения и оборудование (степень разрушения);
- воздействие на человека (тяжесть поражения).

Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории.

Расчеты площадей загрязнения при разгерметизации технологического оборудования на территории площадок скважин, производились исходя из предположения, что лужа пролива ограничена обваловками или бордюрами площадок, или помещением. В общем случае можно предположить, что зеркало пролива будет повторять геометрию свободного пространства между обваловками (отбортовками) технологических блоков. Полагалось, что жидкость разливается по спланированной поверхности слоем высотой 0,05 м.

Разлив опасного вещества в помещении ограничивается площадью помещения.

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 29.12.2022 №478)):

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

где V_p – объем разлившейся жидкости, м³.

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты определения площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей

Наименование оборудования/ трубопровода	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т	Площадь пролива, м ²
	Сценарий С1, С2-	
Куст скважин №9		
Фонтанная арматура	0,116	2,78
Измерительная установка	0,529	21,0
Сепаратор-расширитель с ГС	1,337	32,0

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	43

Наименование оборудования/ трубопровода	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т	Площадь пролива, м ²
Подогреватель путевой	1,337	32,0
Выкидной трубопровод	0,116	2,78
Нефтеборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95		
Площадка куста (от ИУ). ПК 0+00,0 - ПК5+92,54	14,401	86,18
ПК5+92,54 -ПК7+25,28	10,402	62,25
ПК7+25,28 - ПК14+16,00	14,061	84,15

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития.

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

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

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

- 44,5 кВт/м² – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- 10,5 кВт/м² – 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 кВт/м² – 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 кВт/м² – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	44

- 1,4 кВт/м² – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве

В случае реализации данного сценария зона действия поражающих факторов равна окружности радиусом R, центром которой является место разгерметизации технологического оборудования. Границы зоны действия на здания и сооружения (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса. Поражение людей определяется по воздействию отраженной ударной волны и обломков разрушенных конструкций.

Критериальными значениями повреждения зданий, сооружений и конструкций в случае реализации данного сценария являются следующие параметры:

- зона полного разрушения – разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений (100 кПа);
- зона сильного разрушения – 50% разрушение зданий и сооружений (53 кПа);
- зона среднего разрушения – обрушение отдельных элементов зданий и сооружений (28 кПа);
- зона слабого разрушения – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.) (12 кПа);
- нижний порог повреждения человека (5 кПа);
- зона частичного разрушения застекления – разбито 10% стекол (3 кПа).

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов (тепловое излучение) при пожарах пролива горючих жидкостей, нефти в помещениях

При анализе поражающих факторов в случае пожара в помещении оценке подвергалось воздействие теплового потока на помещение. При этом рассчитывались:

- максимальная среднеобъемная температура, °С;
- максимальное значение усредненной температуры перекрытий, °С;
- максимальное значение усредненной температуры стен, °С;
- время воздействия, мин (без противопожарных мероприятий).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в помещении

Критериальными значениями избыточного давления в случае реализации данного сценария являются следующие параметры (таблица А.4 ГОСТ Р 12.3.047-2012):

100 кПа – полное разрушение зданий;

53 кПа – 50%-ное разрушение зданий;

28 кПа – средние повреждения зданий;

12 кПа – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)

5 кПа – нижний порог повреждения человека волной давления;

3 кПа – малые повреждения (разбита часть остекления).

Зоны действия поражающих факторов рассчитаны для наиболее опасных сценариев – по максимальному количеству опасного вещества, которое может выйти из оборудования при авариях на проектируемом оборудовании/ трубопроводах.

Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах представлены в таблицах 16-17.

Таблица 16 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на площадке куста скважин № 155

Параметры	Оборудование				
	ФА	ИУ	Ср	ПП	Втр
Возгорание пролива (сценарий С2)					
Расчет параметров испарения					
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов, (кг)					
- нефти	116,0	529,2	1336,8	1336,8	116,0
- газа	1,1	5,1	12,8	12,8	-
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)	2,78	21,0	32	32	2,78
Расчет параметров воспламенения пролива					
Эффективный диаметр пролива, м	1,9	-	6,3	6,3	1,9
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) на расстоянии, м	1,4	-	4,6	4,6	1,4
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1-й степени через 15-20 с Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	2,0	-	6,5	6,5	2,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист
46

Параметры	Оборудование				
	ФА	ИУ	Ср	ПП	Втр
(7,0 кВт/м ²) на расстоянии, м					
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м	3,0	-	9,5	9,5	3,0
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м	6,2	-	18,2	18,2	6,2
Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий С3)					
Расчет избыточного давления					
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)	-	-	-	-	-
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)	-	-	-	-	-
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)	-	-	-	-	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	-	-	-	-	-
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	-	-	6,3м (4,1кПа)	6,3м (4,1кПа)	-
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	-	-	12,78	12,78	-
Пожар в помещении (сценарий С4)					
Максимальная среднеобъемная температура, оС	-	919	-	-	-
Максимальное значение усредненной температуры перекрытий, оС	-	893	-	-	-
Максимальное значение усредненной температуры стен, оС	-	850	-	-	-
Время продолжительности пожара без противопожарных мероприятий, мин	-	81	-	-	-
Взрыв ТВС в помещении (сценарий С5)					
Полное разрушение (100 кПа)	-	-	-	-	-
50%-ное разрушение (53 кПа)	-	-	-	-	-
Средняя степень разрушения (28 кПа)	-	+	-	-	-
Умеренные повреждения (12 кПа)	-	+	-	-	-
Нижний порог повреждения человека (5 кПа)	-	+	-	-	-
Малые повреждения (разбита часть остекления) (3 кПа)	-	+	-	-	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

47

Таблица 17 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на нефтесборном коллекторе

Параметры	Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95 (участок - Площадка куста (от ИУ). ПК 0+00,0 -ПК5+92,54)
Возгорание пролива (сценарий С2-НСК)	
Расчет параметров пролива	
Общая масса вещества участвующих в создании поражающих факторов (нефти, т),	14,401
Объем пролива, (м ³)	17,24
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)	86,18
Расчет параметров воспламенения пролива	
Эффективный диаметр пролива, м	10,48
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) на расстоянии, м	7,4
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1-й степени через 15-20 с. Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м ²) на расстоянии, м	10,3
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м	14,8
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м	27,9
Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий С3-НСК)	
Расчет избыточного давления	
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов (газа, кг)	138,1
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)	-
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)	-
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	-
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	13,9м (3,3 кПа)
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	19,53

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасных аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего раздела (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г5 – 09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г6).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
							48
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Харьгинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом бригад по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

Аварии на рядом расположенных объектах не угрожают безопасности людей, обслуживающих проектируемые объекты.

В административном отношении район изысканий расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры. Участок работ расположен в пределах Харьгинского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьгинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьга», внутрипромысловыми дорогами. Возможна доставка вертолетным транспортом.

На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории проектируемых объектов, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Оценка возможного числа пострадавших

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Харьгинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		49

Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Проектируемые объекты обслуживаются существующим персоналом бригад по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Увеличения персонала не предусматриваются. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку.

На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории проектируемых объектов, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

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:

– постоянного присутствия персонала на кустах скважин и 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);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

– в случае пожара в зданиях зоны поражающих факторов не выходит за пределы аварийного помещения, поэтому опасному воздействию будет подвергаться только находящийся в нем персонал;

– 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 в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Куст скважин №155				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ФА	Тепловое излучение	0	1
	C3-ФА	Термическое поражение	0	0
Измерительная установка	C1-ИУ	Экологическое загрязнение	0	0
	C4-ИУ	Тепловое излучение	0	1
	C5-ИУ	Термическое поражение	1	1
Подогреватель путевой	C1-ПП	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ПП	Тепловое излучение	0	1
	C3-ПП	Термическое поражение	0	1
Сепаратор-расширитель с ГС	C1-Ср	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-Ср	Тепловое излучение	0	1
	C3-Ср	Термическое поражение	0	1
Выкидной трубопровод	C1-Втр	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-Втр	Тепловое излучение	0	1
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	0	2
	C3-НСК	Термическое поражение	0	1

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

4.6 Результаты оценки риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта

Оценка риска заключается в определении вероятности причинения вреда персоналу и населению и ущербу имуществу и окружающей природной среде.

Оценка вероятности причинения вреда персоналу и населению сводится к определению индивидуального, коллективного и социального риска его поражения (в основном, необратимого).

Оценка вероятности нанесения вреда имуществу и ОПС заключается в определении потенциальной возможности реализации сценария аварии, последствия которой могут нанести указанный ущерб.

В соответствии с п. 43 Приказа МЧС РФ от 10.07.2009 №404 уровень социального пожарного риска нормируется по поражению не менее десяти человек в течение года. Уровень социального пожарного риска в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности нормируется только для людей находящихся в селитебной зоне вблизи объекта. Т.к. риск поражения персонала сторонних организаций и населения отсутствует и ожидаемое число пострадавших, при реализации наиболее крупных аварий, составит не более 1 человека, то расчет социального риска не проводится.

Оценка вероятностей сценариев аварий

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности или воспламенения паровоздушной среды внутри оборудования, там, где это возможно), которое может возникнуть с некоторой частотой.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 18 представлены характерные частоты аварий.

Таблица 18 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Категория оборудования (аварии)	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Полная разгерметизация арматуры скважины при эксплуатации	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 №404 СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019
Полная разгерметизация нефтепровода (межпромыслового, промыслового, магистрального)	$2,7 \cdot 10^{-5}/\text{км}$	
Полная разгерметизация технологического трубопровода	$2,4 \cdot 10^{-7}/\text{м}$	
Полная разгерметизация замерной установки	$1,0 \cdot 10^{-4}$	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Категория оборудования (аварии)	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Полная разгерметизация сосуда под избыточным давлением	$1,0 \times 10^{-6}$	
Разгерметизация путевого подогревателя	$1,1 \times 10^{-3}$	

Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах разработана в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.03.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и постановлением Правительства Российской Федерации от 22.07.2020 №1084 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».

При разгерметизации оборудования и разлинии нефтегазовой эмульсии полагалось (согласно табл. П1.2 указанной методики), что:

- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,035;
- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,200;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,036;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующим воспламенением при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении при полном разрыве – 0,600.

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на проектируемом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 19.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 19 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
Куст скважин №155			
Арматура устьевая фонтанная	С1-ФА	Экологическое загрязнение при разгерметизации фонтанной арматуры	3,28E-04
Арматура устьевая фонтанная	С2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	9,55E-05
Арматура устьевая фонтанная	С3-ФА	Взрыв ТВС при полном разрушении фонтанной арматуры с отложенным воспламенением	6,22E-05
Измерительная установка	С1-ИУ	Экологическое загрязнение при разгерметизации измерительной установки	6,08E-05
Измерительная установка	С4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	2,77E-05
Измерительная установка	С5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	1,15E-05
Подогреватель путевой	С1-ПП	Экологическое загрязнение при разгерметизации путевого подогревателя	6,69E-04
Подогреватель путевой	С2-ПП	Пожар разлива при разгерметизации путевого подогревателя с последующим воспламенением	1,94E-04
Подогреватель путевой	С3-ПП	Взрыв ТВС при разгерметизации путевого подогревателя	1,27E-04
Сепаратор-расширитель с ГС	С1-Ср	Экологическое загрязнение при разгерметизации сепаратора	6,08E-07
Сепаратор-расширитель с ГС	С2-Ср	Пожар разлива при разгерметизации сепаратора с последующим воспламенением	1,77E-07
Сепаратор-расширитель с ГС	С3-Ср	Взрыв ТВС при разгерметизации сепаратора	1,15E-07
Выкидные трубопроводы	С1-Втр	Экологическое загрязнение при разгерметизации выкидного трубопровода	5,60E-05
Выкидные трубопроводы	С2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	2,6 9E-05
Нефтеборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95			
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеборного коллектора	2,37E-05
НСК от куста скважин	С2-НСК	Пожар разлива при полном разрушении нефтеборного коллектора с последующим воспламенением	1,53E-05
НСК от куста скважин	С3-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	7,49E-10

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Оценка индивидуального риска при различных сценариях аварии

Суммарный индивидуальный риск поражения для персонала (частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности) оценивался как:

$$R_{и} = \sum_{i=1}^n Q_{Вi} * Q_{ВПi} * Q_{Нi},$$

где n – количество типов рассматриваемых аварий;

$Q_{Вi}$ – частота возникновения i-й аварии на рассматриваемом блоке, 1/год;

$Q_{Нi}$ – условная вероятность нахождения человека в данной зоне поражения;

$Q_{ВПi}$ – условная вероятность определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, при реализации указанной аварии i-го типа.

Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций рассмотрены выше. Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что оператор нефти и газа находится в зоне смертельного поражения опасных факторов аварийных ситуаций в среднем по 40 минут в смену и в зоне санитарного поражения опасных факторов аварийных ситуаций по 2 часа в смену. Суммарный индивидуальный риск поражения оператора нефти и газа представлен в таблице 20.

Следует отметить, что уровень риска поражения идентифицированных сценариев возможных аварий на объектах обустройства не превышает среднестатистического значения уровня профессионального риска в производственной сфере России. По данным ГОСТ 12.3.047-2012 уровень приемлемого риска (пожарного риска) составляет $1,0 \cdot 10^{-6}$ 1/год – для населения.

Таблица 20 – Суммарный индивидуальный риск поражения персонала

Персонал опасного производственного объекта	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$1,50 \cdot 10^{-8}$	$2,26 \cdot 10^{-7}$

Величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях и на территориях производственных объектов не превышает одну миллионную в год, что отвечает требованиям Федерального закона №123-ФЗ. Дополнительных инженерно-технических и организационных мероприятий для обеспечения допустимого значения уровня риска не требуется.

Определение уровня возможных ЧС.

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство куста № 155 Харьгаинского месторождения» относится к **четвертому классу опасности**: наличие

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			55

горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 1 т, но менее 20 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997 г.).

На основании проведенной оценки количества опасных веществ с учетом интеграции в единую технологическую систему анализ риска чрезвычайных ситуаций может не осуществляться согласно ГОСТ Р 22.2.13-2023 п.6.2.3. примечание 2.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, при этом количество людей, погибших и (или) получивших ущерб здоровью, составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 12 млн.рублей).

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 и физико-химическим свойствам рабочей среды;
- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- система сбора и транспорта продукции скважины напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
								56
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- герметизация системы сбора и транспорта нефти, предусматривающая установку отсекающей арматуры (задвижка Ду80, Ру4,0 МПа) на выкидном трубопроводе и установки устьевой фонтанной арматуры АФК1Э - 65 x 35 на устье добывающих скважин;
- вся арматура имеет класс герметичности затвора А;
- выполнена минимизация фланцевых соединений на трубопроводах (фланцевые соединения применяются только при подключении к оборудованию);
- осуществлен выбор технологического оборудования с расчетным давлением, превышающим максимальное регламентированное значение, что ограничивает вероятность внезапного его разрушения и полного истечения рабочей среды;
- все трубопроводы приняты с толщиной стенки превышающей нормативное расчетное значение;
- предусмотрено использование материалов, предотвращающих возгорание и препятствующих распространению огня;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями;
- после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, трубопроводы подвергаются визуальному контролю, испытанию на прочность и дополнительным испытаниям на герметичность;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;
- предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая получение требуемого количества и качества добываемой продукции, безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для контроля избыточного давления в технологических трубопроводах и оборудовании в межтрубном пространстве скважин предусмотрена установка показывающих манометров;
- контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- для ликвидации АСПО на устьевой арматуре предусматривается механизм депарафинизации скважин;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная горячедеформированная из стали с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным однослойным эпоксидным покрытием с теплоизоляцией;
- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- для предотвращения вибрации предусматривается применение равнопроходной арматуры;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;
- пересечения водных преград, предусмотрены надземным способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных;
- при пересечении реки Лек-Харьяха для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройство сальникового уплотнения;
- выдержаны нормативные расстояния при пересечении и параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- предусмотрено строительство проездов ко всем технологическим площадкам, исключаящее неорганизованное передвижение транспортных средств;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

– контроль за соблюдением графиков проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования со стороны технических служб с целью своевременного проведения ремонтов.

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;
- сооружения проектируемого объекта оборудованы системой закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски их технологических аппаратов;
- сброс продукции скважины из обвязки измерительной установки, с расширителя и газового сепаратора, а также теплоносителя с подогревателя в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой передвижной автотехникой;
- для сбора утечек по периметру приустьевой площадки скважины предусмотрен металлический поддон с бортиками.
- свеча сброса газа с дренажной емкости оснащена предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- при отклонении параметров технологического процесса от заданных установок, по давлению в напорном выкидном трубопроводе, предусматривается отключение установок погружных электронасосов;
- контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи;
- любой технологический аппарат может быть отсечен от других с помощью запорной арматуры;
- обеспечена возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, устанавливаемой на выходе с площадки куста, с передачей сигнала в операторную;
- предусмотрено автоматическое управление (закрытие) отсечного клапана в газовой линии на подогреватели при достижении верхнего уровня нефти в сепараторе-расширителе и пожаре на кусте;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК. Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- предусмотрена возможность отключения отдельных участков нефтегазопровода электроприводной запорной арматурой при отклонениях технологического режима перекачки, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов;

- для предотвращения загрязнений окружающей среды в случае аварийного выброса нефти вокруг площадки куста скважин сооружено обвалование высотой 1 м и шириной по верху не менее 0,5 м;

Организационные мероприятия направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

- разработка плана ликвидации аварий с учетом вновь проектируемых объектов и сооружений;

- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации аварийных ситуаций;

- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;

- при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, в обязательном порядке оформляется наряд-допуск, определяются меры безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средства защиты. Все исполнители проходят инструктаж по соблюдению мер безопасности при выполнении огневых работ на объекте;

- для обеспечения быстрого реагирования на внештатные ситуации настоящим проектом предусматривается строительство автодорог, связывающих проектируемый объект с производственной базой.

Описание решений, направленных на обеспечение взрыво-пожаробезопасности.

Обращающиеся на составляющих проектируемого объекта опасные вещества относятся к категории ГЖ, которые при аварийной разгерметизации технологического оборудования, испаряясь, могут создавать с кислородом воздуха взрывоопасные парогазовоздушные смеси, что требует принятия определенных инженерных решений для обеспечения взрыво-пожаробезопасности объекта.

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 21.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Таблица 21 – Характеристика запроектированных объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожаро-опасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Приустьевая площадка добывающей скважины	ПА-ТЗ	2-й/ В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
Фундамент под подъемный агрегат				
Автоматизированная измерительная установка – технологический блок	ПА-ТЗ	2-й/В-Іа	А	пожаровзрывоопасная
Автоматизированная измерительная установка – аппаратурный блок	-	-	Д	пожаробезопасная
Подогреватель путевой	ПА-ТЗ	2-й/ В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
Блок автоматики подогревателя	-	-	Д	пожаробезопасная
Сепаратор-расширитель с газовым сепаратором	ПА-ТЗ	2-й/ В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
Емкость дренажная	ПА-ТЗ	2-й / В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
КТП (типа «киоск»)	-	П-ІІІ	Вн	пожароопасная

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:

- для обеспечения быстрого реагирования на внештатные ситуации предусматриваются автодороги, связывающие все проектируемые объекты с производственной базой промысла;
- на площадке куста скважин обеспечен свободный доступ ко всем зданиям и сооружениям;
- проезды на площадке запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к зданиям, сооружениям и оборудованию;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- габариты проезжей части внутриплощадочных проездов приняты не менее 3,5 м;
- преимущественное 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; во избежание возможности перехода пожара от одного сооружения к другому;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- при пуске в работу или остановке оборудования (участков технологических трубопроводов, емкостей) предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей;
- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
- определение категорий производственных зданий, установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы взрывоопасных и пожароопасных зон и соответственно им определены степени защиты, применяемого электрооборудования;
- степень огнестойкости зданий и строительных конструкций принята в соответствии с СП 2.13130.2020;
- в зданиях и помещениях с категорией «А» по взрывопожарной опасности для снижения избыточного давления взрыва предусматриваются легкобрасываемые ограждающие конструкции (ЛСК);
- все производственные здания оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией, в помещениях с возможным выделением углеводородов и вредных веществ предусмотрена дополнительно механическая вентиляция периодического действия;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при загазованности;
- предусматривается автоматическое отключение вентиляции при пожаре;
- эстакады для прокладки электрических кабелей, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполняются из негоряемых материалов;
- установка огнепреградителей на трубопроводах «дыхания» дренажных емкостей, связанных с атмосферой;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- для предотвращения аварийного разлива масла из силовых трансформаторов предусматривается устройство маслоприёмников под каждым трансформатором;
- тепловая изоляция проектируемого оборудования и трубопроводов предусмотрена из негорючих материалов;
- вокруг проектируемой площадки куста предусмотрено устройство противопожарной полосы (вырубка лесных насаждений, засыпка песчаным грунтом участков открытого залегания торфа);
- оснащение площадки первичными средствами пожаротушения;
- для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;
- предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления;
- для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов;
- для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству;
- для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА;
- защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками;
- сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода;
- предусмотрены системы обнаружения пожара (система пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

- во взрывоопасных зонах оборудование систем противопожарной защиты принято во взрывозащищенном исполнении.

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

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности при эксплуатации объекта, проведение противопожарного инструктажа и изучение минимума пожарно-технических знаний;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием оборудования и 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;
- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

4.8 Предусмотренные проектной документацией 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

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

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

Контроль и автоматизации

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- подогреватель путевой (1 шт.);
- сепаратор – расширитель (1 шт.);
- МДС (6шт.);
- КТП (1 шт.);
- дренажная емкость $V=12,5 \text{ м}^3$;
- электроприводные задвижки на выходе сепаратора и подогревателя (3 шт.);
- нагнетательная скважина (2 шт.);
- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (2 шт.) (левый берег);
- КТП – С (2 шт.).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист	65

Добывающие скважины

Добыча нефти на скважине осуществляется механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;
- местный и дистанционный контроль давления в затрубе;
- дистанционный контроль буферного давления
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе скважины;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке;
- отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины.

Автоматизированная измерительная установка

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение дебита по нефти, воде и газу;
- контроль давления в коллекторе;
- контроль и управление переключателем скважин;
- контроль несанкционированного доступа в помещение замерной установки;
- местное и дистанционное измерение температуры в помещении замерной установки;
- сигнализация аварии в замерной установке;
- контроль загазованности в помещении замерной установки;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10% НКПР;
- отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50% НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

– автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Путевой подогреватель ПП-0,63

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

– дистанционный розжиг горелки с предварительным проветриванием топки естественной тягой через дымовую трубу;

– регулирование процесса нагрева продукта;

– включение рабочей и аварийной сигнализации, автоматическую защиту печи при отклонении от нормы контролируемых параметров;

– автоматическое (при достижении загазованности 50% от НКПВ) прекращение подачи топлива к форсункам;

– контроль и сигнализация давления на входе;

– контроль и сигнализация давления и температуры на выходе;

– контроль и сигнализация состояния (работа/ простой);

– контроль и сигнализация температуры теплоносителя;

– контроль и сигнализация температуры отводящих газов;

– контроль и сигнализация давления газа;

– сигнализация минимального аварийного уровня теплоносителя;

– пожарная сигнализация;

– автоматический останов печи при пожаре;

– контроль загазованности на площадке печи. Предусмотрена установка датчика загазованности со стороны шкафа регулятора давления на высоте 1,0 м от нулевой отметки.

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

Сепаратор расширитель

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

– местный контроль и дистанционное измерение давления, температуры в расширителе;

– дистанционное измерение уровня в сепараторе-расширителе;

– сигнализация верхнего уровня в сепараторе-расширителе;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- сигнализация нижнего уровня в сепараторе-расширителе;
- автоматическое управление (закрытие) отсечного клапана в газовой линии на подогреватели при достижении верхнего уровня нефти в сепараторе-расширителе и пожаре на кусте;
- измерение расхода газа в трубопроводе газа на печи;
- контроль загазованности на площадке расширителя. Устанавливается один датчик загазованности на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала к расширителю у регулирующего клапана на высоте 1 м от нулевой отметки;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль загазованности на площадке емкости, предусмотрена установка датчика до взрывной концентрации веществ (ДВК СН4) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- апробирование сигнализации загазованности.

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии (аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении после задвижки (Pmax/Pmin)), при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке, в блоке дозирования реагентов; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта;
- сигнализация состояния (открыто/закрыто/местн.,дист./неисправность).

КТП

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

- дистанционное измерение напряжения по фазе А, В, С;
- дистанционное измерение тока фазы А, В, С;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

– Расход э/э.

МДС

работа МДС в автоматическом режиме;

защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);

отключение МДС при останове ЭЦН;

выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

Нагнетательная скважина

Проектом предусматривается:

- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе к скважине;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину.

Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе;
- 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.).

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- 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.).

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

69

КТП-С (2шт.)

Автоматизация 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.

Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съём 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.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (09-07-2НИПИ/2022-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА С ЭЦН			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	х	-	-
Давление линейное	х	х	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	х	х	х
Напряжение по фазам А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

70

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	х	-
Сигнализация загазованности	-	-	х
ПУТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПП-0,63			
Состояние (работа/простой)	х	х	-
Температура нефти на входе	х	х	-
Температура нефти на выходе	х	х	-
Температура теплоносителя	х	х	-
Уровень теплоносителя (минимальный аварийный)	-	х	-
Давление на входе	х	х	-
Давление на выходе	х	х	-
Давление газа	х	х	-
Температура отводящих газов	х	х	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
Загазованность на площадке	-	х	-
СЕПАРАТОР РАСШИРИТЕЛЬ			
Температура в сепараторе	х	х	-
Давление в сепараторе	х	х	-
Уровень жидкости в сепараторе (верхний)	-	х	-
Уровень жидкости в сепараторе (нижний)	-	х	-
Уровень жидкости в сепараторе	х	-	-
Положение клапана	х	х	х
Давление в газосборном коллекторе	х	х	-
Расход газа	х	-	-
Регулирование уровня нефти Кл.1	х	х	х
Регулирование Кл.5	-	х	х
Регулирование уровня нефти Кл.3	х	х	х
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	х	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м ³ /сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по газу (м ³ /сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м ³ /сут)	х	-	-

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Плотность жидкости	X	-	-
Обводненность нефти	X	-	-
Давление в общем коллекторе	X	X	-
Положение ПСМ	-	X	X
Время замера	-	X	X
Режим работы (ручной, автоматический)	-	X	X
Несанкционированный доступ	-	X	-
Температура в БТ	X	X	-
Температура в БА	X	X	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	X	-
Пожарная сигнализация	-	X	-
Аварийный останов	-	-	X
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	X	X	-
Ток фаз А, В, С	X	X	-
Коэффициент мощности	X	-	-
Мощность активная	X	X	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	X	-	-
Время опускания	X	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	X	-	-
Период очистки	X	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	X	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	X	-	-
Время до автоматического пуска	X	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	X	-	-
Останов при провисе	X	-	-
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (максимальный)	-	X	-
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	X	-
Сигнализация загазованности	-	-	X
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	X	X
Пожар на кусте скважин	-	X	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	X	-
СКВАЖИНА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ			
Давление в трубопроводе, линейное	X	X	-
Температура в трубопроводе	X	X	-
Расход воды на скважину (м ³ /ч)	X	X	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	X	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)			

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Давление линейное до и после задвижки	х	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х
Давление в проектируемом кожухе	х	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	х	-
КТП –С (2 шт.)			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Расход эл. энергии	х	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)			
Давление линейное до задвижки	х	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) (2 шт.)	-	х	х

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для контроля температуры термометры биметаллические показывающие ТБП (IP64) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

- для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТПУ 0304-М1/Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP65) производства ООО НПП «Элемер», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0ExiaIIВТ4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для контроля загазованности и контроля ПДК предусматриваются сигнализаторы газовые оптические СГОЭС (1Exd[ib]IICT4, IP66) производства ЗАО «Электростандарт-прибор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- – пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (1ExsIICT6, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;
- для контроля уровня жидкости в проектируемом кожухе вибрационный сигнализатор уровня Висур-10 (Ga/Gb Ex db IIВ Т5, IP66) производство ООО «ОКБ Вектор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;
- для дистанционного измерения расхода воды датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ex) (1Exd[ib]IIС Т6 Gb X, IP65), производства ГК «ВЗЛЕТ», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

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

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

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

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.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадках скважин предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

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

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные), соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012.

Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

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.

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

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

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		75

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

Мероприятия по защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, представлены в п. 4.7, п. 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 Предусмотренные проектной документацией 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. К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся геокриологические процессы, процессы морозного пучения грунтов, подтопления и заболачивания.

Технологические решения

Кусты скважин

Для надземных технологических трубопроводов и подземного дренажного трубопровода используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Г2С. Мерной длиной 10 м. Группа поставки В, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс с/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C . Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие Вн2 2сл ЭПП на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°C с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм).

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до измерительной установки прокладываются надземно на опорах на высоте не менее 0,8 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов $\varnothing 89 \times 6 \text{ мм}$. Общая протяженность выкидных трубопроводов составляет 384 м.

Трубопровод от ИУ до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от

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

путевого подогревателя до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин) прокладывается надземно на опорах на высоте не менее 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции. Диаметр и толщина стенки трубопровода $\varnothing 114 \times 6$ и 57×5 мм. Общая протяженность трубопровода составляет 150 и 30 м.

Газопроводы подачи топливного газа от расширителя на подогреватель и сброса газа с СППК в дренажный трубопровод прокладываются надземно на опорах на высоте не менее 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 53 м.

Дренажные трубопроводы от ИУ, подогревателя и расширителя до дренажной емкости прокладываются подземно на глубине не менее 1,1 м до верха трубы от поверхности земли. Надземные участки дренажного трубопровода прокладываются на средней высоте 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции с электрообогревом. Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 75 м.

Надземные участки трубопроводов, фасонные детали трубопроводов и технологические опоры трубопроводов для защиты от атмосферной коррозии покрываются атмосферостойкой грунт-эмалью, однокомпонентной на силикон-акриловой основе в два слоя (толщина каждого слоя 80 мкм). Окрашиваемые поверхности предварительно очищаются щетками, обеспыливаются и обезжириваются уайт-спиритом.

Подземные участки дренажного трубопровода и фасонные детали для защиты от почвенной коррозии покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием с температурой эксплуатации от минус 60°C до плюс 80°C .

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков подземных участков трубопроводов предусматривается покрытие двухкомпонентным полиуретановым покрытием с толщиной защитного покрытия не менее 600 мкм.

Нефтеcборный коллектор

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтеcборного коллектора на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду100 – 6 м. Рабочее давление – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная горячедеформированная из стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм^2 , минимальным пределом текучести - 265 Н/мм^2 , классом прочности К48-К50, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

КСУ=34.3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60⁰С. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80⁰С с системой защиты стыка втулкой. Наружное однослойное эпоксидное покрытие с теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке толщиной 0,7мм ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм).

Для фитингов принято внутреннее заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80⁰С. В качестве наружного принято заводское однослойное антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено заводское однослойное антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана для надземных труб.

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

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

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

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

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

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
								78
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Тепловая изоляция

Кусты скважин

– Для предупреждения и уменьшения теплопотерь, сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок трубопроводы теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными, изготовленными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали по ГОСТ 19904-90. Запорная арматура и устьевая арматура изолируется быстросъемными термочехлами из несгораемых материалов.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры соответствует требованиям нормативно-технической документации. Теплоизоляция обладает высокой огнестойкостью и низкой токсичностью продуктов горения, высокой теплопроводностью и низкой водопроницаемостью, химически устойчива к воздействию промышленной атмосферы, удобна при монтаже, сохраняет все свои технические характеристики в процессе эксплуатации.

Для надземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2022. Толщина изоляции 80 мм. Запорная арматура и устьевая арматура теплоизолированы быстросъемными термочехлами из негорючих материалов.

Покровный слой для теплоизоляции трубопроводов принят из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

Для подземного дренажного трубопроводов предусматривается тепловая изоляция из сегментов теплоизоляционных из экструзионного пенополистирола. Толщина изоляции 40 мм.

Подземная дренажная емкость ЕП-12,5 поставляется в комплекте с заводской теплоизоляцией из рулонов из вспененного каучука и защитного покрытия в соответствии с СП 61.13330.2012.

Нефтеоборный коллектор

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

Для тепловой изоляции проектируемого трубопровода предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм с покровным слоем для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции узлов и спецдеталей проектом предусмотрено применение матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) толщиной

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т		Лист
											79

100 мм МП(МС)-100-2000.1000.100. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции сварных стыков применяется комплект из скорлуп из пенополиуретана толщиной 100 мм для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

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

Молниезащита и заземление

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

В отношении мер безопасности, электроустановки относятся к электроустановкам:

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

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления, состоящий из вертикальных заземлителей из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм длиной 5,0 м и горизонтального заземлителя из оцинкованной полосы 5x40 мм, проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.

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

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

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

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

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

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

Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

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

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

Согласно п.2.2.1 главы 2.2 РД 39-22-113-78 заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединено с заземляющим устройством защитного заземления площадки куста скважин. Сопротивление ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно быть не выше 100 Ом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

Строительные решения

Свайные фундаменты сооружений запроектированы с учетом действия сил морозного пучения.

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

Поверхности свай из стальных труб и металлических конструкций, находящихся в земле, окрасить эпоксидной грунт-эмалью за два раза (175 мкм).

Внутреннюю полость свай заполнить бетоном В7.5 до уровня сезонного промерзания-оттаивания грунта, выше сваи заполнить бетоном В15.

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).

Мероприятия по защите оборудования и блок-боксов заводской поставки решаются заводами – изготовителями.

Восприятие максимальных ветровых и снеговых нагрузок

Строительные конструкции наземных коммуникаций, предусмотренные к строительству, рассчитаны на максимальные скорости ветра и расчетную ветровую нагрузку, с учетом минимальных температур, максимальных снеговых нагрузок и толщины слоя льда в соответствии с действующими нормами и метеорологическими данными района строительства.

Обеспечение надежной работы оборудования, приборов и средств автоматизации при отрицательных температурах воздуха

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

Для взрывоопасных помещений и наружных установок классов В-1а и 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

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
								82
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

технического обслуживания предпочтение отдается высоконадежным импортным средствам КИПиА среднего ценового класса;

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на технологическом оборудовании наружных установок, сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от -55 до $+60$ °С.

Предотвращение негативного воздействия климатических факторов на персонал

Для обслуживания запорной арматуры и оборудования предусмотрены металлические площадки с металлическими лестницами. По периметру площадок обслуживания предусмотрено металлическое ограждение высотой 1,25 м. В зимнее время площадки обслуживания оборудования и проходы должны быть очищены от снега и льда, а при гололеде - посыпаны песком.

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 содержанию на проектируемом объекте резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-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-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организовано штатное аварийно-спасательное формирование (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ - рег. № 16/3-5-11 номер С03805 от 01.10.2021).

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

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

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

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

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

84

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

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

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

2. Договор №19У3277 от 09.12.2019 г. с Федеральным государственным автономным учреждением «Аварийно-спасательное формирование «Южно-Российская противодонная военизированная часть» (ФГАУ «АСФ «ЮРПВЧ») на комплексное обслуживание по проведению противодонных работ на нефтяных и газовых скважинах.

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

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

4.12 Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях

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

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

Порядок оповещения в случае возникновения техногенных событий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми, действия служб и структурных подразделений регламентируются

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

«Порядком информирования о техногенных событиях в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», утвержденным Приказом по обществу № 836 от 18.10.2019 г.

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

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

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

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

Оператор, получив информацию о происшедшей аварии, производят оповещение в соответствии с принятой схемой. Оповещение рабочих и служащих предприятия производится по имеющимся средствам связи. Передаваемая при оповещении информация должна быть краткой, четкой, содержать все необходимые сведения о месте аварии, ее характере,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

возможности дальнейшего развития, мерах защиты и, в случае необходимости, порядок и пути эвакуации. В тексте должно быть сообщено о времени произошедшей аварии или чрезвычайной ситуации.

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

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

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

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

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

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

Схема оповещения при возникновении инцидента или аварии приведена на рисунке 2.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Снизу вверх передаются донесения о прогнозе и фактах возникновения чрезвычайных ситуаций, о масштабах ЧС, ходе и итогах их ликвидации, а также о состоянии природной среды и потенциально особо опасных объектов предприятия, справочные данные.

Сверху вниз передаются сигналы оповещения и команды управления силами и средствами наблюдения, контроля и ликвидации ЧС, информация о прогнозе возникновения ЧС.

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

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

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

После получения полной информации об аварии, инциденте или несчастном случае начальник отдела ОТ, ПБ и ООС совместно с главным инженером принимают решения о возможности дальнейшего ведения работ на данном участке.

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

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

При необходимости остановки технологического процесса, управление обеспечивается персоналом с пункта управления - диспетчерский инженерный пункт (ДИП) КЦДНГ №3. Пункт управления в зону действия критических значений поражающих факторов в результате аварий на проектируемом объекте не попадает. Дополнительных мероприятий по укреплению пункта управления не требуется.

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

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

- прогнозирование последствий возможных ЧС и разработку планов действий, как на мирное, так и на военное время, учитывая весь комплекс работ в интересах повышения устойчивости функционирования объекта;
- подготовку руководящего состава к работе в ЧС;
- создание специальной комиссии по устойчивости и обеспечение организации ее работы,
- разработку инструкций (наставлений) по снижению опасности возникновения аварийных ситуаций, безаварийной остановке производства, локализации аварий и ликвидации последствий, а также по организации восстановления нарушенного производства;
- обучение персонала соблюдению мер безопасности, порядку действий при возникновении чрезвычайных ситуаций, локализации аварий и тушению пожаров, ликвидации последствий и восстановлению нарушенного производства;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

- подготовку сил и средств локализации аварийных ситуаций и восстановления производства;
- поддержание в готовности сил и средств для ликвидации ЧС.
- проверку готовности систем оповещения и управления в ЧС;
- накопление средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожи;
- разработка и внедрение в производство защитной тары для обеспечения сохранности продуктов и пищевого сырья при перевозке, хранении и раздаче продовольствия;
- регулярное проведение учений и тренировок по действиям в ЧС с органами управления, формированиями, персоналом организаций:
- улучшение технологической дисциплины и охраны объектов.

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

- применение телекоммуникационного оборудования и кабельной продукции, имеющих Сертификаты и Декларации о соответствии в системе сертификации Министерства по связи и информатизации РФ, Госстандарта РФ;

- применение современного телекоммуникационного оборудования, имеющего высокие показатели надежности и времени наработки на отказ;

- применение телекоммуникационного оборудования, обладающего встроенными функциями удаленной диагностики, мониторинга и управления, в том числе в автоматическом режиме с использованием современных сетевых протоколов;

- применение однотипного оборудования, уже используемого на сетях связи и передачи данных предприятий группы «ЛУКОЙЛ», что позволяет сократить время поиска неисправностей и обеспечить наличие запасных блоков и модулей для замены вышедших из строя;

- применение источников бесперебойного питания, в случае пропадания внешнего электроснабжения обеспечивающих автономную работу телекоммуникационного оборудования в течение не менее 4 часов.

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

- организация пропускного режима на охраняемую территорию, в пределах которой размещаются объекты связи;

- регистрация событий, связанных с осуществлением доступа к средствам связи, линиям связи;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Библиография

1. Федеральный закон от 12.02.1998 №28-ФЗ «О гражданской обороне».
2. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
3. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности».
4. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
7. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 г. «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».
8. Постановление Правительства РФ от 24.03.1997 г. № 334 «О порядке сбора и обмена в Российской Федерации информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
9. Постановление Правительства РФ от 08.11.2013 г. № 1007 «О силах и средствах единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».
10. Постановление Правительства РФ от 25.07.2020 г. № 1119 «Об утверждении Правил создания, использования и восполнения резервов материальных ресурсов федеральных органов исполнительной власти для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
11. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
12. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»
13. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
14. ГОСТ Р 22.2.13-2023 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».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

15. ГОСТ 22.0.03-2022 Безопасность в чрезвычайных ситуациях «Природные чрезвычайные ситуации. Термины и определения».

16. ГОСТ 22.0.07-2022 Безопасность в чрезвычайных ситуациях «Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров».

17. ГОСТ 22.0.06-97/ГОСТ Р 22.0.06-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях «Источники природных чрезвычайных ситуаций. Поражающие факторы. Номенклатура параметров поражающих факторов».

18. СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне» Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90.

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

20. СП 131.13330.2020 «Свод правил. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*».

21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

22. 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»;

23. 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»;

24. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Подготовка обосновывающих материалов. Общие требования»;

25. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации»;

26. Политика «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке;

27. Политика ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Приложение А

Исходные данные ГУ МЧС России по НАО



МЧС РОССИИ

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

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

Желтушко М.А.
ул. Октябрьская, д. 14, г. Ухта,
Республика Коми, 169300

E-mail: referent@nipingtu.ru

13.12.2021 № ИВ-182-2082

На № 03-3-12-6194 от 06.12.2021

Исходные данные

и требования для разработки мероприятий по гражданской обороне,
мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и
техногенного характера в составе проектной документации «Обустройство
скважин кустов № 9, 11 Ярейюского месторождения»

В соответствии с Вашим запросом сообщаем исходные данные и
требования, подлежащие учету при составлении задания в проектной
документации «Обустройство скважин кустов № 9, 11 Ярейюского
месторождения», расположенного по адресу:

Архангельская обл., Ненецкий автономный округ, МР «Заполярный
район», Ярейюское нефтяное месторождение.

1. Общие требования

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

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



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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

95

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

1.4. Техническое задание на «Обустройство скважин кустов № 9, 11 Ярейского месторождения» должно быть согласовано с Главным управлением МЧС России по Ненецкому автономному округу.

2. Краткая характеристика объекта

Состав проектируемых сооружений: обустройство куста № 9; обустройство куста № 11.

Персонал на проектируемом объекте отсутствует. Эксплуатация проектируемого объекта будет осуществляться без постоянного нахождения дежурного, обслуживающего и рабочего персонала (работа в автономном режиме).

3. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта

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

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

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

5. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне

Для разработки перечня мероприятий по гражданской обороне необходимо учитывать следующее:

5.1. Проектируемый объект категории по ГО не имеет.

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

5.3. На территории рядом расположенных объектов и в населенных пунктах строительство защитных сооружений ГО не требуется.

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

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

Учитывая изложенное, в проекте «Обустройство скважин кустов № 9, 11 Ярейюского месторождения» должны быть предусмотрены следующие мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера:

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

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

6.3. В разделе «ПМ ГОЧС» следует привести сведения о резерве финансовых ресурсов, а также необходимых запасах материальных и технических средств, необходимых для ликвидации последствий ЧС на объекте. Предусмотреть разработку плана по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на объекте в строгом соответствии с нормативной правовой базой Российской Федерации, регламентирующей деятельность организаций, осуществляющих разведку месторождений, добычу нефти, а также переработку, транспортировку, хранение нефти и нефтепродуктов. При проектировании ПМ ГОЧС следует обеспечить условия для хранения восстановительной техники, запасов оборудования, материалов, инструментов, реагент с учетом климатических условий.

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

6.5. На объекте следует предусмотреть решения, препятствующие растеплению многолетнемерзлых грунтов и образованию просадок в зоне устья скважин.

6.6. Провести необходимые инженерные изыскания с целью оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов, а также установления категории их опасности.

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

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

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

6.8. Предусмотреть мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте.

6.8. При проектировании перечня мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

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

должны быть соблюдены требования нормативных документов, представленных в ГОСТ Р 55201-2012.

7. Дополнительные требования

7.1. После утверждения проекта строительства один экземпляр раздела ПМ ГОЧС проекта «Обустройство скважин кустов № 9, 11 Ярейского месторождения» должен быть направлен в Главное управление МЧС России по Ненецкому автономному округу.

Дополнительно сообщая, что задание № 234 на проектирование объекта «Обустройство скважин кустов № 9, 11 Ярейского месторождения» Главным управлением МЧС России по Ненецкому автономному округу рассмотрено и согласовывается.

Начальник Главного управления

Д.С. Зайцев



Сторожа Нина Борисовна
8(81853) 4-20-79

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Приложение Б

Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО и работе в военное время



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Коми

№ 07-03-36356a Дата 11.11.2016
на № _____ от _____

Санкт-Петербургский филиал
ФЛУ «Главгосэкспертиза России»

И.В. Бурьиной

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

О направлении информации

Уважаемая Ирина Владимировна!

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Т

Лист

99

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г	Ведомость документов графической части	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г1	Ситуационный план. М 1:25000	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г2	Технологическая схема и схема автоматизации системы добычи	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г3	Технологическая схема системы ППД куста №155 и схема автоматизации	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г4	Схема линейного объекта и схема автоматизации	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г5	Куст скважин №155. Ситуация С2. Разгерметизация сепаратора-расширителя с последующим пожаром пролива. Ситуация С3. Разгерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС.	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г6	План трасс нефтесборного коллектора куст №155 – п.вр. в НСК куст 56 – задв.№95. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	
09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г7	Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ	

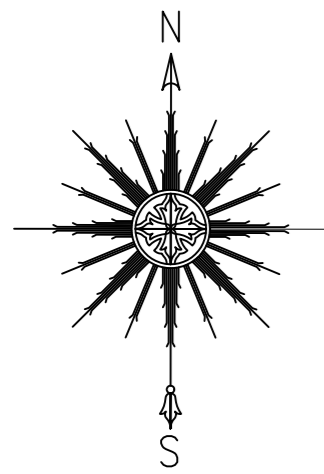
Согласовано

Взам. инв.№

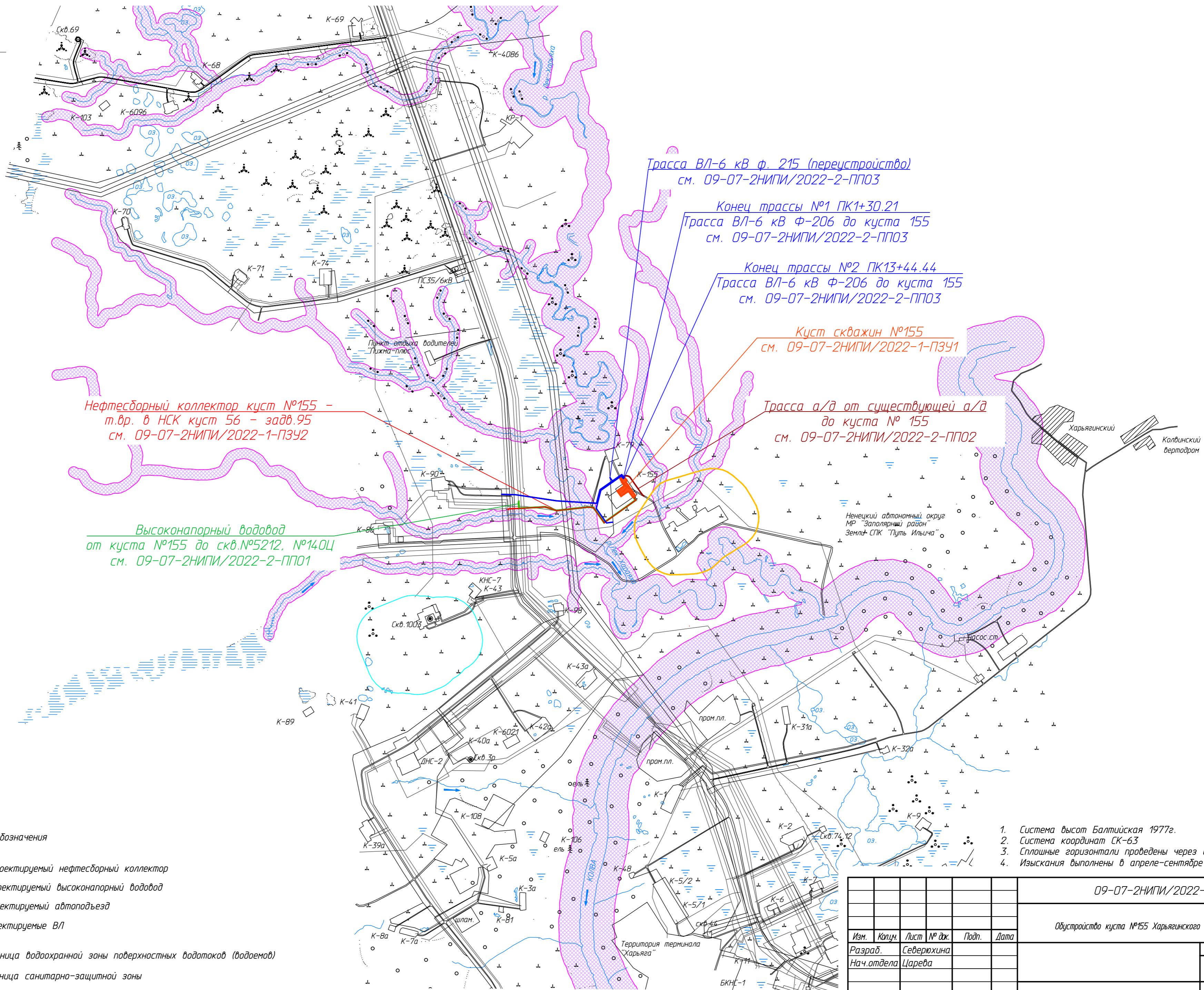
Подпись и дата

Инв.№ подл

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г					
Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.гр.п.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
			Ведомость документов графической части		
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		



Ненецкий автономный округ
 МР "Заполярный район"
 Земли СПК "Путь Ильича"



Нефтедоборный коллектор куст №155 -
 т.вр. в НСК куст 56 - задб.95
 см. 09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2

Высоконапорный водовод
 от куста №155 до скв.№5212, №140Ц
 см. 09-07-2НИПИ/2022-2-ПП01

Трасса ВЛ-6 кВ ф. 215 (переустройство)
 см. 09-07-2НИПИ/2022-2-ПП03

Конец трассы №1 ПК1+30.21
 Трасса ВЛ-6 кВ Ф-206 до куста 155
 см. 09-07-2НИПИ/2022-2-ПП03

Конец трассы №2 ПК13+44.44
 Трасса ВЛ-6 кВ Ф-206 до куста 155
 см. 09-07-2НИПИ/2022-2-ПП03

Куст скважин №155
 см. 09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ1

Трасса а/д от существующей а/д
 до куста № 155
 см. 09-07-2НИПИ/2022-2-ПП02

Ненецкий автономный округ
 МР "Заполярный район"
 Земли СПК "Путь Ильича"

Харьягинский
 Колвинский
 вертодром

1. Система высот Балтийская 1977г.
2. Система координат СК-63
3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 метра
4. Изыскания выполнены в апреле-сентябре 2022г. ООО "Уралгео"

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г1

Обустройство куста №155 Харьягинского нефтяного месторождения.

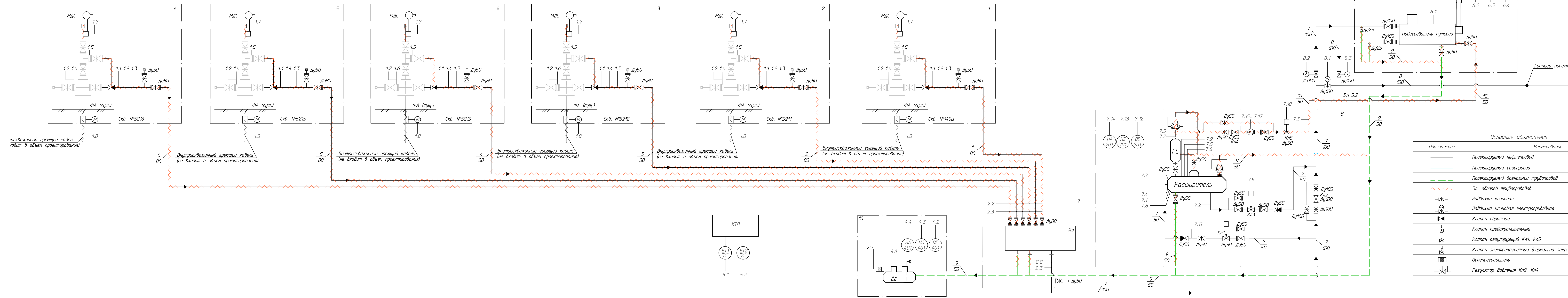
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Северюхина				П		1
Нач.отдела	Царева						
Н. контр	Салдаева						

Ситуационный план
 М1:25000

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

Условные обозначения

- Проектируемый нефтедоборный коллектор
- Проектируемый высоконапорный водовод
- Проектируемый автоподъезд
- Проектируемые ВЛ
- Граница водоохранной зоны поверхностных водотоков (водоемов)
- Граница санитарно-защитной зоны



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Проектируемый нефтепровод
—	Проектируемый газопровод
—	Проектируемый дренажный трубопровод
—	Эл. обвод труб
—	Задвижка клиновья
—	Задвижка клиновья электроприводная
—	Клапан обратный
—	Клапан предохранительный
—	Клапан регулирующий Кл1, Кл3
—	Клапан электромагнитный (нормально закрытый) Кл5
—	Опенрегистратор
—	Регулятор давления Кл2, Кл4

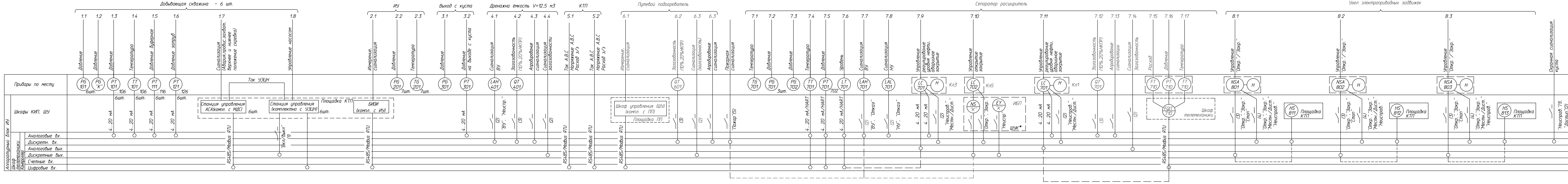
Ведомость технологических узлов

Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огне-стойкости	Класс помещения и наружных установок по ПУЭ	Группа процессов по санитарной характеристике
1	Обвязка устья скв. №1607	Ан	-	В-1е	1
2	Обвязка устья скв. №1605	Ан	-	В-1е	1
3	Обвязка устья скв. №1602	Ан	-	В-1е	1
4	Обвязка устья скв. №1601	Ан	-	В-1е	1
5	Обвязка устья скв. №1604	Ан	-	В-1е	1
6	Обвязка устья скв. №1603	Ан	-	В-1е	1
7	Автоматизированная измерительная установка	А	III	В-1а	1
8	Сепаратор	Ан	-	В-1е	1
9	Подогреватель путейей автоматизированный	Ан	-	В-1е	1
10	Ёмкость дренажная	Ан	-	В-1е	1

V=12,5 м³

Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Рабочие условия температура, °С	Давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Дополнительные указания
1 - 7	Нефтяная эмульсия	I	30	4,0	Гнебм.	Прочн. 5,72
8	Нефтяная эмульсия	I	30-70	4,0	Гнебм.	Прочн. 5,72
9	Нефтяная эмульсия, попутной нефтяной газ, теланоситель	II	30-70 атм.	Гнебм.	Прочн. 0,2	
10	Попутный нефтяной газ	I	30	0,4	Гнебм.	Прочн. 0,572



- * - При испытании на прочность подъем давления 5% от P_{рп} в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность продувки не менее 10 мин. При испытании на герметичность продолжительность продувки не менее 24 ч. Падение давления не должно превышать 0,1% в час.
- Условные обозначения: по ГОСТ 13846-89; по ГОСТ 21895-70; по паспорту к ГОСТ 21408-93 РМ4-2-96.
- Спуски и воздушники на технологических трубопроводах условно не показаны.
- Эл. обвод фитингов арматуры скважин проектан не предусмотрен.

09-07-2НИИГ/2022-1-ГОЧС.Г2

Обустройство куста №155 Харьковского месторождения

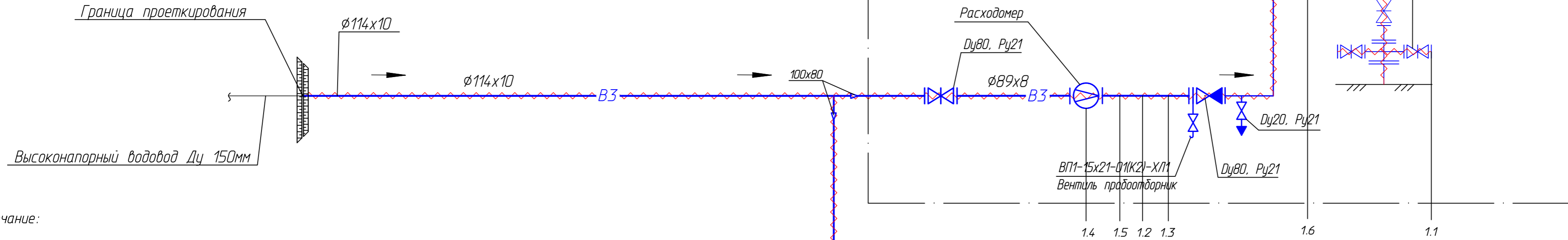
Изм.	Кач.	Лист № дх.	Подп.	Дата
Разработ.	Колесов			
Проверил	Кананов			
Нач. отд.	Литвинов			
Н. контр.	Салдаева			

Технологическая схема и схема автоматизации системы добычи

000 ТНИИ нефти и газа УГТУ*

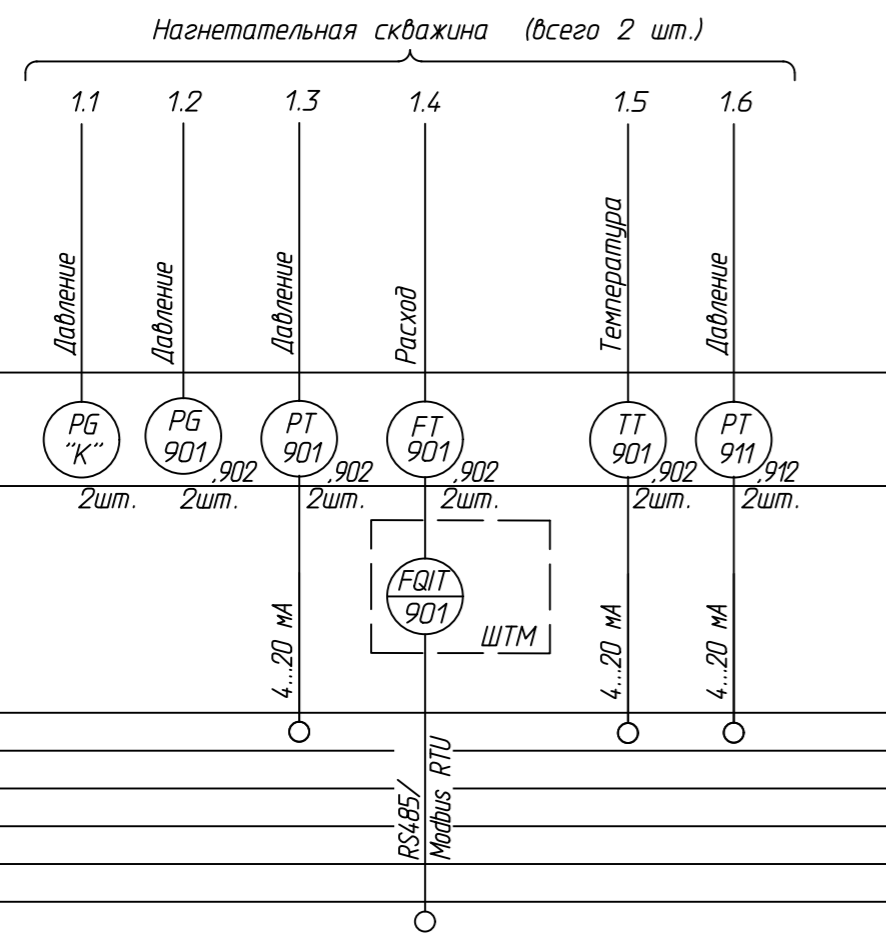
Формат А3х5

Технологическая схема системы ППД куста №155



Примечание:

1. Испытательное давление на прочность и герметичность принято согласно п.651 "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" $P_{исп}=1,5P_{раб.}=31,5$ МПа.
2. Электрообогрев трубопроводов, узел обвязок скважин предусмотрен согласно п. 6.4.1.47 ГОСТ Р58367-2019;
3. Расчетная толщина стенки трубы принята согласно расчету по ГОСТ 32388-2013, сталь 09Г2С;
4. Рабочее давление ЗРА принято 21 МПа на основании п.6.1 ТУ "Обустройство куста №155 Харьягинского нефтяного месторождения".
5. Максимальная температура перекачиваемой среды принята $+80^{\circ}\text{C}$, согласно п.6 Задания на проектирование "Обустройство куста №155 Харьягинского нефтяного месторождения".
6. Обвязка нагнетательной скважины $P_{мах}=21$ МПа, $t=(+5)-(80)^{\circ}\text{C}$. Диаметр 89×8 мм. Сталь марки 09Г2С. Толщина изоляции 80мм;
7. Тепловая изоляция условно не показана.
8. Марка арматуры устьевой нагнетательной приведена справочно.
9. Условные обозначения: по ГОСТ 13846-89; по ГОСТ 2.785-70; по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96
10. "*" - необходимость проектирования шкафа телемеханики определяется после получения исходных данных о существующем шкафу телемеханики.
11. "К" - оборудование, поставляемое комплектно с технологическим оборудованием

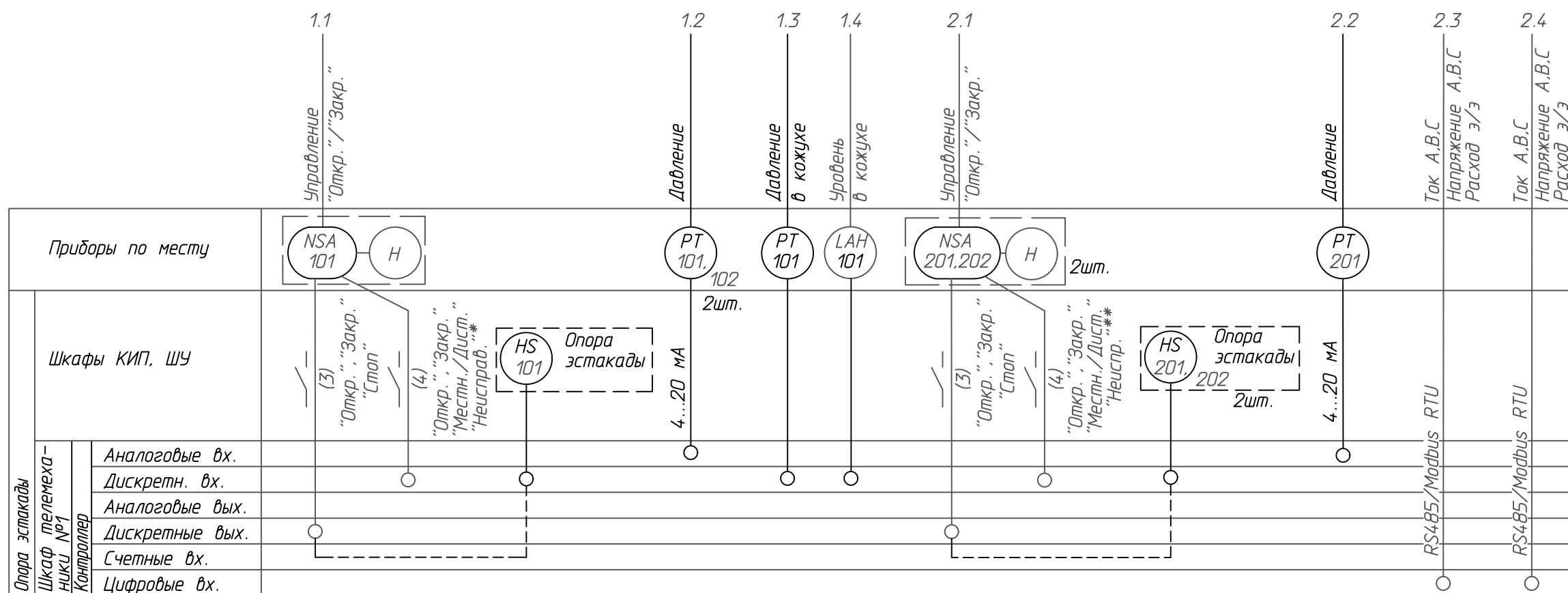
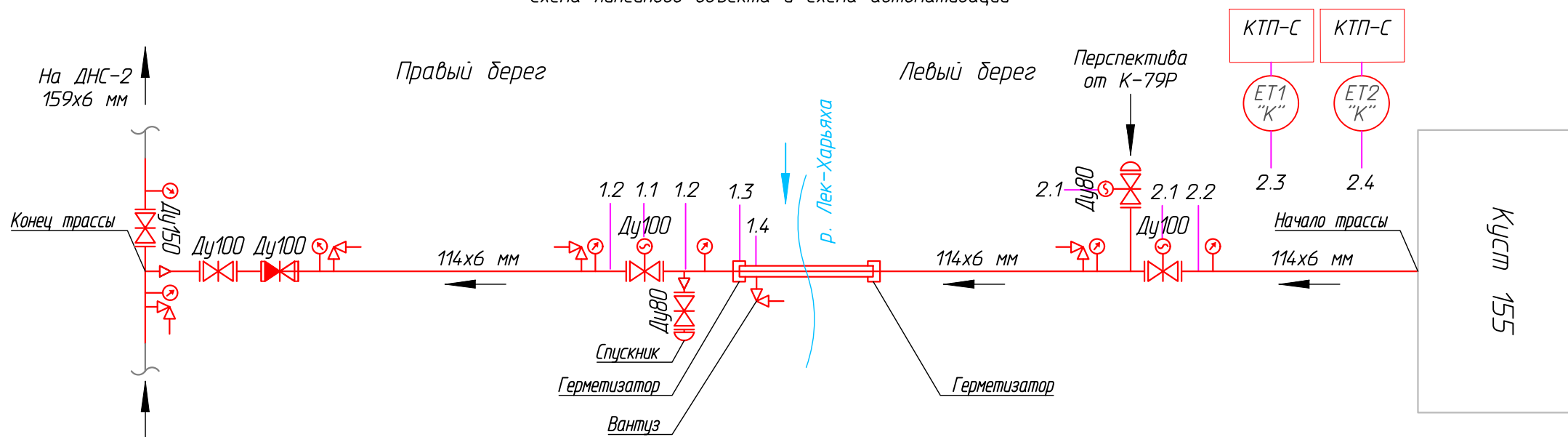


Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод
~~~~~	Электрообогрев
⊗	Клапан обратный
⊘	Задвижка
⊗→	Спускник
○	Приборы КИПиА
⊗	Расходомер
→	Направление движения потока

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.ГЗ				
Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.				
Проверил	Конанов			
И.о.нач.отд	Литвинов			
Нач.отд.	Попков			
Н.контр.	Салдаева			
ГИП	Гармашов			
Технологическая схема системы ППД куста №155 и схема автоматизации				000 НИПИ нефти и газа УГТУ

Схема линейного объекта и схема автоматизации



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый высоконапорный водовод
	Задвижка клиновья
	Клапан обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход
	Задвижка клиновья электроприводная

1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. * - в т.ч. "Неиспр." энергоаккумулятора.

09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г4

Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения

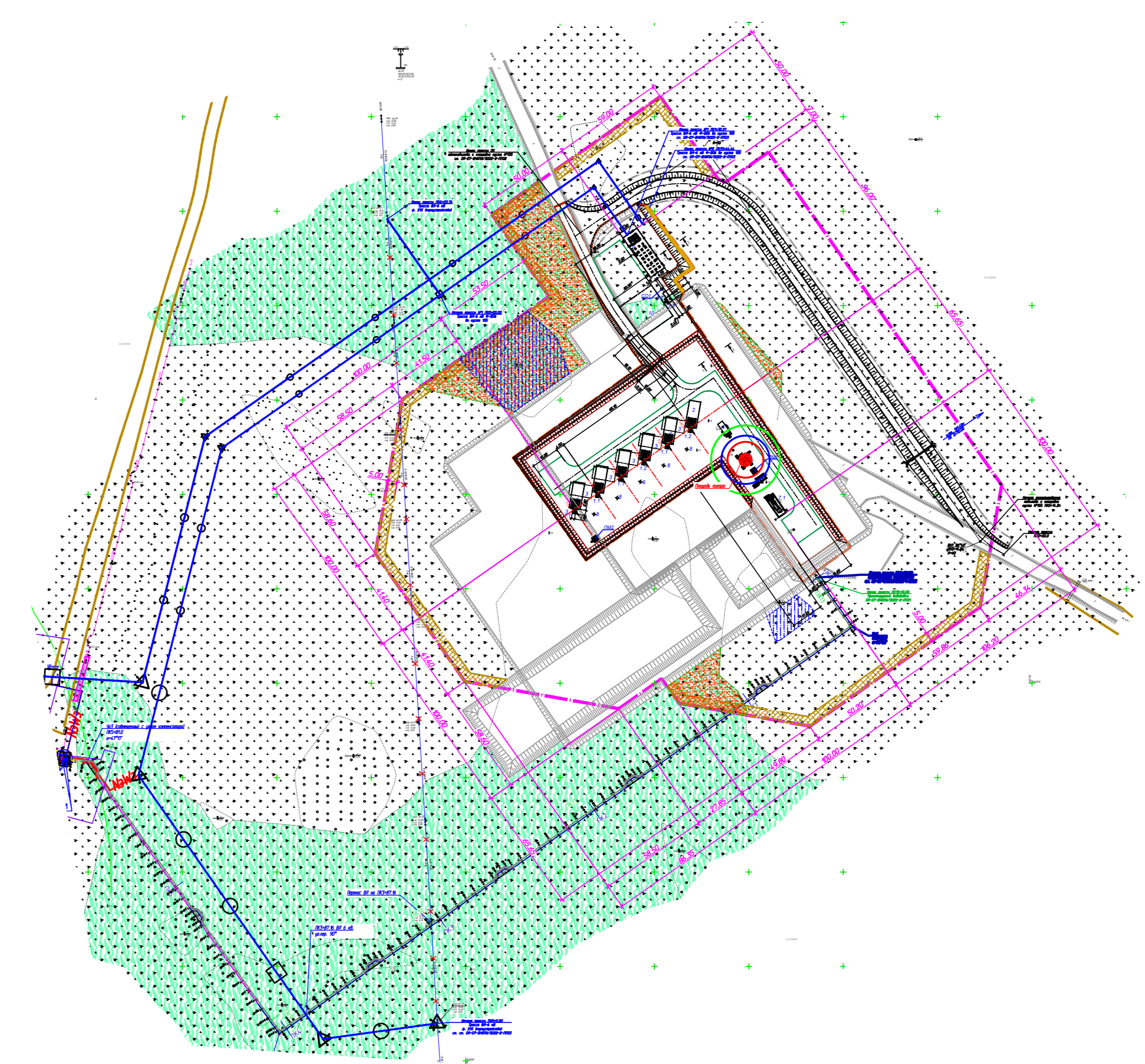
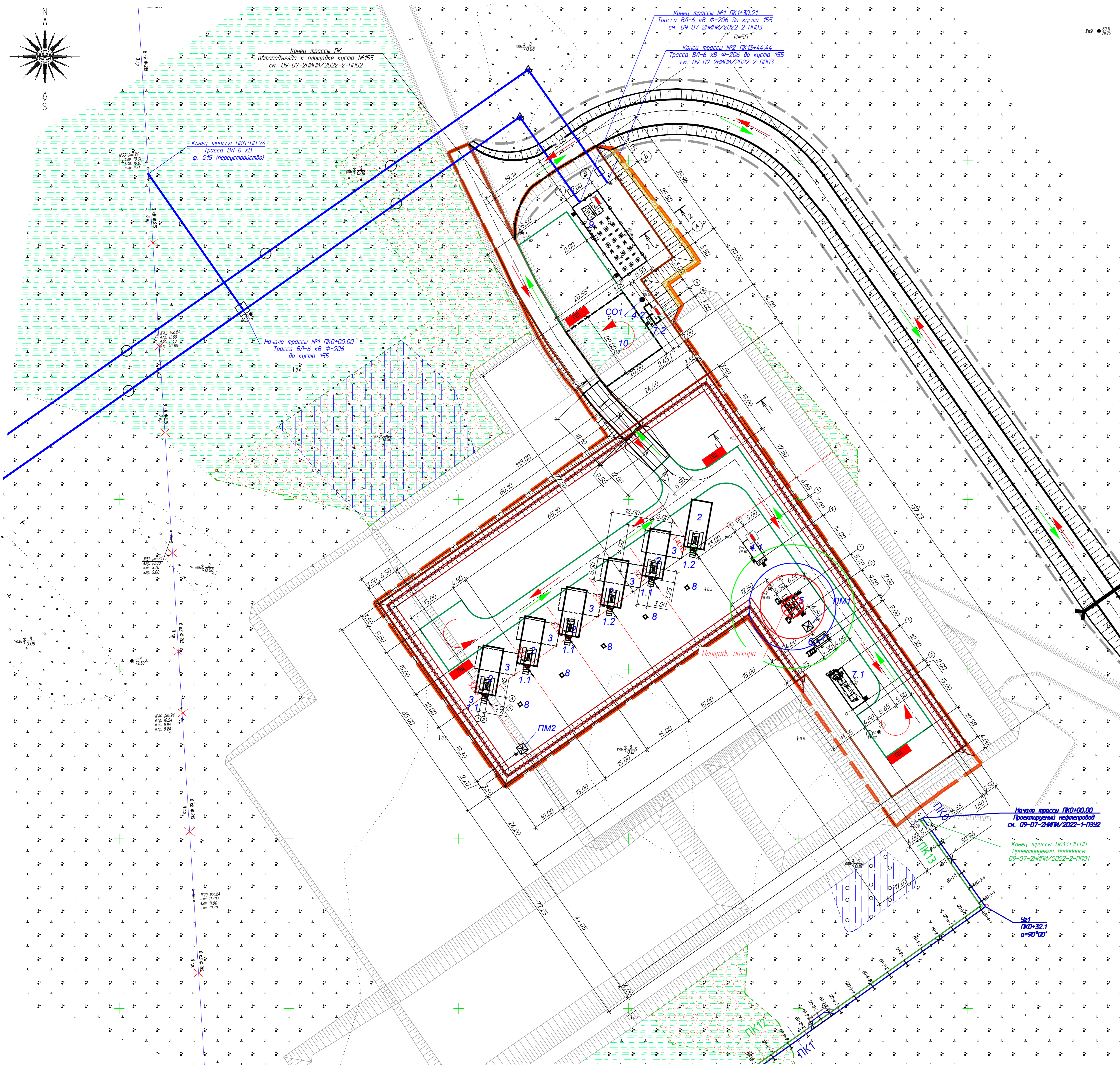
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.				Хлопин	
Проверил				Конанов	
Нач. отд.				Новоселова	
Нач. отд.				Попков	
Н. контр				Салдаева	

Схема линейного объекта и схема автоматизации

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"





Условные обозначения

Обозначение	Наименование
[Red dashed line]	Условная граница проектирования
[Green dashed line]	Проектируемый высосанный водовод
[Blue dashed line]	Проектируемый нефтепровод
[Purple dashed line]	Проектируемое оборудование
[Orange dashed line]	Проезды из щебневно-песчаной смеси
[Grey dashed line]	Покрытие из ж.б плит
[Red dashed line with 'X']	Демонтаж существующих ВЛ
[Yellow dashed line]	Проектируемая минерализованная полоса
[Green dashed line]	Существующее оборудование
[Purple dashed line]	Граница противопожарной полосы
[Orange dashed line]	Полоса противопожарной полосы
[Red dashed line with 'X']	Инженерно-геологическая скважина, ее номер абсолютная отметка устья, м
[Green dashed line]	Засыпка мест открытого залегания пара
[Red dashed line with arrow]	Пути ввода сил и средств
[Green dashed line with arrow]	Пути эвакуации персонала
[Red dashed line with 'X']	Пожарный щит
[Red dashed line with 'X']	Огнетушитель
[Blue dashed line]	Территория вырубкой леса

**Куст скважин №155. Ситуация С3.**  
Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве

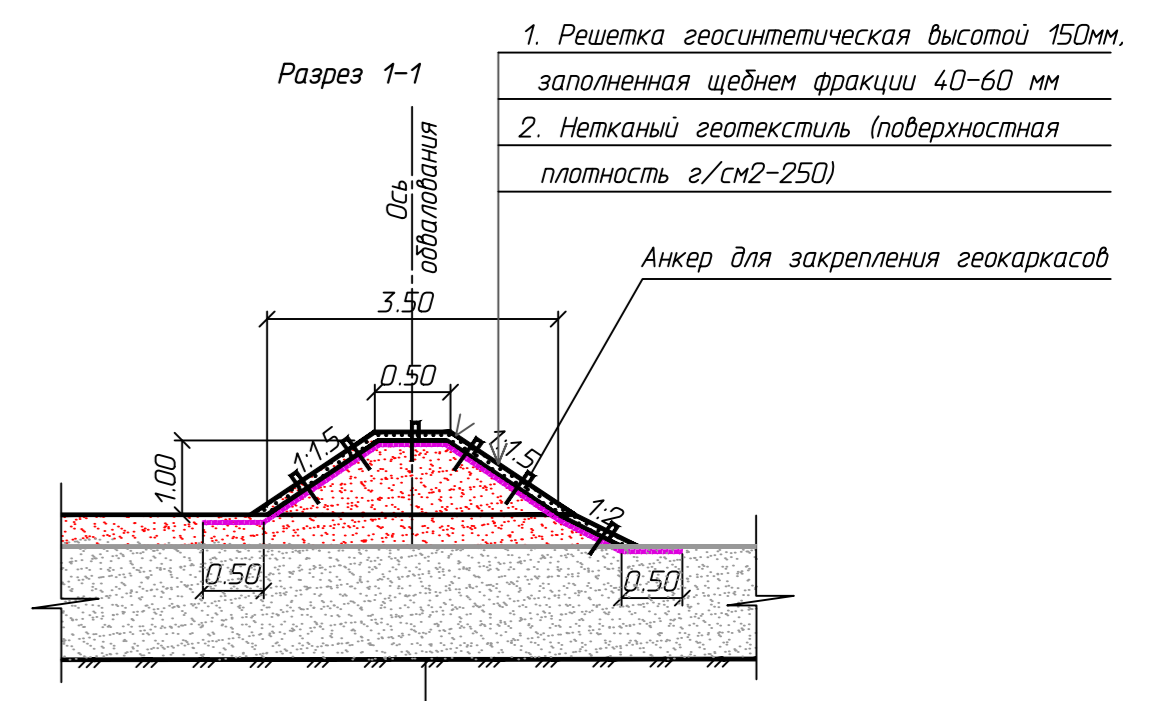
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная размерметизация сепаратора-расширителя → истечение опасного вещества → образование тепло-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные		Попутный газ
Вещество		128,2
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг		12,8
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг		12,8
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	6,3 м (4,1 кПа)
Разбита часть остекления, м	3	12,78

**Куст скважин №155. Ситуация С2.**  
Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим воспламенением

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная размерметизация сепаратора-расширителя → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициации → пожар развития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные		Нефтяная эмульсия
Вещество		1336,8
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг		32
Площадь пролива, м²		32
Название зоны	Значение, кВт/м²	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	9,5
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	18,2



Проектируемое оборудование из песчаного грунта  
Проектируемая насыпь из песчаного грунта  
Существующая насыпь бурой почвы

Куст скважин №155. Ситуация С2. Размерметизация сепаратора с последующим воспламенением пара. Ситуация С3. Размерметизация сепаратора с последующим взрывом ТВС.

09-07-24ИИИ/2022-1-ГОЧС.Г5

Обустройство куста №155 Харьковского нефтяного месторождения.

Имя	Кол-во	Лист	Дата
Мин. Канун	Директор	1	
Разработчик	Инженер		
Рис. групп	Мастер		

Куст скважин №155

Лист	Лист	Лист
1	1	1

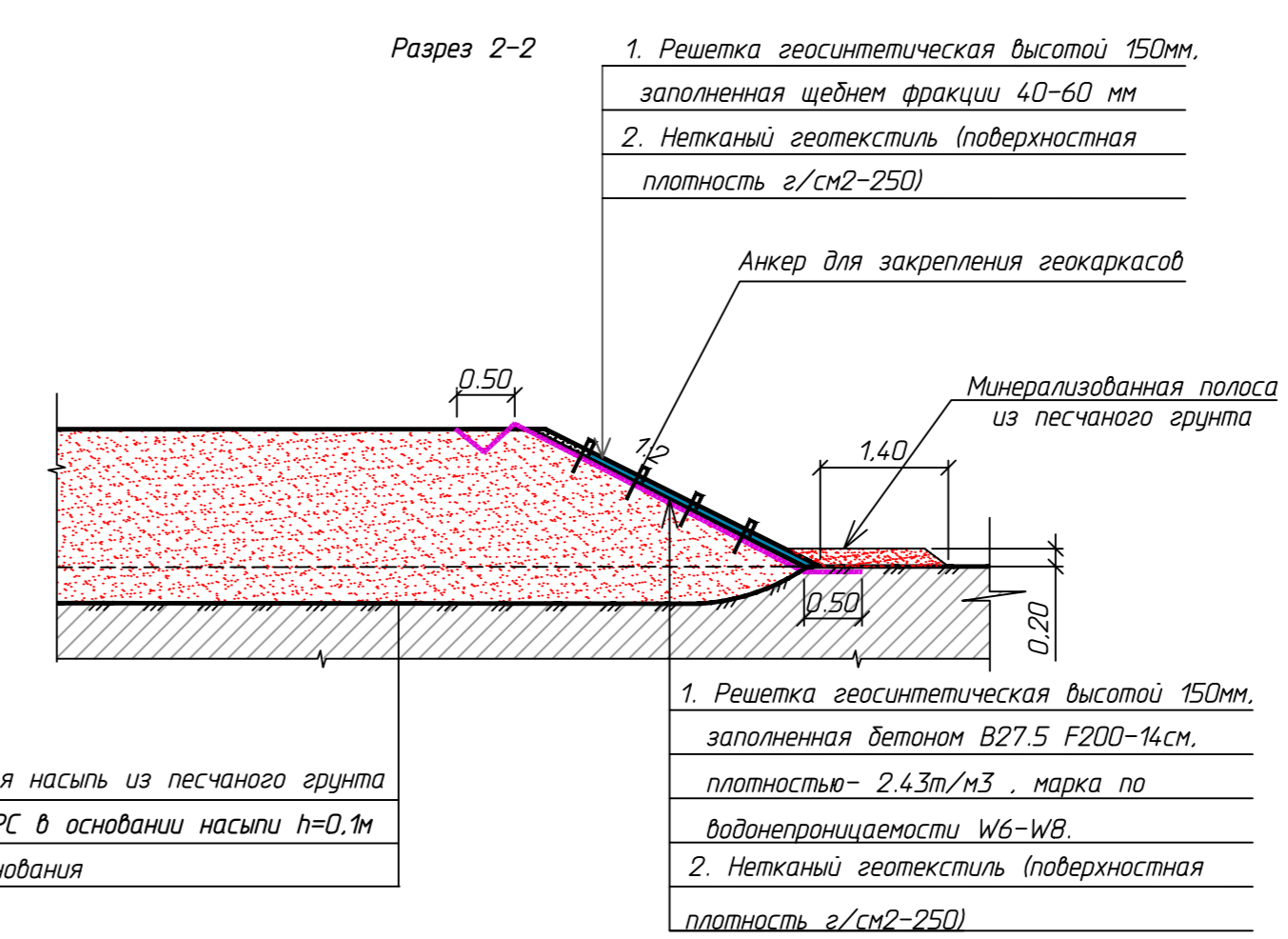
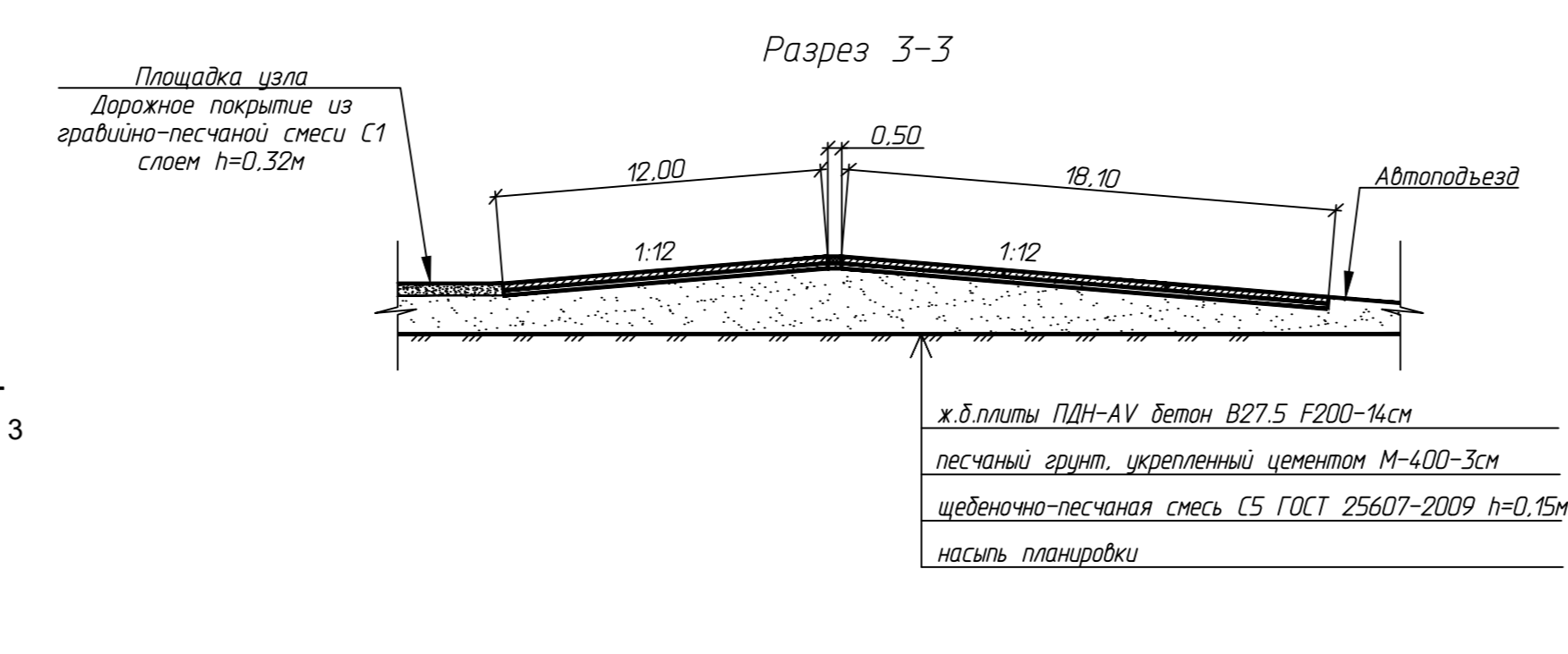
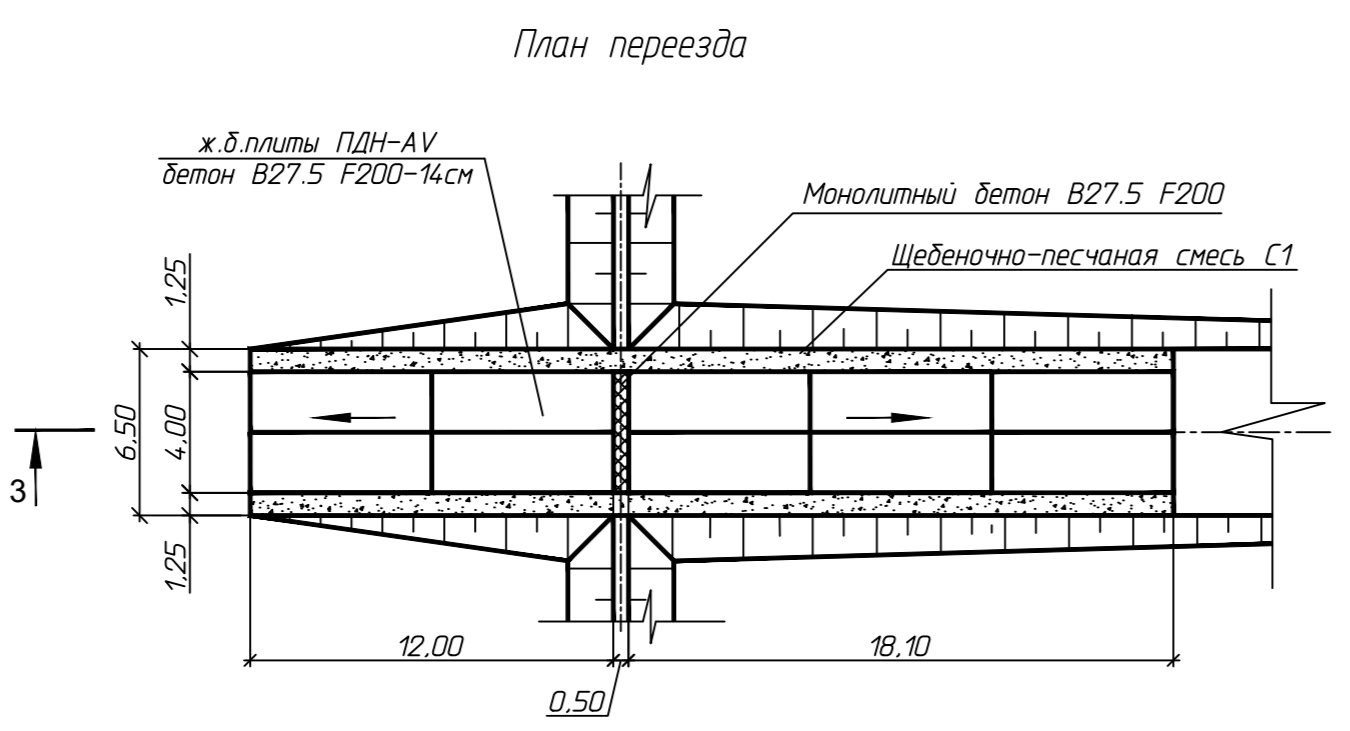
Ситуация С2. Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим воспламенением пара. Ситуация С3. Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС.

200 ТИИИ нефти и газа УГТУ

Фирма АД

Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Примечание
1.1	Пристройка площадки добавочной скважины - 4шт.	
1.2	Пристройка площадки наметательной скважины - 2шт.	
2	Фундамент под подъемный агрегат - 6шт.	
3	Площадка установки приемных насосов - 6шт.	
4.1	Технологический блок измерительной установки - 1шт.	
4.2	Алгоритмный блок измерительной установки - 1шт.	
5	Площадка расширителя с газовым сепаратором - 1шт.	
6	Емкость дренажная V=12.5м³ - 1шт.	
7.1	Площадка подзарядки пультного автоматизированного - 1шт.	Требования ИЭИИ-5
7.2	Блок автоматики подзарядки пультного - 1шт.	
8	Перспективные места для установки дымового разгнета - 6шт.	
9	Площадка КИП	
ПМ1/ПМ2	Проектная точка - 2 шт.	
СО1	Стойка осветительная - 1 шт.	
Ю	Стойка пожарной техники - 1шт.	



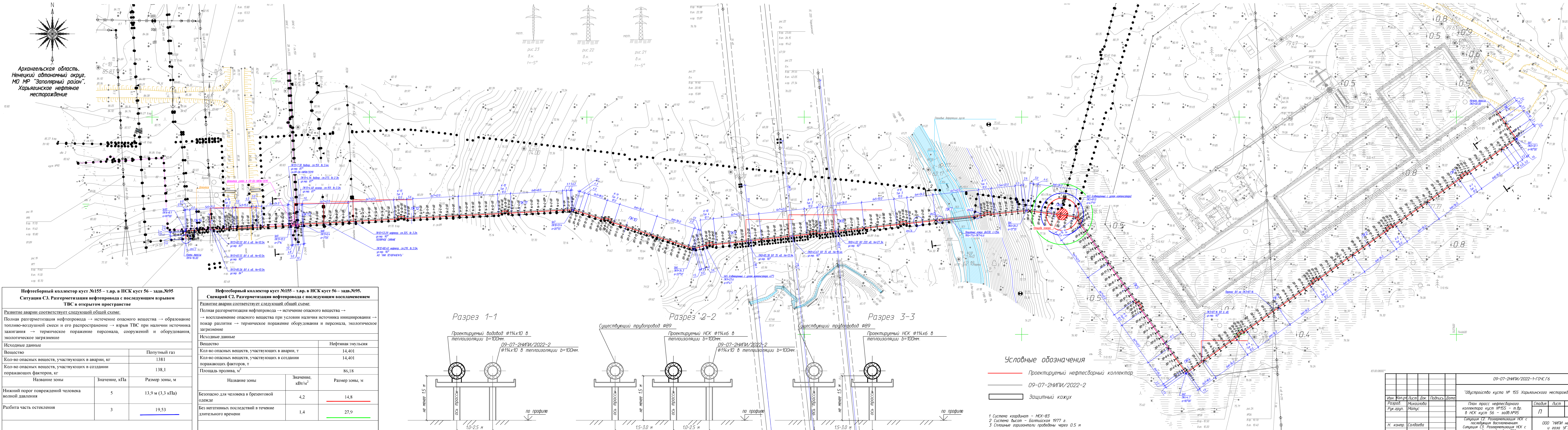
Проектируемая насыпь из песчаного грунта  
Осадка ПРС в основании насыпи 1м0.5м  
Группа оснований

1. Решетка геосинтетическая высотой 150см, заполненная щебнем фракции 40-60 мм  
2. Насыпная земляная (поверхностная) плотность  $\rho_{сн2}$ -250

1. Решетка геосинтетическая высотой 150см, заполненная бетоном В27.5 F200-14см, плотность: 2.43м/м³, насыпной по водонасыщенности: 116-118  
2. Насыпная земляная (поверхностная) плотность  $\rho_{сн2}$ -250



План трассы трубопровода



Архангельская область,  
Ненецкий автономный округ,  
МО МР "Заполяный район",  
Харьгинское нефтяное  
месторождение

**Нефтеоборный коллектор куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав. №95**  
**Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом**  
**ТВС в открытом пространстве**

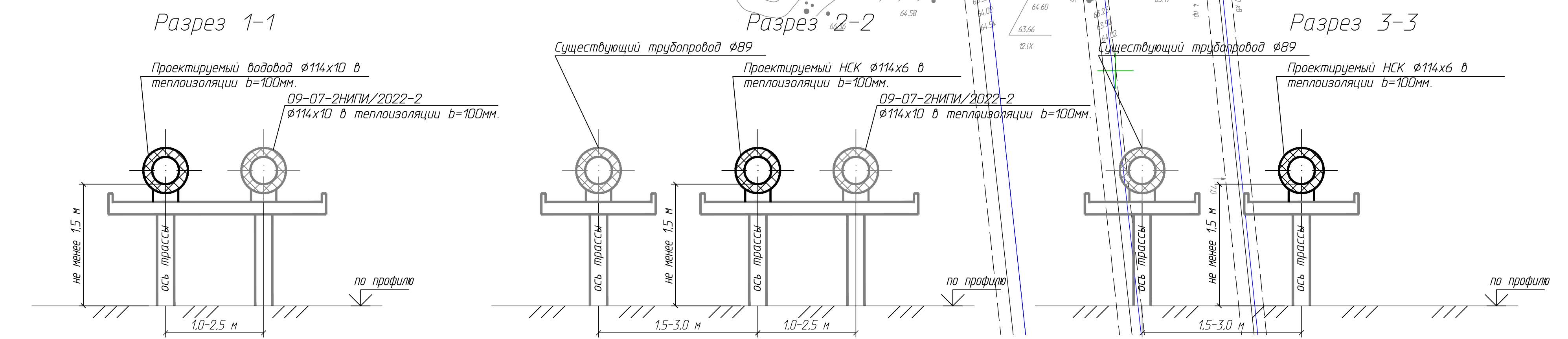
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
 Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные		
Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг	1381	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг	138,1	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления	5	13,9 м (3,3 кПа)
Разбитая часть остекления	3	19,53

**Нефтеоборный коллектор куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав. №95.**  
**Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
 Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные		
Вещество	Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	14,401	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	14,401	
Площадь пролива, м ²	86,18	
Название зоны	Значение, кВт/м ²	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	14,8
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	27,9



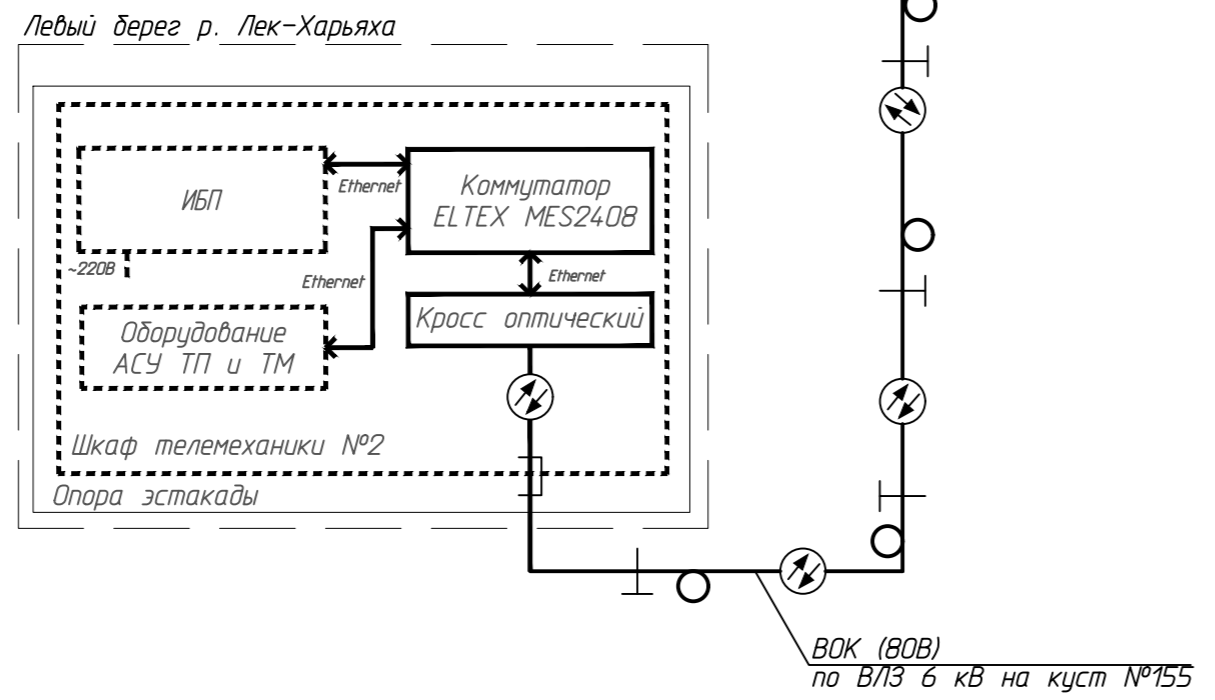
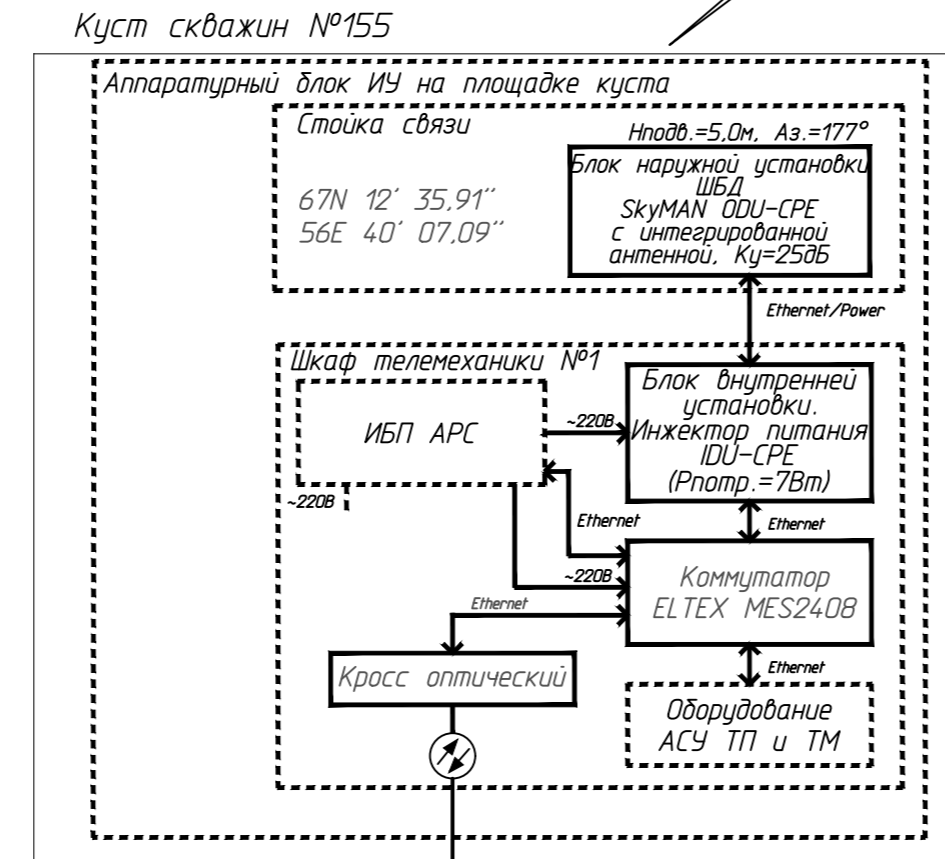
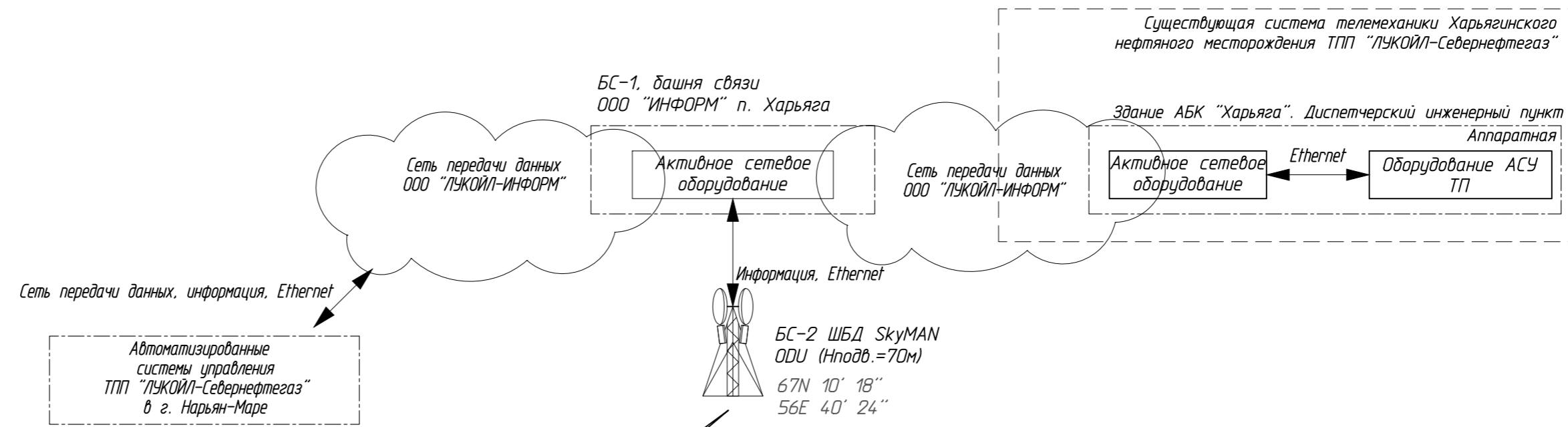
**Условные обозначения**

— Проектируемый нефтеоборный коллектор  
 — 09-07-2НИИП/2022-2  
 — Защитный кожух

- 1 Система координат – МСК-83
- 2 Система высот – Балтийская 1977 г.
- 3 Сплошные горизонталы проведены через 0,5 м

09-07-2НИИП/2022-1-ГЧК.Г6			
"Обустройство куста №155 Харьгинского месторождения"			
Изм. Копия	Лист	Док.	Подпись
Разраб. Михайлова			
Рук. групп. Матус			
И. контр. Салдаева		План трасс нефтеоборного коллектора куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав. №95	Страница Лист Листов
		Ситуация С2. Разгерметизация ИСК с последующим воспламенением	П 1
		Ситуация С3. Разгерметизация ИСК с последующим взрывом ТВС	000 "НИИП нефти и газа УГТУ" 1





Условные обозначения:  

- оборудование существующее
- - - оборудование проектируемое
- · · оборудование, предусмотренное смежными частями

1. * - абонентский терминал ШБД имеет два передатчика, при выходе из строя одного из передатчиков вся информация передается вторым передатчиком.

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

					09-07-2НИПИ/2022-1-ГОЧС.Г7				
					Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия		Лист	Листов
Разраб.	Варакса					П			1
Проверил	Кананов								
Нач. отд.	Попков								
Н. контр.	Салдаева					Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
Формат А2									