

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

**«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»**

Проектная документация

**Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

2021/354/ДС112-PD-AB

Том 10.2

Договор №

2021/354/ДС112

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 2. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

2021/354/ДС112-PD-AB

Том 10.2

Договор №

2021/354/ДС112

Заместитель директора

В.А.Войтенко

Главный инженер проекта

К.Н. Тепляков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

2021/354/ДС112-PD-AB

Том 10.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 2. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

2021/354/ДС112-PD-AB

Том 10.2

Директор

А. В. Бессонов

Главный инженер проекта

Е. Н. Пешина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Инд. № подл.	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС112-PD-AB.S	Содержание тома 10.2	2
2021/354/ДС112-PD-SPD	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС112-PD-AB.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 – Ситуационный план	108
	Лист 2 – Ситуационный план с указанием зоны поражения ударной волной при наиболее опасном сценарии аварий	109
	Лист 3 - Ситуационный план с указанием зон действия теплового излучения при наиболее опасном сценарии аварий	110

Изм.	Кодч.	Лист	№докум.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.S				
									Стадия	Лист
Разраб.		Мурсалимова				СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	П		1	
Н. контр.		Кибукевич					ООО «РСК-Инжиниринг»			
ГИП		Пешина								

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

Состав проектной документации сформирован отдельным томом 2021/354/ДС112-PD-SPD.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-SPD			
									Изм.
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов
							П		1
						ООО «РСК-Инжиниринг»			

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Содержание

Данные об организации-разработчике3

Список разработчиков раздела с указанием сведений о повышении квалификации.....4

1. Общие сведения о проектируемом объекте.....5

1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам9

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта.....10

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта10

1.2.2 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта11

1.2.3 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 объекте13

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населения.....17

1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта17

1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии19

1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии19

2. Анализ безопасности.....20

2.1 Характеристика опасных веществ20

2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении.....26

2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества26

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....27

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности28

2.3.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ.....28

Взам. инв. №		Подпись и дата		2021/354/ДС112-PD-AB.TCH					
				Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подпись	Дата
Инв. № подл.				Разраб.		Мурсалимова			
				Н. контр.		Кибукевич			
				ГИП		Пешина			
				Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
							П	1	104
				ООО «РСК-Инжиниринг»					

2.3.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ33

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.....38

2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....41

3. Анализ риска.....44

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий.....45

3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте45

3.1.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ48

3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....52

3.3 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....56

3.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов59

3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии70

3.6 Оценка риска аварий.....71

3.6.1 Определение частоты возникновения аварий72

3.6.2 Оценка риска при различных сценариях аварии.....74

4. Выводы и предложения80

4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта.....80

4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий.....81

4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий82

5. Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий.....84

5.1 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности84

5.2 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на проектируемом опасном производственном объекте86

5.3 Сведения о системе управления промышленной безопасностью88

5.4 Сведения о системе оповещения о чрезвычайных ситуациях89

6. Ссылочные нормативные документы99

Приложение А Сведения о действующей декларации промышленной безопасности.....101

Таблица регистрации изменений104

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами филиала ООО «РСК-Инжиниринг» в г. Перми.

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

– выпиской из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства № 5906121525-20240110-1218 от 10.01.2024 г. (см. том 1).

Почтовый адрес разработчика: Россия, г. Пермь, Пушкарская, 136а.

Телефон: (342) 299-44-04

Адрес электронной почты: rsk@rsk-ing.ru

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

Список разработчиков раздела с указанием сведений о повышении квалификации

Фамилия и инициалы	Сведения о повышении квалификации
Мурсалимова А.И.	Удостоверение о повышении квалификации № ПК/24-0163 от 14.02.2024 г. (ООО «НАПО») по программе: «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГОиЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасности эксплуатации объектов строительства: новые требования»

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							4

1. Общие сведения о проектируемом объекте

Согласно заданию на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документацией предусматривается обустройство скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения с оборудованием и сетями инженерного обеспечения.

Проектируемые объекты предназначены для энергоснабжения, базовой добычи, транспорта продукции со скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 509 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, после замера жидкости индивидуальным счётчиком типа СКЖ по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу поступает в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601».

Продукция проектируемой добывающей скважины № 527 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0614 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 518 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0619 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Границей проектирования является край обвалования площадки скважин.

Максимальная суточная добыча скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование технико-экономического показателя	скв. №509	скв. №527	скв. №518
Максимальный дебит по нефти, т/сут	6	6	6
Максимальный дебит по жидкости, м ³ /сут	9,5	9,8	9,5

Сведения о проектной мощности проектируемых трубопроводов приведены в таблице 2.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							5

Таблица 2 - Проектная мощность проектируемых трубопроводов

Наименование	Протяженность, м	Проектная мощность по нефти, т/год	Проектная мощность по жидкости, м ³ /год
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ- 0612 – УСУ-0601»	67,18	2190,0	3467,5
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614»	1671,8	2190,0	3577,0
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619»	1467,6	2190,0	3467,5

Состав основных проектируемых сооружений приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Состав основных проектируемых сооружений

Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1 этап. Скважина № 509			
Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1- ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру)
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Оборудование для индивидуального замера дебита скважины	шт.	1	Счетчик СКЖ
Канализационная емкость	шт.	1	Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³
КТП 6/0,4 кВ	шт.	1	
ВЛ-6 кВ от опоры 33 ВЛ- 6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. №509	м	49,4	СИПЗ-95
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ- 0612 – УСУ-0601»	м	117,1	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

Лист

6

Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть	м м	49,92 67,18	полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Подъезд к скв. № 509	м	108,18	IV-н категории

2 этап. Скважина № 527

Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру)
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Устьевой блок подачи реагента (УБПР)	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Канализационная емкость	шт.	1	Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³
КТП 6/0,4кВ	шт.	1	
ВЛ-6 кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. №527	м	560,37	СИПЗ-95
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть	м м м	1694,2 22,4 1671,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Подъезд к скв. №527	м	527,84	IV-н категории

3 этап. Скважина № 518

Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру)
-------------------	-----	---	--

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							7

Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Устьевой блок подачи реагента (УБПР)	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
КТП 6/0,4кВ	шт.	1	
Канализационная емкость	шт.	1	Цельносвариваемая емкость V=4,0 м ³
Канализационная емкость	шт.	1	ЕП V=25,0 м ³ по ТУ 3615-145-00217298-2001
ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518	м	638,84	СИПЗ-95
Переустройство существующей ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» (замена участка от оп. 9 до оп.11)	м	104,7	СИПЗ-95
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» общая протяженность, в т.ч.	м	1467,6	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
- в пределах площадки;	м	31,8	
- линейная часть	м	1435,8	
Подъезд к скв. №518	м	980,5	IV-н категории

Принципиальные технологические схемы сбора и транспорта нефти со скважин № 509, 527, 518 приведены в томе 3.1 (2021/354/ДС112-PD-ТКР1).

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

1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам

Согласно п.1в приложения 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемые объекты являются опасными производственными объектами (ОПО), на которых обращаются горючие вещества – нефть, попутный нефтяной газ.

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 4).

Таблица 4 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Вещество		Признаки идентификации								
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высоко токсичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т	
			на складах и базах	в технологическом процессе						
Нефть	14,42	-	-	14,42	-	-	-	-	-	
I класс опасности		2000 и более	500000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	200 и более	2000 и более	500 и более	2000 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 500	50 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50	20 и более, но менее 200	
IV класс опасности		1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	1 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2	1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	

Исходя из количества опасных веществ (горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу, воспламеняющиеся и горючие газы), которые одновременно находятся или могут находиться

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							9

на опасном производственном объекте, проектируемые объекты относятся к IV классу опасности.

Проектируемые объекты на площадках скважин № 509, 527, 518 будут относиться к опасному производственному объекту «Фонд скважин Батырбайского нефтяного месторождения ЦДНГ-6» – IV класса опасности (регистрационный номер А48-10051-0007).

Согласно заданию на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 22.08.2022 г. проектируемые промышленные трубопроводы будут относиться к опасному производственному объекту «Система промышленных трубопроводов Батырбайского месторождения» (рег. №А48-10051-0197 – II класса опасности). Количество обращающихся на декларируемом объекте опасных веществ, нефти, составляет 1615,56 т. Увеличение количества опасного вещества с учетом проектируемого объекта на 14,42 т, не повлечёт изменение присвоенного класса опасности (фактическое увеличение количества горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе на 0,90 %). Сведения о разработанной декларации промышленной безопасности приведены ниже (Приложение А).

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ расположен на территории Бардымского муниципального округа Пермского края, ЦДНГ-6, Батырбайского нефтяного месторождения.

Ближайшие населенные пункты – Танып, Сараши, Константиновка, Нарадка, Сюзань.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь-Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса-Чернушка», «Барда-Куеда», «Старый Ашاپ-Кармановка», далее по проселочным и промышленным дорогам. Проезд возможен в любое время года.

Подъезды к площадкам реконструируемых скважин № 509, 527, 518 осуществляются по вновь проектируемым автомобильным дорогам, проектные решения по которым приведены в томе 3.2 (2021/354/ДС112-PD-TKR2).

Ситуационный план района строительства проектируемых объектов приведен на листе 2021/354/ДС112-PD-AB.GCH-01.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Проектируемые площадки имеют прямоугольную в плане конфигурацию. Габариты площадок определяются с учетом компактного размещения проектируемых сооружений, мест установки якорей ветровых оттяжек, внутриплощадочных автопроездов.

Состав сооружений на площадках реконструируемых скважин № 509, 527, 518 представлен в томе 4.1 (2021/354/ДС112-PD-ILO1).

Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т. вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601»

От начала до конца трассы общее направление – северо-восточное. По трассе не заданы углы поворота. Начало трассы принято в районе скважины № 509. Конец трассы принят в точке врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601». Протяженность линейной части трассы составила 0,06718 км.

Проектируемая трасса водных объектов не пересекает, находится за пределами водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы.

Выкидной трубопровод «скв. № 527 - ГЗУ-0614»

Начало трассы принято на площадке скважины № 527. Конец трассы принят на территории площадки ГЗУ-0614. Протяженность линейной части трассы составила 1,7 км.

Проектируемая трасса водных объектов не пересекает, находится за пределами водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы.

Выкидной трубопровод «скв. №518 - ГЗУ-0619»

Начало трассы принято на площадке скважины №518. Конец трассы принят на территории площадки ГЗУ-0619. Протяженность линейной части трассы составила 1,4 км.

Трасса на ПК3+36,9–ПК3+53,3 пересекает русло реки Тулва. Площадка скважины № 518 находится в границах водоохранной зоны р. Тулва и частично в пределах её прибрежной защитной полосы.

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

Сведения о размерах и границах территории проектируемого объекта приведены в томе 4.1 (2021/354/ДС112-PD-ILO1).

Сведения о границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта приведены в томе 6.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1).

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

В целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливаются санитарно-защитные зоны.

Определение границы ориентировочной санитарно-защитной зоны (далее СЗЗ) проведено на основании постановления правительства РФ от 3 марта 2018 г. № 222 «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» в соответствии с действующим СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 для площадок реконструируемых скважин № 509, 527 и 518 обеспечивается ориентировочный размер санитарно-защитной зоны 300 м.

В пределах границ ориентировочной санитарно-защитной зоны отсутствуют жилые, дачные и другие объекты гражданского и промышленного назначения.

Для внутрипромысловых нефтепроводов санитарные разрывы не предусматриваются.

Для проектируемой ВЛ-10кВ в соответствии с п. 6.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» санитарный разрыв не устанавливается.

На участках работ водозаборные скважины и утвержденные ЗСО поверхностных и подземных водных объектов, используемых для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, отсутствуют.

На участках работ отсутствуют сибирезвенные захоронения, скотомогильники, биотермические ямы, а также их санитарно-защитные зоны.

На участках работ особо ценные продуктивные сельскохозяйственные угодья и мелиорируемые земли, и мелиоративные системы отсутствуют.

Леса, имеющие защитный статус, резервные леса, особо защитные участки лесов, лесопарковые зеленые пояса, находящиеся в ведении муниципального образования, отсутствуют.

По данным инженерно-экологических изысканий площадки реконструируемых скважин № 509 и № 527 находятся вне границ зон с особыми условиями использования, в том числе вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос водных объектов.

Трассы выкидной линии от скв. № 518 до ГЗУ-0619, ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидер № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518, подъезда к скважине № 518 и площадка

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

скважины № 518 частично находится в границах водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы реки Тулва.

Согласно техническому отчету по результатам инженерно-экологических изысканий, особо охраняемые природные территории федерального, регионального, местного значения, государственные природные биологические охотничьи заказники Пермского края на территории проектируемых объектов отсутствуют.

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

1.2.3 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, согласно «Схеме климатического районирования» Приложение А рисунок А.1 СП 131.13330.2020, относится к IV строительному климатическому району.

Климатическая характеристика района изысканий представлена по метеостанциям г. Чернушка и г. Пермь. Данные по МС Чернушка представлены по данным письма «Пермский ЦГМС» (1966-2020 гг.), по МС Пермь представлена по данным Научно-прикладной справочник «Климат России» (1963-2021 гг.).

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев, с высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает, в результате чего образуются мощные слои инверсии.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатологическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист 13

Среднегодовая температура воздуха по МС Чернушка составляет 2,4 °С. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней месячной температурой воздуха – минус 14,3 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 54 °С.

Самым тёплым месяцем является июль со средней месячной температурой плюс 18,6 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 38 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 % составляет минус 37 °С. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 % составляет минус 34 °С.

Среднее количество осадков за год по району составляет 566 мм по МС Чернушка. Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (75 мм); минимум – в феврале (26 мм).

Среднегодовая относительная влажность воздуха по МС Чернушка составила 77 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре – 85 %, минимальная в мае – 62 %.

Среднемесячная температура поверхности почвы в теплый период колеблется от 1,0 до 23,0 °С. Средняя годовая температура поверхности почвы по МС Чернушка равна плюс 3 °С. Максимальная глубина промерзания составляет – 126 см.

Средняя за зиму высота снежного покрова составляет 66 см, наибольшая за зиму – 115 см.

Средняя годовая скорость ветра по району 3,1 м/с по МС Чернушка; среднегодовая повторяемость ветров южного направления 24 %.

Согласно СП 20.13330.2016:

– снеговая нагрузка – (V район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м²;

– ветровая нагрузка – (II район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления w_0 составляет 0,3 кПа;

– гололедные нагрузки – (II район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

Инженерно-гидрометеорологические, инженерно-геологические характеристики района работ

Гидрографическая сеть района работ принадлежит к бассейну реки Тульва и представлена его правобережными притоками разного порядка: реками Искильда, Тупась, Печменка и другими многочисленными ручьями без названия.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AВ.ТСН				

Трасса выкидного трубопровода «скв. № 518 – ГЗУ-0619» на ПК3+36,9–ПК3+53,3 пересекает русло реки Тулва, которая является левобережным притоком Воткинского водохранилища. Берега крутые, высотой 0,2 – 1,5 м. Ширина русла реки по урезу воды в створе перехода трассы составляет 16,5 м. Измеренная глубина в створе перехода трассы: средняя 0,40 м, максимальная 0,57 м. Меженный уровень воды реки на участке изысканий составляет 146,5 – 146,6 м БС. Максимальные скорости течения в периоды повышенной водности могут достигать 0,97 – 1,38 м/с, в меженный период – 0,26 – 0,37 м/с.

Гидрографические характеристики водотоков и их бассейнов приведены в таблицах 24, 25 тома 3 (2021/354/ДС112-ИГМИ).

По результатам визуальной оценки местности при рекогносцировочном обследовании и результатам бурения признаки опасных инженерно-геологических процессов таких как карст, оползни выявлены не были.

В соответствии с геолого-литологическим строением участка, по лабораторным данным, а также согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020 на участке изысканий выделены следующие инженерно-геологические геологические элементы (ИГЭ):

- ИГЭ-1а – Техногенный грунт: суглинок галечниковый тугопластичный (гравия, гальки до 49 %) (tQ);
- ИГЭ-1б – Техногенный грунт: глина легкая пылеватая полутвердая (tQ);
- ИГЭ-2а – Глина легкая пылеватая полутвердая (aQ);
- ИГЭ-2б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (aQ);
- ИГЭ-3а – Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (aQ);
- ИГЭ-3а-1 – Суглинок галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 35 %) (aQ);
- ИГЭ-4а – Галечниковый грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 48 %) (aQ);
- ИГЭ-4б – Галечниковый грунт с песчаным водонасыщенным заполнителем (заполнителя до 45 %) (aQ);
- ИГЭ-5 – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (aQ);
- ИГЭ-6а – Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ);
- ИГЭ-6б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);
- ИГЭ-6в – Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ);
- ИГЭ-8 – Глина щебенистая твердая (дресвы, щебня до 38 %) (dQ);
- ИГЭ-9 – Суглинок легкий песчанистый тугопластичный (выветрелый песчаник) (eP);
- ИГЭ-10 – Глина дресвяная полутвердая (выветрелый аргиллит) (дресвы, щебня до 50 %) (eP).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						Подпись и дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инов. № подл.

Среди геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку (осложняющих строительство), на исследуемой территории следует отметить процессы подтопления и морозного пучения грунтов.

Согласно приложению И СП 11-105-97 часть II территории кустов скважин и участки проектируемых трасс обустройства по подтопляемости можно отнести:

- территорию площадки скважины № 509 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- территорию площадки скважины № 527 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- территорию площадки скважины № 518 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1);

- трассу нефтегазосборного трубопровода «скв. № 509 - т. вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» на участке П0+00,00 – ПК0+67,18 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу ВЛ-6 кВ от опоры 33 ВЛ-6 кВ фидер № 26 ПС35/6 кВ «ЦППС-1» до скв. № 509 на участке ПК0+00,00 – ПК0+57,41 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу подъезда к скважине № 509 на участке ПК0+00,00 – ПК1+08,18 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу выкидной линии «скв. № 527 - АГЗУ-0614» на участке ПК0+00,00 – ПК16+69,40 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу ВЛ-6 кВ от опоры 25 ВЛ-6 кВ фидер № 8 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 527 на участке ПК0+00,00 – ПК5+71,98 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу подъезда к скважине № 527 на участке ПК0+00,00 – ПК5+27,84 можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

- трассу выкидной линии «скв. № 518 - АГЗУ-0619» на участке ПК0+00,00 – ПК10+50,45 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК10+50,45 – ПК14+35,80 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопляемой в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1);

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

– трассу ВЛ-6 кВ от опоры 10 ВЛ-6 кВ фидеру № 20 ПС35/6 кВ «ЦППС-2» до скв. № 518 на участке ПК0+00,00 – ПК2+00,00 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК2+00,00 – ПК6+44,51 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопленной в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-B1);

– трассу переустройства существующей ВЛ-6 кВ (замена участка от оп. 9 до оп. 11) на участке ПК0+00,00 – ПК1+04,71 (к.тр.) можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1);

– трассу подъезда к скважине № 518 на участке ПК0+00,00 – ПК5+00,00 можно отнести к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A-1), на участке ПК5+00,00 – ПК9+80,50 (к.тр.) можно отнести к потенциально подтопленной в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-B1).

Согласно п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений», с учетом таблицы 5.1 СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» по МС Янаул нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,62 м; для супесей и песков мелких и пылеватых 1,97 м; для крупнообломочных грунтов – 2,40 м.

Для многослойной толщи произведен расчет глубины промерзания:

- для суглинка и грунта галечникового – 1,73 м;
- для суглинка и грунта галечникового – 1,87 м;
- для глины и песка мелкого – 1,69 м.

Категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016:

- по морозному пучению грунтов – весьма опасные;
- по подтоплению – весьма опасные;
- по сейсмичности – умеренно опасные.

Интенсивность сейсмического воздействия (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018, прил. А:

- территория не сейсмична по карте ОСР-2015-В (менее 5 баллов).

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении

1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта

Режим работы проектируемых объектов – непрерывный.
 Постоянные рабочие места проектом не предусмотрены.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист 17

Обслуживание объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 осуществляется согласно утвержденному графику персоналом бригады по добыче нефти и газа № 0601, 0604 ЦДНГ-6.

Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала приведен в таблицах 5, 6. Дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Таблица 5 - Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0601

Профессия	Численность, чел.	Категория по СП 44.13330.2011
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1	2г
Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	22	2г
Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	6	2г
Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда	2	2г
Итого	31	

Таблица 6 - Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0604

Профессия	Численность, чел.	Категория по СП 44.13330.2011
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1	2г
Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	18	2г
Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	10	2г
Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда	2	2г
Итого	31	

Персонал бригады по добыче нефти и газа № 0601 базируется в опорном пункте бригады № 0601, персонал бригады по добыче нефти и газа № 0604 базируется в опорном пункте бригады № 0604.

Мелкий ремонт выполняется бригадой по добыче нефти и газа, обслуживающей месторождение.

Текущие и аварийные ремонтные работы будут проводиться выездными бригадами баз промысла и сервисными организациями, расширение численного состава для которых не требуется.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Обход проектируемых объектов осуществляется бригадой в количестве не менее двух человек по утвержденному графику.

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Медицинское обеспечение персонала организуется в здравпункте ООО «МЕДИС», расположенном в здании АБК ЦДНГ-6 и в ближайших медицинских учреждениях.

1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии

Организации, не относящиеся к нефтепромыслу, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии, отсутствуют.

1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии

Проектируемые объекты расположены в районе населенных пунктов – Танып, Сараши, Константиновка, Нарадка, Сюзань, Игатка.

Ближайшие населенные пункты относительно участков работ (в границах ППТ) согласно данным Публичной кадастровой карты:

– выкидная линия от скв. № 509 до т. вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» расположена в 1651 м северо-западнее от д. Игатка;

– выкидная линия от скв. №527 до АГЗУ-0614 расположена в 912 м юго-западнее от с. Танып.

– выкидная линия от скв. №518 до АГЗУ-0619 расположена в 523 м северо-восточнее от с. Сараши.

В зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии на проектируемом объекте близлежащие объекты не попадают.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							19

2. Анализ безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

В проектируемом оборудовании обращаются пожаровзрывоопасные вещества, создающие угрозу возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации.

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды в составе транспортируемой продукции, приняты по данным ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приведены в таблицах 7 – 10.

Таблица 7 - Характеристика опасного вещества - нефть

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 Название вещества 1.1 Химическое 1.2 Торговое	Нефть – сложная смесь органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Вид	Маслянистая жидкость бурого цвета с характерным запахом	
3 Формула 3.1 Эмпирическая 3.2 Структурная	В состав нефти входят: 1) Предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; 2) Циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); 3) Ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); 4) Многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	
4 Состав основного продукта	Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород, содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87 %, водорода 11-14 %. Сера в нефти содержится частично в свободном виде (до 0,03 %), частично в виде H_2S , но главным образом в виде органических соединений - меркаптидов, сульфидов, сульфоксидов, дисульфидов, тиофенов. Азотистые соединения - пиридины, гидропиридины, хинолины и другие. Кислородные соединения - нафтеновые кислоты, смолистые вещества	Справочник химика. Т.4, М. Наука, 1990
5 Физические свойства: 5.1. Молекулярный вес	226,0	ГОСТ 31610.20-1-2020

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5.2 Температура кипения при давлении 101 кПа, °С	61,9	
6 Данные о взрывоопасности 6.1 Температура вспышки, °С 6.2 Температура самовоспламенения, °С 6.3 Пределы взрываемости: объемные % весовые %	менее 20 от 223 до 375 от 1,26 до 6,5 от 1 до 18	
7 Данные о токсической опасности 7.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ 7.2 Летальная токсодоза Lct50, см ³ 7.3 пороговая токсодоза PCt50, см ³	300 80...100 0,3...0,494	СанПиН 1.2.3685-21 Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
8 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
9 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
10 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
11 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации –	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							21

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	немедленное удаление работающих	
12 Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	<p>Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов, могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырой нефти. Нефть, содержащая мало ароматических углеводородов, действует также, как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражению, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.</p> <p>При возникновении поражающих факторов аварии: воздушная ударная волна, тепловое излучение горящих разливов, возможно получение людьми ожогов I, II степени, травм, вплоть до летального исхода.</p> <p>При разливе нефтепродуктов на воде литр нефти лишает кислорода 40 тысяч литров воды, тонна нефти загрязняет 12 км² водной поверхности. Нефтепродукты в почве необратимо угнетают развитие растений при концентрации свыше 2 г на 1 кг почвы (порог фитотоксичности), происходит задержка или полное выпадение фенофаз в развитии растений, морфологические изменения растений, на 20-30 дней задерживается начало вегетации.</p> <p>При возникновении пожара происходит загрязнение атмосферы продуктами сгорания</p>	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							22

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
13 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) - дыхательные аппараты на сжатом воздухе, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - противогаз с маркой фильтрующего элемента А2В2Е2К2Р3. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии	ГОСТ 12.4.245-2013 Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 № 1122н
14 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе. Методы сбора нефти: ручной и механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке твердых и жидких нефтепродуктов	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
15 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При поступлении токсического вещества через дыхательные пути необходимо пострадавшего вынести в безопасное место или проветрить помещение. При остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание и продолжать непрерывно до восстановления самостоятельного дыхания или прибытия скорой медицинской помощи. После восстановления дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение	МЧС России «Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим», Москва, 2015

Таблица 8 - Физико-химические свойства и состав нефти

Месторождение	Ед. изм.	Батырбайское месторождение Константиновское поднятие						
		Тл 1-б	Тл 1-в	Тл 2-а	Тл 2-б	Бб ₁	Бб ₂	Т
Залежь								
Вязкость в поверхностных условиях	сст.	32,7	32,7	32,7	32,7	101,7	101,7	155
Плотность в поверхностных условиях	г/см ³	0,881	0,88	0,883	0,886	0,913	0,913	0,923
Содержание серы	%	2,34	2,66	2,5	2,5	3,19	3,19	3,76

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						23
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Месторождение	Ед. изм.	Батырбайское месторождение Константиновское поднятие						
		Тл 1-б	Тл 1-в	Тл 2-а	Тл 2-б	Бб ₁	Бб ₂	Т
Залежь								
Содержание парафина	%		4,2	3,52		2,64	2,64	4,4
Газосодержание	нм ³ /т	42,6	42,6	42,6	42,6	40,6	40,6	40

Таблица 9 - Характеристика опасного вещества – попутного нефтяного газа

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Попутный нефтяной газ		
1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов и неорганических соединений	
3 Параметры газа	Характеристика приведена ниже (таблица 10)	Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, объемный %		
3.2 Плотность газа, кг/м ³		
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожароопасности		ГОСТ 31610.20-1-2020
4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, %	4,4 – 17	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	СанПиН 1.2.3685-21
6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м ³	900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С)) 3 (H ₂ S в смеси с углеводородами С1-С5)	
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	Вредные вещества в

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

24

Изм. Ключ. Лист № док. Подпись Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.3 PCt ₅₀	720 (по этану)	промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	
8 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих.	
9 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За считанные минуты наступает удушье, блокируются обонятельные рецепторы. При повышенной концентрации наступает смерть.	
10 Средства защиты	Применение средств индивидуальной защиты в случае высоких концентраций	
11 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Гибель от асфиксии можно предотвратить, если немедленно начать искусственное дыхание и проводить его в течение длительного времени. Срочная госпитализация.	

Физико-химические свойства и состав, попутного нефтяного газа приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

Залежь	Относит. плотн. газа при станд. сепарации кг/м ³	Химический состав газа г/см ³										Газ. фактор по результатам ступенчатой разгазирования м ³ /т
		Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо бутан	Норм. бутан	Изоп ентан	Норм. пентан	Угле кислый газ	Серо водород	
Т	1,245	15,1	40,8	19,2	14,6	2,1	4,5	1,7	1,3	1	отс.	

Взам. инв. №	Физико-химические свойства и состав, попутного нефтяного газа приведены в таблице 10.											
	Таблица 10 – Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа											
Подпись и дата	Химический состав газа г/см ³											
	Залежь	Относит. плотн. газа при станд. сепарации кг/м ³	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо бутан	Норм. бутан	Изоп ентан	Норм. пентан	Угле кислый газ	Серо водород
Инав. № подл.	Т	1,245	15,1	40,8	19,2	14,6	2,1	4,5	1,7	1,3	1	отс.
	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH					Лист
												25

Бб	1,245	15,1	40,8	19,2	14,3	2,1	4,5	1,7	1,3	1	отс.	48
Тл ₂	1,328	16,4	35,9	14	19,1	9,8	9,8	4	4	1	отс.	48
Тл ₁	1,351	16,6	35,3	14	18,7	9,8	9,8	4,7	4,7	0,9	отс.	45

Таблица 11 – Физико-химические свойства пластовой воды

Месторождение	Горизонт	Плотность г/см ³	рН	КВЧ мг/л	H ₂ S мг/л	Солевой состав мг/л					
						Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ⁺	Na+K ⁺
Батырбайское	Бб	1,18	7,2	73	34	162974	544	48.8	18428	4128	77028
(Константиновское поднятия)	Тл	1,18	7,2	73	34	157985	547		17959	3969	77881

2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на объекте, приведен ниже (таблица 12).

Таблица 12 – Перечень основного проектируемого оборудования и сооружений

Наименование	Кол-во, шт./м	Расположен ие	Назначен ие	Характеристика
Добывающая скважина № 509	1	площадка скважины № 509	добыча нефти	Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601»	117,1	трасса трубопровод а	транспор т нефти	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием
Добывающая скважина № 527	1	площадка скважины № 527	добыча нефти	Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							26

Наименование	Кол-во, шт./м	Расположение	Назначение	Характеристика
Устьевой блок подачи реагента (УБПР)	1	площадка скважины № 527	транспорт нефти	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614»	1694,20	трасса трубопровода	транспорт нефти	Ø89x5 ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием
Добывающая скважина № 518	1	площадка скважины № 518	добыча нефти	Скважина оборудуется погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Диаметр условного прохода ствола – 65 мм
Устьевой блок подачи реагента (УБПР)	1	площадка скважины № 527	транспорт нефти	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619»	1467,6	трасса трубопровода	транспорт нефти	Ø89x5 ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В ГОСТ 8731-74, с наружным покрытием

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по проектируемому оборудованию приведены в таблице 13

Таблица 13 – Распределение опасного вещества по оборудованию

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
						наименование оборудования, № по схеме	количество единиц оборудования	в ед. оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
						Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601»	117,1	0,515	0,515	жидкость	4,00	+5
						Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614»	1694,20	7,449	7,449	жидкость	4,00	+5
						Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619»	1467,60	6,453	6,453	жидкость	4,00	+5
						Всего опасного вещества – нефть (нефтегазовая смесь), т			14,42			
						2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						Лист
												27

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

2.3.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Площадки скважин № 509, 527, 518

Устьевая арматура размещается на приустьевой площадке с бордюром по периметру.

Для ограничения возможного разлива нефти приустьевая площадка обустраиваемой скважины согласно п.7.1.10 СП 231.1311500.2015 ограждается по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м, выполненном из железобетона. В соответствии с п.7.1.8 СП 231.1311500.2015 площадки реконструируемых скважин обвалованы. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки по верху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5.

Сбор производственно-дождевых и дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземные канализационные ёмкости.

В соответствии с заданием на проектирование способ эксплуатации предусматривается штанговыми глубинными плунжерными насосами (ШГН).

Проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьевой арматуры для автоматического отключения штангового глубинного плунжерного насоса при понижении $P < 0,3$ МПа или повышении давления в трубопроводе $P > 4,0$ МПа.

К строительству надземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные $\varnothing 89 \times 5,0$ мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

К строительству подземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные $\varnothing 89 \times 5,0$ мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Замер дебита добывающих скважин № 509, 527, 518 предусмотрены счетчиками СКЖ, установленными на приустьевой площадке скважин.

Для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании предусматриваются штанги с полиамидными скребками при способе эксплуатации ШГН.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH					Лист
					28

Для очистки выкидных трубопроводов со скв. № 527, 518 от АСПО предусматривается подача реагента устьевым блоком подачи реагента (УБПР), количество и марка реагента определяется Заказчиком ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

На приустевых площадках устанавливаются знаки безопасности и делаются соответствующие надписи в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026.

Промысловые трубопроводы

Надежность и устойчивость проектируемых трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016);

- устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;

- обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного антикоррозионного покрытия.

Для снижения аварийных выбросов в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме узлов подключения;

- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме узлов подключения к ГЗУ;

- прокладка трубопровода на переходе через автодорогу в защитном кожухе;

- при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры;

- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды при производстве ремонтных работ;

- нефтепроводы приняты стальные на давление, превышающее технологическое;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- наличие наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов;
- система контроля сварных соединений трубопроводов;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики участков перехода через автодороги;
- расположение проектируемых трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

К строительству проектируемых трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20, группы В по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Трубы стальные бесшовные должны быть из катаной или ковальной заготовки по ГОСТ 1050-2013, с ударной вязкостью не ниже 30 Дж/см², с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы.

Нормативный срок службы трубопровода – не менее 25 лет.

Рабочее давление проектируемых трубопроводов принято 4,0 МПа.

Трассы трубопроводов приняты по оптимальному пути и предусматриваются согласно акту выбора земельных участков.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки нефтепроводов.

Глубина заложения трубопроводов от уровня земли до верха трубы принята на глубину не менее:

- 0,8 м на непахотных землях;
- 1,0 м на пахотных землях.

Ширина траншеи принята исходя из диаметра проектируемого трубопровода в соответствии с требованиями НТД.

При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними принимается не менее 350 мм, а пересечение под углом не менее 60°.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист 30
------	--------	------	--------	---------	------	--------------------------	------------

Расстояние от проектируемых трубопроводов принято в соответствии с СП 284.13258.2016 (п. 9, 23, табл. 7) и ПУЭ (табл. 2.5.40):

- до притрассовых постоянных дорог, предназначенных для обслуживания трубопроводов - не менее 10 м до подошвы насыпи;
- при параллельной прокладке до действующих трубопроводов – не менее 5 м;
- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-6 кВ осуществляется на расстоянии не менее 5 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-6 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 5 м.
- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-110 кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-110 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 10 м;
- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-500 кВ осуществляется на расстоянии не менее 25 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-500 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 25 м.

Проектной документацией определены опасные участки прохождения трассы промыслового трубопровода, к которым относятся пересечения с автодорогами.

Для опасных участков промыслового трубопровода проектной документацией предусмотрены меры безопасности, снижающие риск аварии:

- прокладка трубопровода на переходе через автодорогу в защитном кожухе;
- 100 % контроль сварных соединений радиографическим способом в составе всего трубопровода;
- увеличенная относительно расчетной толщина стенки труб в составе всего трубопровода;
- проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики участков перехода через автодороги.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулова на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры DN80 PN40. С учетом расположения скважины в непосредственной близости от границы разлива ГВВ 10% (расстояние от обвалования до границы ГВВ 10% составляет 104 м), а также с целью исключения дублирования арматуры проектом предусмотрена установка запорной арматуры выше уровня ГВВ 10% на приустьевой площадке скважины № 518 с одной стороны и на ПК 4+45,0 - с другой стороны подводного перехода.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые (климатическое исполнение УХЛ1) с ручным приводом в климатическом исполнении УХЛ1. Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Изоляция наружной поверхности деталей подземного трубопровода предусмотрена термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция сварных стыков участков трубопровода в полевых условиях выполняется термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП».

Все сварные соединения подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Согласно ВСН 012-88 дополнительно подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым или магнитографическим методами в объеме 100 % сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры.

Для особо опасных участков трубопровода (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) необходимо выполнить предпусковую внутритрубную приборную диагностику, согласно требований п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534.

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

Трассы трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.12 СП 284.1325800.2016 и Приказа Ростехнадзора от 11.12.2020 г. № 517 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, через каждые 500 м, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						32
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

2.3.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Выбор материалов и конструкций произведён в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений: из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства.

Конструктивная часть проектной документации выполнена в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными Госстроем России, исходя из требований технологического процесса, размещения инженерного и технологического оборудования, условия эксплуатации, возможностями подрядной строительной организации, климатическими и гидрогеологическими особенностями площадки строительства (см. тома 3.2, 4.2).

Размещение объектов на площадках строительства обусловлено технологической схемой производства и генеральным планом.

Строительные конструкции надземной части, фундаменты и основания сооружений по прочности и устойчивости соответствуют требованиям статьи 7 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ и обоснованы расчетами.

Прочность, устойчивость, пространственная неизменяемость запроектированных сооружений обеспечивается жесткостью основных конструкций, фундаментов, материалов и надежностью их соединений. Требуемая долговечность обеспечивается выбором основных конструкций, строительных материалов, имеющих надлежащую огнестойкость, морозостойкость и влагостойкость.

Размеры и компоновка производственных и вспомогательных сооружений приняты из условия размещения в них необходимого технологического оборудования и коммуникаций с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта.

Конструктивные и объемно-планировочные решения обеспечивают оптимальную технологичность при изготовлении, монтаже, ремонте и эксплуатации.

Конструктивные решения сооружений приняты на основе климатических и геологических условий строительства:

- рассчитаны на климатические условия размещения в соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;

- компоновочные решения расположения технологического оборудования с учетом свойств находящегося (образующихся) веществ и материалов;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

– ограничения пожара и разрушения от взрыва.

Принятое конструктивное исполнение строительных элементов сооружений обеспечивает:

- необходимую технологичность при изготовлении и сборке на заводе, транспортировании, монтаже и эксплуатации;
- минимальную массу строительных конструкций на основе применения новых эффективных материалов;
- максимальную надежность и эстетичность строительных конструкций.

Конструктивные решения сооружений, принятые несущие конструкции обеспечивают прочность и устойчивость сооружений, а также безопасную эксплуатацию объекта в течение расчетного срока эксплуатации и соответствуют требованиям Федерального закона № 123-ФЗ, СП 56.13330 «Производственные здания».

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с ВЛ-110 кВ, ВЛ-500 кВ предусматривается в соответствии с техническими условиями, выданными эксплуатирующей организацией.

Прокладка проектируемого трубопровода в пределах охранной зоны ВЛ-500 кВ предусматривается подземным способом на глубине не менее 1,2 м в футляре. Расстояние от фундаментов опор ВЛ до любой части проектируемого трубопровода предусмотрено не менее 25 м. Угол пересечения с ВЛ предусмотрен не менее 60°.

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с подземными кабелями связи предусматривается в соответствии с техническими условиями: проектируемый трубопровод прокладывается ниже существующих линий и сооружений связи на 0,5 м, под углом, близким к 90°. Существующий кабель связи защищается стальной конструкцией из швеллера.

Пересечение проектируемого трубопровода со скважины № 527 с существующими сетями газораспределения предусматривается в соответствии с техническими условиями: расстояние между ними принимается не менее 0,35 м, существующий газопровод заключается в разрезной кожух (футляр), выходящий на 10 м в обе стороны от оси проектируемого трубопровода. В соответствии с п. 5.2.3 СП 62.13330.2011 на одном конце футляра предусмотрена контрольная трубка, выходящая под защитное устройство (ковер).

В соответствии с п. 891 Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому,

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							34

технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 при пересечении выкидного трубопровода со скважины № 518 р. Тулва предусматривается защитный кожух.

Протяженность защитного кожуха на переходе через р. Тулва принята, исходя из профиля заложения трубы и вывода концов кожуха за границу меженного горизонта воды не менее, чем за 25 м. Проектом определены границы кожуха на глубине 1,5 м с одной стороны и 2,26 м с другой стороны с целью обеспечения технической возможности замены трубы в кожухе, исключая строительные работы в русле водотока.

При подземном переходе через автодорогу прокладка трубопровода предусматривается в кожухе под углом близким к 90°.

При пересечении проектируемой дорогой существующих действующих коммуникаций предусматриваются защитные разрезные кожухи.

Кожух предусматривается на глубине не менее 1,4 м от верха покрытия дороги (площадки) до верхней образующей защитного кожуха и не менее 0,5 м от дна кювета. Концы футляра должны быть выведены на 5 м от бровки земляного полотна.

В целях предотвращения повреждения трубопровода со скв. № 527 при расчистке охранной зоны ВЛ-110, ВЛ-500 кВ тяжелой техникой в месте пересечения предусмотрены защитные кожухи.

Кожухи предусматриваются из трубы стальной электросварной прямошовной сталь 10 группы В по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80. Для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-направляющие кольца. Для герметизации пространства между защитным кожухом и трубопроводом и исключения разлива транспортируемого продукта на концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002. Для защиты манжет устанавливается укрытие защитное типа УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Подземный кожух покрывается в трассовых условиях антикоррозийной изоляцией ленточной полимерной усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 15 таблица 1).

Переходы трубопроводов через автодороги с грунтовым покрытием осуществляются открытым способом.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скважины № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры. Для исключения дублирования запорной арматуры, отключающая арматура, с одной стороны водной преграды, предусмотрена на приустьевой площадке скважины № 518.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые (климатическое исполнение УХЛ1) с ручным приводом в климатическом исполнении УХЛ1. Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Узел запорной арматуры размещается в ограждении (высота 2,2 м) с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто». Теплоизоляция узла запорной арматуры не предусматривается. Для контроля давления в трубопроводах устанавливаются показывающие манометры коррозионноустойчивые.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Производственно-дождевая и дождевая канализация

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземные канализационные ёмкости.

Для приема производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок добывающих скважин предусмотрены канализационные цельносвариваемые емкости объемом 4 м³.

Диаметр канализационного трубопровода предусматривается не менее 200 мм, уклон трубопровода от дождеприемного колодца до емкости с гидрозатвором не менее 0,02.

На площадке скважины № 518 предусмотрен сбор поверхностных стоков с обвалованной территории, поскольку данная площадка попадает в водоохранную зону р. Тулва.

Для приема дождевых стоков от обвалованной территории площадки скважины № 518 предусмотрена канализационная емкость объемом 25 м³ типа ЕП по ТУ 3615-145-00217298-2001. Емкость оборудована подводящими и отводящими патрубками, люками, дыхательным стояком.

Сети канализации предназначены для работы в период с положительными температурами воздуха.

Перед началом зимнего периода осуществляется консервация систем водоотведения, которая включает в себя опорожнение самотечных сетей производственно-дождевой и дождевой канализации (в том числе опорожнение канализационных емкостей).

Минимальная глубина заложения сети канализации принимается в соответствии с п.6.2.4 СП 32.13330.2018, а также из условия пучинистости грунтов.

В целях предотвращения распространения огня по сети производственно-дождевой канализации предусматривается гидравлический затвор высотой не менее 0,25 м в канализационных емкостях.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Для сообщения внутреннего пространства емкости с окружающей атмосферой предусматривается дыхательный стояк высотой 3 м диаметром 108x4 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 20 группы В по ГОСТ 10705-80 с огнепреградителем.

По мере заполнения емкостей выполняется откачка и вывоз стоков автотранспортом для дальнейшего использования в системе ППД после отделения от нефти и очистки на существующих очистных сооружениях на УППН «Константиновка».

Подземные емкости:

- класс взрывоопасной зоны по ПУЭ – В-Iг;
- категорию и группу взрывоопасной смеси по ПУЭ – ПА-ТЗ;

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте» (далее – ПМЛА), утвержденным руководителем предприятия.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПМЛА.

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

В соответствии с требованиями статьи 21 Федерального закона № 69-ФЗ для всех производств в обязательном порядке разрабатываются планы тушения пожаров. Планы должны содержать расчеты сил и средств, необходимых для тушения вероятных пожаров на объекте, данные о пожарно-технических характеристиках технологических процессов и обрабатываемых веществах и материалах, о лицах, назначенных для работы в штаб пожаротушения, об объемно-планировочных и конструктивных решениях защищаемого объекта, о маршруте следования и организации проездов и подъездов пожарной техники, данные о противопожарной защите объекта.

План тушения пожара производственного объекта согласовывается в установленном законом порядке, копия плана передается в подразделение пожарной охраны, непосредственно осуществляющее защиту объекта.

На основании ст. 36 Федерального закона № 384-ФЗ безопасность проектируемых сооружений в процессе эксплуатации должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния средств противоаварийной защиты.

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

						2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		37

Периодичность проверок и технического обслуживания средств контроля и управления технологическим процессом, электрооборудования устанавливается соответствующими инструкциями, техническими регламентами, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией. Сроки проверок и технического обслуживания в вышеозначенных регламентирующих документах не должны противоречить требованиям технической документации заводов-изготовителей.

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

По функциональному назначению и с учетом пожарной, взрывной и взрывопожарной опасности территория площадок скважин № 509, 527, 518 разделены на зоны: зона размещения эксплуатационной скважины с приустьевой площадкой, зона основных технологических сооружений системы сбора, и транспорта нефти, зона установок вспомогательного технологического и нетехнологического назначения, зона коммуникаций, зона проездов.

Проектируемые внутриплощадочные проезды запроектированы шириной не менее 3,5 м. Проектируемые проезды обеспечивают доступ ремонтного, аварийного и пожарного транспорта ко всем проектируемым сооружениям. Проезды запроектированы по тупиковой схеме, заканчиваются разворотными площадками размером в плане не менее 15,0x15,0 м. Поперечный профиль проектируемых проездов односкатный и двускатный. Радиусы закруглений проезжей части по основным внутриплощадочным проездам приняты 9 м.

На территории площадок скважин проезды запроектированы с твердым покрытием. Проезды приподняты над прилегающей территорией на 0,3 м.

Противопожарные расстояния в пределах площадок скважин приняты в соответствии с таблицей 2 СП 231.1311500.2015, Приложением № 3 Федеральных норм и правил «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и ПУЭ.

Расстояние от устья проектируемой скважины до проектируемого блока КТП принято не менее 60 м (таблица 7.3.13 ПУЭ), до блока подачи реагента - не менее 9 м (таблица 2 СП 231.1311500.2015), расстояние от проектируемой канализационной емкости до ближайших сооружений принято не менее 9 м (таблица 2 СП 231.1311500.2015).

Расстояние от устья реконструируемой скважины № 509 до лесного массива смешанных пород принято 100 м. У границы лесного массива предусмотрено устройство вспаханной полосы земли шириной не менее 5метров (СП 231.1311500.2015 п.6.1.7, табл.1).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH					Лист
					38

Размещение проектируемых трубопроводов принято на основании п.1.2 СП 231.1311500.2015 в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 (см. выше п. 2.3.1, 2.3.2).

Технические решения по противопожарной защите технологических узлов и систем направлены на исключение образования горючей среды и источников зажигания, предотвращение распространения вероятных пожаров, обеспечение безопасности людей и безопасной эксплуатации технологических установок.

Формирование паровоздушных смесей, способных гореть и взрываться при внесении в горючую среду источника зажигания, возможно в случае разгерметизации нефтепроводов.

Перед началом проведения огневых работ необходимо взять анализ воздуха для определения возможности ведения огневых работ. В процессе проведения работ осуществлять контроль за состоянием парогазовоздушной среды в технологическом оборудовании, на котором проводятся огневые работы, и в опасной зоне.

Необходимо предусмотреть обеспечение защиты от проявлений статического электричества.

Движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды, где возможно образование взрывоопасной смеси, разрешается только при оборудовании выхлопной трубы двигателя искрогасителем.

Исключение условий образования горючей среды на проектируемом объекте обеспечиваться следующими способами:

- применением негорючих веществ и материалов в конструкции проектируемых сооружений;
- ограничением массы и объема горючих веществ объемами технологических установок;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания, за счет герметизированной схемы технологического процесса;
- устойчивостью трубопроводов к механическим напряжениям и химическому воздействию, достигаемой посредством использования высокопрочных материалов; исключением фланцевых и резьбовых соединений (кроме мест установки запорной арматуры); подземной прокладкой трубопроводов; применением антикоррозийных технологий;
- установкой пожароопасного оборудования на открытых площадках.

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

								2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				39

Исключение условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания на проектируемом объекте достигаться:

- применением электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;
- применением быстродействующих средств защитного отключения электроустановок или других устройств, исключающих появление источников зажигания;
- устройством молниезащиты сооружений и оборудования;
- отводом зарядов статического электричества путем заземления оборудования и коммуникаций;
- применением искробезопасного инструмента и использованием специализированной одежды и обуви, не способных вызвать искру при работе с легковоспламеняющимися жидкостями.

Защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий их воздействия обеспечиваются следующими способами:

- применение решений, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага посредством соблюдения соответствующих противопожарных разрывов между существующими и проектируемыми зданиями и сооружениями.

Комплекс организационно-технических мероприятий по пожарной безопасности для проектируемого объекта включают в себя:

- организацию проведения технологических процессов в соответствии с регламентами, правилами технической эксплуатации и другой, утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией;
- организацию использования оборудования для пожароопасных и пожаровзрывоопасных веществ и материалов соответствующего конструкторской документации;
- организацию эксплуатации и надзора за системами контроля технологических параметров;
- разработку и утверждение инструкций по обеспечению пожарной безопасности и действию персонала при возникновении пожара;
- организацию обучения персонала мерам пожарной безопасности на производстве;
- организацию взаимодействия персонала объекта с подразделениями пожарной охраны при тушении пожаров.

Характеристика проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 14.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						Лист
						40

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 14 – Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Наименование обращающихся веществ и материалов, группа горючести по ГОСТ 12.1.044-89	Категория зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности по № 123-ФЗ
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ, Твсп. менее 28°С	АН
Технологический блок УБПР	Реагент – ЛВЖ, Твсп. менее 28°С	АН
Технологический блок КТП	Масло трансформаторное – ГЖ, Твсп. 135°С	ВН

Проектируемые нефтепроводы, канализационные емкости в определении п.23 ч. 2 ст. 2 № 384-ФЗ являются сооружениями, представляющими собой линейную строительную систему. На основании ч. 11 ст. 27 № 123-ФЗ категории сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из доли и суммированной площади помещений той или иной категории опасности в этом сооружении. Поскольку данные сооружения не имеют в своем составе помещений, то, соответственно, не категоризируются по взрывопожарной опасности.

2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

К объектам автоматизации, согласно заданию на проектирование, относятся (см. том 4.5.2 (2021/354/ДС112-PD-IO5.2):

- добывающие скважины № 509, 518, 527 Батырбайского месторождения;
- устьевые блоки подачи реагента УБПР – 2 шт.

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Проектируемые скважины эксплуатируются способом ШГН. Скважины оборудованы штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки ПШСН80-3-40 в комплекте со станцией управления.

Блочно-комплектное оборудование скважины обеспечивает управление, защиту и контроль параметров работы насоса.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

Лист

41

Для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3$ МПа и $\geq 4,0$ МПа) на устье каждой скважины проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса.

Для контроля и управления технологическим процессом на каждой скважине предусмотрено:

- местное и дистанционное измерение давления на выкиде;
- состояние насоса (дискретный сигнал);
- мониторинг параметров работы СУ ШГН по RS-485;
- дистанционный «Останов» насоса дискретным сигналом с АРМ ДП ЦДНГ-6.

Для скважин № 518 и 527 предусматривается установка УБПР.

Для УБПР предусмотрено:

- местный визуальный контроль уровня реагента в емкости с дистанционной сигнализацией минимального уровня;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения давления в нагнетательной линии относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения температуры в емкости относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация включения/отключения насоса-дозатора;
- управление обогревом емкости по заданным значениям с дистанционной сигнализацией включения/отключения обогрева;
- повторное включение насоса-дозатора после пропадания электропитания;
- отключение насоса-дозатора при недопустимом отклонении давления в линии нагнетания и при минимальном уровне реагента в емкости;
- передача данных в систему телемеханики ЦДНГ-6 по RS-485.

Проектом предусматривается интеграция проектируемых объектов в систему телемеханики ЦДНГ-6. Экспорт данных в АСОДУ осуществляется по существующим каналам КССПД ООО «ИНФОРМ». Передача данных с площадок проектируемых скважин на АРМ ДП ЦДНГ-6 предусматривается по LTE/NB-IoT. Прикладное ПО для проектируемого контроллера разрабатывается заводом-изготовителем шкафа телемеханики и входит в комплект поставки шкафа.

В проекте рассмотрены два варианта передачи данных от существующих шкафов телемеханики в аппаратурных блоках существующих АГЗУ. Вариант 1 – существующие УКВ каналы передачи данных (2021/354/ДС112-PD-ILO5.2.GCH-4). Вариант 2 – при реализации

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

смежного проекта «Техническое перевооружение АСУТП объектов добычи ЦДНГ-6» (2021/354/ДС112-PD-ПЛО5.2.GCH-5).

На верхнем уровне СТМ ЦДНГ-6 доработка программного и информационного обеспечений предусмотрена в рамках поставки шкафа телемеханики, в АСОДУ доработка предусмотрена в ходе проведения ПНР.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

Для достижения первой категории надёжности электроснабжения питание шкафа телемеханики осуществляется с использованием ИБП типа «on-line», гарантирующего работоспособность системы автоматизации при аварийных ситуациях в системе электроснабжения.

Все технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ и инструкциями заводов-изготовителей.

Все приборы имеют соответствующие сертификаты РФ.

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка» или «искробезопасная цепь» и сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасной среде».

Коммутационная аппаратура и контроллер устанавливаются в обогреваемом шкафу телемеханики уличного исполнения, который устанавливается вне взрывоопасной зоны.

Все электрические проводки выполняются экранированным контрольным кабелем с медными жилами сечением не менее 1,0 мм² в изоляции марки КВВГЭнг(А), не распространяющим горение при групповой прокладке. Для последовательной передачи данных используется кабель для промышленного интерфейса КИПЭВнг(А)-LS.

От приборов до шкафа телемеханики кабельная продукция прокладывается:

- по приустьевой площадке скважины в трубах, металлорукавах в ПВХ-оболочке;
- по территории кабели прокладываются в траншее (на глубине 1,0м) в защитной пластиковой трубе.

При совместной прокладке контрольного и силового кабелей в одной траншее расстояние между ними должно составлять не менее 0,1 м.

Кабельные линии напряжением ~220В и ±24В прокладываются в отдельных трубах.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

3. Анализ риска

В качестве критерия необходимости проведения количественной оценки риска может быть использована матрица «вероятность - тяжесть последствий» (приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»»).

Таблица 15

Частота возникновения событий, год ⁻¹		Тяжесть последствий событий			
		<i>катастрофическое событие</i>	<i>критическое событие</i>	<i>некритическое событие</i>	<i>событие с пренебрежимо малыми последствиями</i>
Частое событие	> 1	А	А	А	С
Вероятное событие	1 – 10 ⁻²	А	А	В	С
Возможное событие	10 ⁻² - 10 ⁻⁴	А	В	В	С
Редкое событие	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	< 10 ⁻⁶	В	С	С	Д

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта; невозможному ущербу окружающей среде;
- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;
- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Уровни риска:

- А - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
- В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

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

– С - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

– Д - риск пренебрежимо мал, анализ и принятие мер безопасности не требуется.

При нормальной эксплуатации проектируемых объектов отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, персонал / население. Потенциальная опасность проектируемых объектов заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций – разгерметизация трубопроводов и оборудования, пожар разлития, взрыв ТВС, пожар-вспышка.

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте

Анализ статистических данных и отчетов комиссий по расследованию причин возникновения аварийных ситуаций на объектах нефтяной и газовой отрасли показал, что они могут быть условно объединены в следующие группы:

- отказы и неполадки технологического оборудования;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- «внешние» воздействия природного и техногенного характера.

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварий на проектируемом объекте.

1 Причины аварий, связанные с отказами и неполадками технологического оборудования:

- коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов

Опасности, связанные с физическим износом и коррозией, могут привести к аварийной разгерметизации и выбросу опасных веществ в окружающую среду.

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

								2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			45	

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.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов.

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования может привести как к частичному, так и к полному разрушению технологического оборудования, емкостей и технологических трубопроводов.

Причины, связанные с типовыми процессами

Основными типовыми процессами являются процессы добычи и транспортирования нефти. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине присутствия пластовой воды, солей и сероводорода). Возможно образование топливовоздушных смесей.

Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки, аппаратуры КИП и А.

2 Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания;
- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие или ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без наряда-допуска;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и охраны труда;

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- нарушение (повреждение), отключение системы взрывозащищенности оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- ошибочные действия водителей транспортных средств, механическое повреждение.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

3 Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера:

Разряд атмосферного электричества.

Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

Опасные природные явления.

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более), которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

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.

Не рассматривается, поскольку объект находится не в сейсмоопасной зоне (возможность возникновения один раз в 100 лет сейсмических условий с интенсивностью колебаний от пяти до шести баллов), оползневые и карстовые явления в зоне расположения не наблюдались.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							47

Падение самолета, вертолета.

Падения самолета, вертолета для территории расположения проектируемого объекта маловероятны. Над территорией проектируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний. Вероятность этого события не превышает 10^{-7} 1/год.

Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Террористические акты и акты вандализма также маловероятны.

Проектируемый объект расположен вдали от транспортных магистралей. На территорию объекта посторонним въезд и проход запрещен. Частота не превышает $1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, поскольку объект обеспечен надежной охраной.

Все перечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов, и явиться причиной возникновения аварийных ситуаций различных масштабов.

3.1.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Исходя из представленных выше характеристик проектируемого объекта (количества и свойств опасных веществ, технологии и аппаратурного оформления, технических решений по обеспечению безопасности), анализа известных аварий, анализа условий возникновения и развития аварий целесообразно определить и использовать на последующих этапах анализа сценарии и их дальнейшее развитие.

Каждая происшедшая или возможная авария на опасном объекте по совокупности всех признаков от момента инициализации до полной ликвидации последствий специфична и неповторима. Однако, по ряду параметров, признаков и показателей, определяющих уровень опасности для человека, объектов прилегающей производственной зоны и окружающей среды, все аварии могут быть сгруппированы во множества, для которых применимы количественные и качественные оценки по основным показателям последствий.

В абсолютном большинстве известных аварий начальная стадия - освобождение опасных веществ из закрытого (или герметичного) технологического оборудования. Степень разгерметизации аварийного объекта имеет определяющее значение для характера дальнейшего развития аварии и тяжести ее последствий. В последующих расчетах и исследованиях приняты две степени разгерметизации:

- полная разгерметизация, при которой прогнозируется разрушение объекта с высвобождением всего количества, содержащегося в нем опасного вещества;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

– частичная разгерметизация, когда в результате инициирующих событий образуется место истечения с эффективной площадью истечения опасного продукта от 0,0003 до 0,0005 м² (эквивалентно отверстиям диаметром от 20 до 25 мм).

Взрывопожароопасные вещества после высвобождения из закрытых (герметичных) систем в зависимости от их природы и физических параметров состояния в аварийном оборудовании или транспортной системы могут образовывать:

– разлития опасных продуктов по свободной площади или в пределах ограждений (обвалований); это явление присуще горючим жидкостям (ГЖ), легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ);

– облака топливно-воздушной смеси (ТВС) из парогазовой фазы (ПГФ) содержащейся в аварийной системе и опасного продукта, испаряющегося с поверхности разлитой жидкости;

– струйное истечение опасных веществ из технологического блока при частичной разгерметизации, как жидкой, так и паровой фаз.

Описанные явления могут быть как обособленными, так и в различных сочетаниях с учетом конкретных условий аварии.

Высвобожденные в результате аварии взрывопожароопасные вещества при контакте и смешении с кислородом воздуха, при появлении источника зажигания достаточной мощности склонны к дальнейшим физико-химическим превращениям в форме взрывов и горений.

Эта стадия развития аварий достаточно сложна, многообразна и во многом определяется характером высвобождения опасных веществ и их природой. Для образующихся в результате аварий облаков ТВС приняты и исследованы стадии с последующими вариантами превращений:

- взрыв облака ТВС;
- пожар пролива;
- сгорание облака ТВС в виде «пожара-вспышки»;
- рассеивание облака ТВС.

Образование облаков ТВС происходит в случаях выброса из разгерметизированного или разрушенного оборудования значительных количеств опасного вещества в паровой (газовой) фазе или мгновенного испарения опасного вещества из жидкой фазы за счет значительного перегрева. Далее происходят газодинамические процессы смешения паров опасного вещества с воздушной массой и появление на внешних слоях парогазового облака массивов смеси с концентрациями опасного вещества в пределах между нижним и верхним концентрационными пределами воспламенения.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							49

При появлении источника зажигания может происходить взрывное превращение облака ТВС, основным поражающим фактором которого является взрывная ударная волна, или сгорание облака ТВС с низкой скоростью распространения фронта пламени в режиме «пожара-вспышки», в этом случае основным поражающим фактором является тепловое воздействие (термическое поражение).

Из вариантов возникновения и развития аварий наиболее вероятными могут быть аварии, возникающие при незначительных нарушениях герметичности оборудования, например, при нарушении плотности фланцевых соединений, образовании свищей, нарушения герметичности трубопроводной арматуры.

Аварии с пожарами и взрывами менее вероятны, но приводят к более серьезным последствиям и потому являются более опасными.

Предварительная оценка опасностей производится, согласно Приказу Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387.

В перечне аварийных ситуаций применительно к каждому участку и технологической установке промышленного предприятия выделяются группы аварийных ситуаций, которым соответствуют одинаковые модели возникновения и развития аварии.

Для определения частоты нежелательных событий используется логический метод анализа «дерево событий». Анализ возникновения аварий показывает, что крупные чрезвычайные ситуации, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии (отказы оборудования, ошибки человека, нерасчетные внешние воздействия, разрушение, выброс, рассеяние веществ, воспламенение, взрыв, интоксикация).

Анализ «дерева событий» (АДС) - алгоритм построения последовательности событий, исходящих из основного события (аварийной ситуации). Используется для анализа развития аварийной ситуации. Частота каждого сценария развития аварийной ситуации рассчитывается путем умножения частоты основного события на условную вероятность конечного события (например, аварии с разгерметизацией оборудования с горючим веществом в зависимости от условий могут развиваться как с воспламенением, так и без воспламенения вещества).

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на проектируемом объекте, обусловленных возможными иницирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения иницирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии), с использованием программного комплекса для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

На рисунках 1, 2 представлены схемы возможных развития аварийных ситуаций.

Условная вероятность каждого события определена экспертным путем с учетом информации, приведенной в литературных источниках, с учетом интенсивности истечения и массы выброшенного вещества.



Рисунок 1 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь



Рисунок 2 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь

Аварийные ситуации не рассматриваются для всех ОВ с давлением насыщенных паров менее 3 кПа (в помещении) и 10 кПа (на открытой площадке) условные вероятности событий образования ТВС которых равны 0 (Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 414).

На основании результатов проведенного анализа, с учетом вероятности реализации аварий, к рассмотрению приняты группы сценариев для наиболее опасного оборудования, приведенные в таблице 16.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	
Изм.	Кодуч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата
2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	
Лист 51	

Таблица 16

Название сценария	Схема развития сценария
С1 Выброс опасного вещества	Полное или частичное разрушение оборудования → истечение нефти →загрязнение окружающей среды
С2 Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества, образование облака ТВС → взрыв ТВС при условии наличия источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной, экологическое загрязнение
С3 Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С4 Пожар-вспышка	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → образование ТВС (за счет испарения опасных веществ) → вспышка ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение оборудования и персонала, загрязнение ОС

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

3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии

В настоящем разделе изложена методология оценки риска аварий и чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте, включая оценки возможных потерь и частот их реализации.

При анализе уровня опасности проектируемого объекта использовались методы моделирования процессов и событий, объективно характеризующие исследуемые явления в области определяемых критериев и оценок. К числу моделируемых процессов относятся:

- статистически обоснованные схемы событий, инициирующих возникновение, развитие и логическую последовательность этапов аварий;

Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						52		
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

– физико-химические явления аварии (выбросы опасных веществ, формирование облаков ТВС опасных продуктов их последующие превращения – взрыв, рассеивание или сгорание, пожар разлитий);

– формы проявления поражающих факторов возможных аварий, прогнозируемые зоны их действия, интенсивность и продолжительность воздействия поражающих факторов;

– ожидаемые последствия воздействия поражающих факторов аварий на производственный персонал объекта, производственные и административно-бытовые здания и сооружения, экологические последствия прогнозируемых аварий;

– действия производственного персонала и специальных формирований предприятия в возникающих ЧС (оповещение должностных лиц и служб, запуск и работа технических систем локализации аварии, эвакуация и перемещения персонала, спасательные, неотложные и аварийно-восстановительные работы), а также действия сил и средств сторонних организаций и территориальных формирований МЧС, привлекаемых для ликвидации аварий на проектируемом объекте.

Оценку возможных последствий аварий рекомендуется проводить на основе методических документов, указанных в таблице 17, согласно Руководству по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 414.

Таблица 17

Назначение	Документ
1. Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при воспламенении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 412 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»
2. Расчет концентрации, массы ОБ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ГВС	Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385 «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ»
3. Определение параметров воздействия и зон поражения при горении пролива, огненном шаре, факельном горении	Методика определения величин пожарного риска на производственных объектах. Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Назначение	Документ
4. Расчет параметров воздействия и зон поражения при горении ОБ в зданиях	
5. Расчет параметров воздействия и зон поражения продуктами горения	
6. Расчет параметров воздействия и зон поражения осколками	СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО "Газпром»

Для сценариев с пожаром пролива в случае примерно равных площадей пролива форму пламени при горении рекомендуется аппроксимировать наклонным цилиндром с радиусом, равным эффективному радиусу пролива. Для этого цилиндра определяются параметры теплового излучения в соответствии с п. 23 Приложения 3 к Методике определения величин пожарного риска на производственных объектах.

Для расчета концентрационных полей при рассеивании и дрейфе облака рекомендуется использовать Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. Для расчета размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака размер зоны возможного смертельного поражения людей определяется размерами зоны достижения концентрации, равной половине нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно Приказу Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385.

Массу во взрывоопасных пределах, способную участвовать во взрыве, определим согласно Приложению № 3 к ФНП от 15.12.2020 № 533.

В общем случае для неорганизованных парогазовых облаков в незамкнутом пространстве с большой массой горючих веществ доля участия во взрыве может приниматься равной 0,1. В отдельных обоснованных случаях доля участия веществ во взрыве может быть снижена, но не менее чем до 0,02.

При отсутствии сведений о распределении источников воспламенения и о вероятности зажигания облака расчет зон поражения при взрыве облаков ТВС рекомендуется выполнять из условия воспламенения облака в момент времени, когда облако ГВС достигает наибольшей массы, способной к воспламенению.

Рекомендуется учитывать, что смертельное поражение людей на открытом пространстве достигается при давлении на фронте ударной волны более 120 кПа.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на проектируемом объекте, обусловленных

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

возможными инициирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения инициирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии), с использованием программного комплекса для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска.

Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба (с учетом механизма и специфики возникновения последствий в выбранной группе риска), на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника. При этом для сценариев аварий, зоны потенциального ущерба, от которых формируются под действием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр ее возможных состояний в пределах характерного периода их изменений (в разрезе года).

Основное предположение заключается в том, что в смеси с воздухом участвует индивидуальный газ. В противном случае, характеристики ТВС, должны быть определены отдельно. Поджог облака ТВС, происходит в центре облака. Для оценки количества вещества, способного принимать участие в аварии при полной/частичной разгерметизации трубопровода, а также дрейфа облака ТВС использовалась методика «Токси». Основные допущения, принятые в методике:

- газозвоздушная смесь считается идеальным газом, свойства которой не зависят от температуры;
- истечение/испарение жидкости происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения/испарения;
- разлив жидкой фазы происходит на твердой не впитывающей поверхности;
- при расчете рассеяния ТВС в атмосфере используется гауссова модель диффузии пассивной примеси; осаждение на подстилающую поверхность выброса ТВС и его химические превращения не учитываются;
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы - по высоте постоянны.

При построении полей риска также предполагалось, что распределение ветра по скоростям и по углам М-румбовой схемы (восемь румбов) - нормальное.

При построении полей риска от взрывов ГВС полагалось, что действие населения и персонала - неадекватное, поскольку время действия поражающих факторов данных аварий, в большинстве случаев, не превышает 1,5 мин.

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

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

							2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			55

- режим работы объекта – круглосуточный;
- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;
- год условно делится на два периода – зима (октябрь – апрель) и лето (апрель – октябрь), при этом реализация аварии в эти периоды равновероятна.

Количество людей, находящихся на промышленных объектах, окружающих проектируемый объект в период времени с 8.00 до 20.00 часов, принимается равным наибольшей рабочей смене; в остальное время, равным численности ночной смены.

3.3 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводились для основных технологических блоков на основании методик, изложенных в государственных стандартах, действующих нормативных материалах и в разработках научно-исследовательских организаций нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности.

Динамика технологических процессов и невозможность их мгновенной остановки учитывалась добавлением к массе опасного вещества, находящегося в аварийном блоке или участке транспортной системы, поступлений опасного вещества от других блоков или участков технологической схемы. При этом итоговая масса опасного вещества определялась как сумма количеств опасного вещества, находящегося в аварийном блоке, и поступающего за время аварии от смежного блока и транспортных систем. При отсутствии достоверных сведений продолжительность выброса рекомендуется принимать равной 600 сек в случае наличия средств противоаварийной защиты и системы обнаружения утечек и 1800 сек - в случае их отсутствия. Ниже приведены основные расчетные формулы и допущения, используемые при расчетах количества веществ, участвующих в аварии.

Количество поступивших в замкнутое или свободное пространство веществ при полной разгерметизации, определяется, исходя из следующих предпосылок:

- происходит расчетная авария трубопровода или оборудования;
- все содержимое емкости (трубопровода) или часть продукта (при соответствующем обосновании) поступает в свободное пространство;
- расчетное время отключения трубопроводов определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии;

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

– при расчетах принимается нулевая подвижность окружающего воздуха (безветрие);

– в качестве расчетной температуры при аварийной ситуации с наземным расположением оборудования принимается максимально возможная температура воздуха в соответствующей климатической зоне, а при аварийной ситуации с подземным расположением оборудования - температура грунта, условно равная максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

– длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для относительно небольших проливов топлива (до 20 кг) время испарения допускается принимать равным 900 с, поскольку столь небольшие проливы могут быть достаточно эффективно удалены обслуживающим персоналом. Кроме того, в запас надежности идет неучет подвижности воздуха и уменьшение скорости испарения жидкости со временем вследствие ее охлаждения.

Допускается использование показателей пожаровзрывоопасности для смесей веществ и материалов по наиболее опасному компоненту.

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с рекомендациями используемых методик.

Используемые предположения и допущения:

– толщина слоя разлившейся по поверхности земли горючей жидкости, в случае отсутствия обвалования, принята равной 5 см;

– в пожаре разлития участвует вся масса разлившегося опасного вещества.

Количество вышедшего из трубопровода опасного вещества рассчитывались исходя из следующего:

– при полной разгерметизации количество опасного вещества складывается из количества в отсекаемом участке трубопровода (участок между двумя задвижками) и количества, которое выйдет до перекрытия задвижек;

– при частичной разгерметизации количество вышедшего опасного вещества принимаем согласно методике подраздела Г.3 Приложения Г СТО Газпром 2-2.3-400-2009.

В случае отложенного воспламенения количество ПГФ определяется также количеством ПГФ, образующимся за счет испарения с поверхности разлива ЛВЖ.

Количество испарившейся ПГФ определяется по формуле:

$$T = W \cdot F_n \cdot T,$$

где W - интенсивность испарения, кг/с·м²;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса загрязняющего вещества, т	Площадь пролива, м ²	Масса паров для взрыва, кг	
				Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	водонефтегазовая смесь	6,69	37,28	461,00	46,10

3.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Исходя из свойств вещества и условий утечки, выбрана соответствующая модель (методика расчета). Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов. Дальнейшие действия состоят в определении возможной эскалации аварии, а также в моделировании поведения людей, действующих согласно инструкции. При эскалации аварии для любого элемента оборудования интенсивность утечки принимается максимально возможной для данного компонента оборудования.

В качестве основных поражающих факторов рассматривались:

- экологическое загрязнение;
- барическое поражение (ударная волна);
- тепловое излучение горящих разливов (термическое воздействие).

Экологическое загрязнение

Загрязняющим веществом при аварии на проектируемых объектах является нефть и попутный нефтяной газ.

Зоны действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах будут зависеть от конкретного сценария развития аварийной ситуации.

Первым проявлением аварийной ситуации является выброс опасных веществ (нефти) в окружающую среду с загрязнением почвенного слоя и выбросом в атмосферу попутного нефтяного газа, растворенного в нефти.

При разливе опасного вещества, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. В реальных условиях при разливе нефти непосредственно на грунт, она заполняет естественные углубления рельефа и, следовательно, площадь загрязнения занимает величину меньше расчетной.

Для предотвращения растекания разлившейся жидкости из оборудования на площадке скважин предусмотрено замкнутое обвалование. Максимальной площадью загрязнения при аварийных разливах принимается площадь ограждающих конструкций.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							59

Количество опасных веществ, участвующих в аварии приведено в таблице 18 (сценарий С1).

При отсутствии источника зажигания происходит испарение нефти с загрязнением атмосферы до момента ликвидации последствий аварии.

При расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов при полной разгерметизации; количество загрязняющих веществ при испарении нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части трубопровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины.

Определение площади разлива (испарения) на неограниченную наземную поверхность осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404).

Согласно Приложению 3 Методики, при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива $F_{пр}$ жидкости определяется по формуле:

$$F_{пр} = \varphi_p \cdot V_{ж},$$

где φ_p - коэффициент разлития, m^{-1} ($5 m^{-1}$ при проливе на неспланированную грунтовую поверхность, $20 m^{-1}$ при проливе на спланированное грунтовое покрытие, $150 m^{-1}$ при проливе на бетонное или асфальтовое покрытие);

$V_{ж}$ - объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации, m^3 .

Расчет объема нефтезагрязненного грунта проводился в соответствии с Методикой определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

Количество нефти (объем $V_{вп}$, m^3), впитавшейся в грунт, определяется по соотношениям:

$$V_{вп} = K_n V_{гр}$$

Значение нефтеемкости грунта K_n зависит от его влажности и типа грунта.

В соответствии с томом 2021/354/ДС112-ИГИ (таблицы 5 - 19) нормативное значение природной влажности для инженерно-геологических элементов верхних слоев:

- ИГЭ-1а – 0,227;
- ИГЭ-1б – 0,217;
- ИГЭ-2а – 0,263;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инав. № подл.	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
										60

- ИГЭ-26 – 0,270 и т.д.

Максимальный объем загрязненного грунта возможен в случае впитывания всего объема нефти, участвующего в аварии, и минимальном значении природной влажности. Принимаем инженерно-геологический элемент ИГЭ-1а.

На основании данных таблицы 2.3 Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95) принимаем нефтеемкость грунта по трассе 0,201.

Таким образом максимальный объем загрязненного грунта определяется как:

$$V_{гр} = \frac{V_{вп}}{K_n},$$

Где – $V_{вп}$ принимаем равным объему разлившейся нефти.

Размеры площадей пролива и объемов нефтезагрязненного грунта при аварийных проливах опасных веществ приведены ниже (таблица 19).

Таблица 19

Оборудование	Сценарий	Площадь пролива, м ²	Объем нефтезагрязнённого грунта, м ³
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть)	Полная разгерметизация	3,74	3,72
	Частичная	9,36	9,32
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть)	Полная разгерметизация	43,06	42,85
	Частичная	9,36	9,32
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	Полная разгерметизация	37,28	37,09
	Частичная	9,36	9,32

Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» на ПК3+36,9 – ПК3+53,3 пересекает русло р. Тулва. Площадка скважины № 518 находится в границах водоохранной зоны р. Тулва и частично в пределах её прибрежной защитной полосы.

Расчет площади загрязненной акватории производится согласно формуле:

$$S_p = \frac{V_{ж}}{0,003}$$

где $V_{ж}$ - объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты, м³,

S_p - площадь загрязненной водной поверхности, м², если площадь зеркала водоема

$S_b < S_p$, то $S_p = S_b$.

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

Расстояние, на которое переместится пятно нефтепродуктов вниз по течению реки определяем по формуле:

$$l = V_{max} \cdot T,$$

где V_{max} – максимальная скорость течения реки, м/с (принимается согласно сведениям, приведенным в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий),

T – время, с.

Гидрографические характеристики водотоков и их бассейнов приведены выше в п. 1.2.3 данного раздела.

Результаты определения площадей разлива на поверхность (грунт) и акваторию при разгерметизации технологического оборудования представлены в таблицах 20, 21. Нормативное время локализации разлива на акватории составляет 4 часа.

Таблица 20

Наименование оборудования	Площадь пролива на грунтовую поверхность, м ²	Площадь загрязненной акватории, м ²
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	37,28	2486,67

Таблица 21 – Расчет миграции нефтяного пятна по акватории в случае аварии на проектируемом оборудовании

Наименование оборудования	Масса нефти, т	Название водотока	Максимальная скорость течения, м/с	Ширина водотока (средняя), м	Расстояние, на которое может переместиться пятно нефтепродуктов за время, км			Площадь загрязнения, м ²
					1 час	2 часа	4 часа	
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	6,69	р. Тулова	0,37	16,50	1,33	2,66	5,33	87912 (0,088 км ²)

Расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных ударных волн

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),

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							62

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.

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны использованы значения, приведенные в таблице 22.

Таблица 22 – Характер повреждений зданий и сооружений и воздействия на человека ударной волны

Степень поражения	Избыточное давление ΔP , кПа
<i>Характер повреждения элементов зданий</i>	
Разрушение остекления	5
Разрушение перегородок и кровли	
- деревянных каркасных зданий	12
- кирпичных зданий	15
- железобетонных каркасных зданий	17
Разрушение перекрытий	
- деревянных каркасных зданий	17
- промышленных кирпичных зданий	28
- промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	30
Разрушение стен	
- шлакоблочных зданий	22
- деревянных каркасных зданий	28
- кирпичных зданий	40
Полное разрушение зданий	100
Разрушение фундаментов	215 - 400
<i>Воздействие на человека</i>	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ударной волны (условно – поражение 1 степени)	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких (условно – поражение 2 степени)	55,0
Состояние контузии (условно – поражение 3 степени)	70,0
Переломы ребер, гиперемия сосудов мягкой мозговой оболочки	100 - 150

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

Степень поражения	Избыточное давление ДР, кПа
Летальный исход	300

В случае нахождения людей в момент внешнего взрыва в зданиях, их поражение может наступить от механического воздействия за счет обрушения перекрытий и стен уже при давлениях от 30 до 50 кПа.

В связи с тем, что характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС и, следовательно, параметры ударной волны, геометрические характеристики окружающего пространства разделены на виды в соответствии со степенью его загроможденности. Согласно Приказу Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 412 территория проектируемого объекта соответствует: вид 4 слабозагроможденное пространство.

Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС и газа при аварийной ситуации на оборудование приведены в таблице 23.

Таблица 23

Оборудование	Степень поражения					
	Полное разрушение зданий	50%-ное разрушение зданий	Средние повреждения зданий	Умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам дверей и т.п.)	Нижний порог повреждения человека волной давления	Малые повреждения (разбита часть остекления)
	100,00	53,00	28,00	12,00	5,9	3,0
Расстояние от центра, м						
Скв. № 509, 527, 518	1,23	1,81	3,10	9,05	18,09	50,75
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509)	1,25	1,84	3,16	9,22	18,44	51,78
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть)	2,08	3,07	5,26	15,35	30,70	86,73

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Оборудование	Степень поражения					
	Полное разрушение зданий	50%-ное разрушение зданий	Средние повреждения зданий	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т.п.)	Нижний порог повреждения человека волной давления	Малые повреждения (разбита часть остекления)
	100,00	53,00	28,00	12,00	5,9	3,0
	Расстояние от центра, м					
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527)	0,79	1,16	1,98	5,79	11,58	32,15
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть)	10,62	15,65	26,82	78,23	156,46	451,08
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518)	0,96	1,41	2,42	7,06	14,11	39,53
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	9,65	14,22	24,37	71,08	142,16	409,56

Результаты расчета параметров волны давления, приведенные в таблице 23, свидетельствуют о том, что воздушная ударная волна не способна вызвать какие-либо существенные повреждения зданий и сооружений в ближайших населенных пунктах.

Расчет интенсивности теплового излучения горящих разливов

Для расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива, приняты следующие допущения:

- горение происходит по всей поверхности пролива;
- зона поражения открытым пламенем определялась как размер пролива в сумме с размером, вытянутым по ветру пламенем;
- зона поражения тепловым излучением определяется как зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной;
- зона безопасная для человека при тепловом излучении определяется как зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м^2 ;
- поражение человека смертельно.

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

Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 24).

Таблица 24 – Характер воздействия теплового излучения на строительные конструкции

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение 10 мин при 30 мин при 90 мин при	30 20 12
Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение 30 мин при 90 мин при	55 30
Взрыв резервуаров с нефтью (температура самовоспламенения менее 235 °С при степени черноты поверхности резервуара 0,35) 5 мин при 10 мин при 20 мин при более 30 мин при	34,9 27,6 21,4 19,5

Последствия меньших тепловых потоков показаны в таблице 25.

Таблица 25 – Оценка характера повреждений конструктивных материалов

Объект, на который направлено воздействие	Тепловой поток, кВт/м ²		
	4,2	8,4	10,5
Окрашенные металлические конструкции	без изменений	вспучивание краски	обгорание краски
Деревянные конструкции	То же	разложение	обугливание
Резина, одежда, ткань	То же	обугливание	загорание

При определении степени поражения людей от воздействия на них теплового излучения при пожаре разлития или горения паровоздушных смесей за основу принимаются критерии (значения интенсивности излучения), приведенные в таблице 26.

Таблица 26 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов

Характер воздействия на человека	Интенсивность излучения, кВт/м ²

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

66

Изм. Ключ. Лист №док. Подпись Дата

Характер воздействия на человека	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с	7,0
Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1 степени через 6-8 с Ожог 2 степени через 12-16 с	10,5
Летальный исход с вероятностью 50% при длительном воздействии около 10 с	44,5

При построении зон поражения от пожаров разлитий использовались параметры веществ, приведенные в таблице 27.

Таблица 27 - Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельная массовая скорость выгорания для нефти

Топливо	E_f , кВт/м ² , при d, м					m , кг/(м ² * с)
	10	20	30	40	50	
Нефть	25	19	15	12	10	0,04

Примечание - Для диаметров очага менее 10 м или более 50 м E_f принималась такой же, как и для очагов диаметром 10 м и 50 м соответственно.

Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека

Степень поражения	Доза теплового излучения, Дж/м ²
Ожог 1-й степени	$1,2 \times 10^5$
Ожог 2-й степени	$2,2 \times 10^5$
Ожог 3-й степени	$3,2 \times 10^5$

Примечание. Доза теплового излучения Q рассчитывается по формуле: $Q = q \times \tau$, где q и τ обозначены выше.

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения от пролива нефтепродуктов на человека и на строительные конструкции при полной разгерметизации оборудования приведены в таблице 29.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						67
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Таблица 29 – Характер воздействия теплового излучения на человека

Наименование оборудования	Размер зон действия теплового излучения при пожаре разлития, м					
	радиус зоны пламени	летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с $I = 44,5 \text{ кВт/м}^2$	непереносимая боль через 3–5 с, ожог I степени через 6–8 с, ожог II степени через 12–16 с. $I = 10,5 \text{ кВт/м}^2$	непереносимая боль через 20–30 с, ожог I степени через 15–20 с, ожог II степени через 30–40 с. $I = 7,0 \text{ кВт/м}^2$	безопасно для человека в брезентовой одежде, $I = 4,2 \text{ кВт/м}^2$	без негативных последствий в течение неограниченного времени, $I = 1,4 \text{ кВт/м}^2$
Скв. № 509, 527, 518	2,40	-	2,80	3,10	3,50	5,20
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509)	1,30	-	1,75	1,95	2,25	3,25
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть)	1,10	-	1,50	1,60	1,90	2,80
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527)	0,90	-	1,30	1,40	1,60	2,40
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть)	3,70	-	4,70	5,10	5,80	8,30
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518)	1,10	-	1,50	1,60	1,90	2,80
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	3,40	-	4,35	4,75	5,45	7,75

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ТВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве

Характер горения паровоздушной смеси зависит от физико-химических свойств, пролитой жидкости, метеорологических условий, окружения места аварии, наличия источника зажигания и пр.

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическом оборудовании пространстве и его зажигания относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны давления малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый пожар-

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

вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т. е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Для рассматриваемых вариантов аварий может возникнуть вид пожара – пожар-вспышка, который впоследствии может стать причиной образования пожара разлития. Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества приведена ниже (рисунок 3).

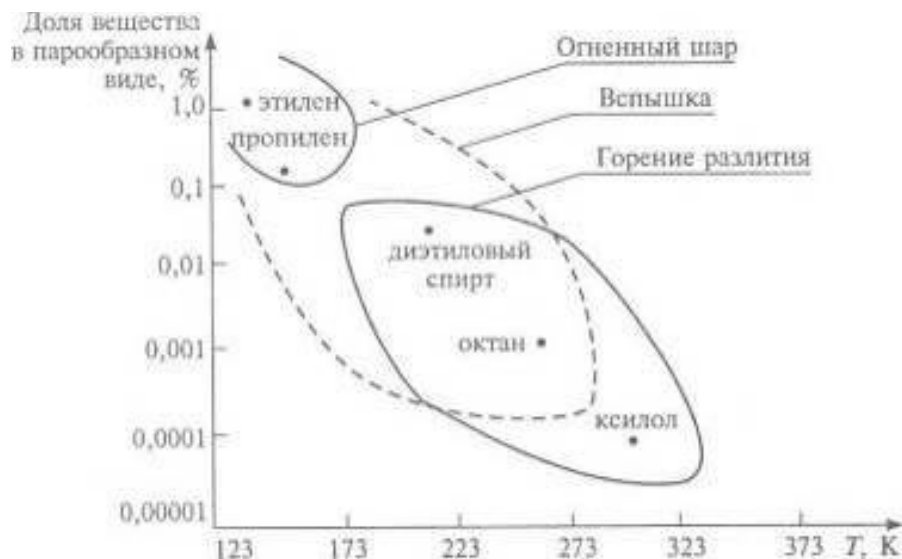


Рисунок 3 - Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества

Размер и геометрические характеристики пожара-вспышки характеризуются размерами зон, ограниченных нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке R_f определяется приближенным соотношением:

$$R_f = 1,2 \cdot R_{нкпр}$$

$R_{нкпр}$ - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, м.

В таблице 30 приведены данные о размере зон теплового воздействия по сценарию С3 для проектируемого объекта.

Таблица 30

Наименование оборудования	$R_{нкпр}$, м	$Z_{нкпр}$, м	Радиус R_f , м
Скв. № 509, 527, 518	18,53	0,70	22,23
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509)	18,71	0,70	22,45
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть)	24,07	0,90	28,88

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

Наименование оборудования	R _{НКПР} , м	Z _{НКПР} , м	Радиус R _г , м
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527)	14,85	0,56	17,82
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть)	53,92	2,02	64,70
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518)	16,38	0,61	19,66
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	51,41	1,93	61,69

Зоны воздействия при максимально возможных авариях на проектируемых объектах приведены в графической части.

3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии

Оценка возможного числа пострадавших от аварий проводится на основе:

- полученных зон действия поражающих факторов;
- критериев и законов поражения людей на открытой местности;
- распределения и времени нахождения людей в зоне действия поражающих факторов.

Оценка возможного количества пострадавших от аварий производится как для работников, обслуживающих проектируемые объекты, так и для третьих лиц.

Наиболее опасным сценарием является взрыв в результате полной разгерметизации линейной части выкидного трубопровода «скв. № 527 – ГЗУ-0614», количество пострадавших от ударной волны из числа персонала составит: погибших – 1 чел., травмированных – 1 чел.

При реализации наиболее опасных сценариев сторонние организации, а также третьи лица, находящиеся в селитебной зоне вблизи объекта, в зоны действия поражающих факторов не попадают. Таким образом, можно сделать вывод, что возможные аварии на проектируемых сооружениях могут нанести ущерб, прежде всего, персоналу, окружающей природной среде и имуществу эксплуатирующей организации.

При соблюдении правил безопасности при ведении работ и соответствующем обучении персонала риск возможных аварий может быть сведен к минимуму.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

3.6 Оценка риска аварий

Понятие риска используется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (производственного персонала и населения), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде. Чтобы подчеркнуть, что речь идет об измеряемой величине, используют понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварии сложной технической системы, для которой, как правило, присуще наличие множества опасностей, определяется на основе анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, (например, событий, связанных с разгерметизацией оборудования, отказом средств предупреждения, ошибками человека, с проявлением неблагоприятных метеоусловий, воздействиями на различные субъекты и т.п.).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым время пребыванием в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия, находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						Лист				
																71

промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения.

Социальный риск, или F/N -кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N . Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий травмирования людей.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск, определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Мерами опасности материального ущерба являются ожидаемый ущерб (материальный риск) и F/G кривая. Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время. F/G кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых нанесен материальный ущерб не менее G тыс. руб., от этого ущерба G . Аналогами ожидаемого ущерба и F/G кривой для пострадавших являются коллективный риск и F/N кривая.

3.6.1 Определение частоты возникновения аварий

Любой сценарий начинается с иницирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий, использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Расчет условных вероятностей возникновения опасных событий по оборудованию приведен в п. 3.1.2 данного тома на

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

												Лист
												72
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						

рисунках 1, 2.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы “некритических” промежуточных событий (построение “деревьев отказов”) ниже представлены характерные вероятности аварий основных технологических элементов.

В связи с тем, что объект проектируемый, используются статистические данные по вероятностям частоты разгерметизации промышленного оборудования.

Характерные значения отказов элементов стационарных систем приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

Тип аварии	Частота аварии	Источник данных
Трубопроводы: - полное разрушение; - диаметр утечки 25 мм	$5,00 \cdot 10^{-6}$ 1/м в год $1,00 \cdot 10^{-5}$ 1/м в год	Статистические данные по предприятиям отрасли
Скважины при эксплуатации (полное разрушение)	$9 \cdot 10^{-5}$ 1/год	

Аварии на промышленных объектах нефтегазовой промышленности характеризуются наличием существенных различий в значениях удельной частоты аварий на нитке и на отдельных участках, различающихся по своим конструктивно-технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатируемым в различных условиях окружающей природной и социальной среды.

Для оценки локальной частоты аварий вводится система классификации и группировки факторов влияния в соответствии с общими причинами аварий, выявляемыми при анализе статистических данных по аварийным отказам.

Из статистических данных по авариям в таблице 32 выделено восемь групп факторов влияния с указанием относительного «вклада» каждой группы в суммарную статистику аварийных отказов с помощью весового коэффициента p_i .

Таблица 32 - Группы факторов влияния на отказы оборудования и трубопроводов

Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы факторов p_i
Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30
Внешние антропогенные воздействия	0,20
Коррозия	0,10
Качество строительного-монтажных работ	0,10

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							73

Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы факторов p_i
Конструктивно-технологические факторы	0,10
Природные воздействия	0,10
Качество производства труб	0,05
Эксплуатационные факторы	0,05

Удельная частота аварийных ситуаций (год^{-1} ; $\text{год}^{-1}\text{м}^{-1}$), возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемом объекте

Наименование оборудования	C_1	C_2	C_3	C_4
Скв. № 509, 527, 518	7,24E-05	4,67E-06	1,30E-05	3,97E-06
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (на площадке скв. № 509)	1,52E-04	3,11E-06	9,47E-05	2,65E-06
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» (линейная часть)	2,04E-04	4,18E-06	1,27E-04	3,56E-06
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (на площадке скв. № 527)	6,81E-05	1,39E-06	4,25E-05	1,19E-06
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» (линейная часть)	5,08E-03	1,04E-04	3,17E-03	8,86E-05
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (на площадке скв. № 518)	9,67E-05	1,98E-06	6,03E-05	1,69E-06
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» (линейная часть)	4,36E-03	8,93E-05	2,72E-03	7,61E-05

3.6.2 Оценка риска при различных сценариях аварии

Для проектируемых объектов, учитывая периодичность нахождения персонала на площадке, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории.

Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т. е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», величина потенциального пожарного риска $P(a)$ (год^{-1}) (далее – потенциальный риск) в определенной точке (a) на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{dj}(a) \cdot Q_j,$$

где J – число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей логического дерева событий);

$Q_{dj}(a)$ – условная вероятность поражения человека в определенной точке территории (a) в результате реализации j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего определенному иницирующему аварии событию;

Q_j – частота реализации в течение года j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, год^{-1} .

Условные вероятности поражения человека $Q_{dj}(a)$ определяются критериями поражения людей опасными факторами пожара, взрыва (например, значениями пробит-функций).

При расчете риска рассматриваются различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения. Величина потенциального риска определяется посредством наложения зон поражения опасными факторами с учетом частоты реализации каждого сценария развития аварии на карту местности с привязкой их к соответствующему иницирующему аварии событию (элементу оборудования, технологической установке) и зонам поражения.

При проведении расчета риска предусматривается рассмотрение различных пожароопасных ситуаций, определение зон поражения опасными факторами пожара, взрыва и частот реализации указанных пожароопасных ситуаций. Для удобства расчетов территория местности может разделяться на зоны, внутри которых величины $P(a)$ полагаются одинаковыми.

Результаты расчетов потенциального риска, как правило, отображаются на карте (ситуационном плане) предприятия и прилегающих районов в виде замкнутых линий равных значений (изолинии функции $P(a)$). Изолинии функции $P(a)$ называются контурами риска. Их

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

физический смысл состоит в том, что они разделяют территорию предприятия (так же, как и местность вокруг предприятия) на области, в которых ожидаемая частота возникновения опасных факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных, указанных на рисунке, пределах. Контуров риска не зависят от количества работающих на предприятии или их должностных обязанностей, а определяются исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования.

Для определения условной вероятности определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, используется функция Гаусса (функция ошибок), записываемая в виде формулы:

$$P_{\text{пор}} = f(P_r) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^{P_r-5} e^{-\frac{t^2}{2}} dt,$$

в которой верхний предел интегральной функции является так называемой пробит-функцией, отражающей связь между вероятностью поражения и поглощенной дозой.

Пробит-функция является фактически критерием поражения людей и/или зданий и сооружений.

В общем случае пробит-функция P_r выражена формулой:

$$P_r = a + b \cdot \ln S,$$

где a и b – константы, зависящие от степени поражения и вида объекта;

S – интенсивность воздействующего фактора.

Для воздействия волны сжатия на человека, находящегося вне здания, формулы для пробит-функции имеют вид:

$$P_r = 5,0 - 5,74 \ln S,$$

$$S = \frac{4,2}{\bar{P}} + \frac{1,3}{\bar{i}},$$

$$\bar{P} = \frac{\Delta P}{P_0},$$

$\bar{i} = \frac{I^+}{P_0^{1/2} m^{1/3}}$, где m – масса тела человека (допускается принимать равной 70 кг), кг;

ΔP – избыточное давление волны сжатия, Па;

I^+ – импульс волны сжатия, Па·с;

P_0 – атмосферное давление, Па.

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается следующим выражением:

$$Pr = -12,8 + 2,56 \ln(D),$$

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
										76

$$D = t \cdot q^{4/3},$$

где t – эффективное время экспозиции, с;

q – интенсивность теплового излучения, кВт/м².

Величина эффективного времени экспозиции t для пожара пролива может быть вычислена по формулам:

$$t = t_0 + \frac{x}{u},$$

где m - масса горючего вещества, участвующего в образовании огненного шара, кг;

t_0 - характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с, (может быть принято равным 5);

x - расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²);

u - средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (может быть принята 5 м/с).

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива или факела, принимается равной 1.

Для пожара вспышки следует принимать, что условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания газопаровоздушного облака, равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0.

Индивидуальный пожарный риск (далее – индивидуальный риск) для работников объекта оценивается частотой поражения определенного работника объекта опасными факторами пожара, взрыва в течение года.

Области, на которые разбита территория объекта, нумеруются

$$i = 1, \dots, I.$$

Работники объекта нумеруются

$$m = 1, \dots, M.$$

Номер работника m однозначно определяет наименование должности работника, его категорию и другие особенности его профессиональной деятельности, необходимые для оценки пожарной безопасности. Допускается проводить расчет индивидуального риска для работника объекта, относя его к одной категории наиболее опасной профессии.

Величина индивидуального риска R_m (год⁻¹) для работника m объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i),$$

где $P(i)$ – величина потенциального риска в i -й области территории объекта, год⁻¹;
 q_{im} – вероятность присутствия работника m в i -й области территории объекта.

Распределение потенциального риска представлено на ситуационном плане в виде изолиний, кратных отрицательной степени числа 10, показывающих распределение значений риска гибели людей от поражающих факторов аварий по территории ОПО и прилегающей местности в течение 1 года.

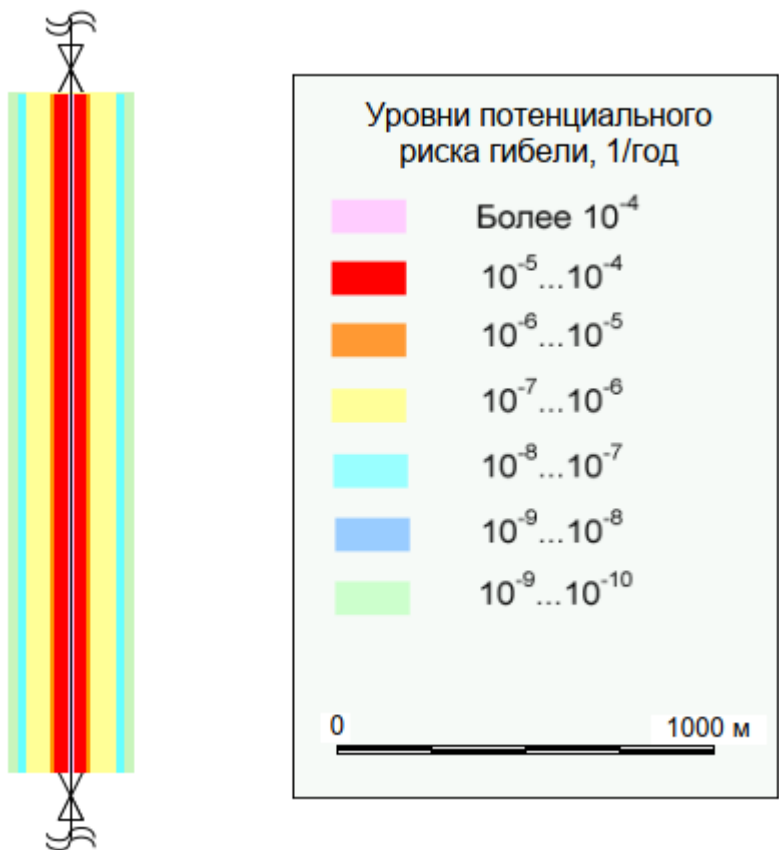


Рисунок 4 - Распределение потенциального риска гибели при реализации возможных аварий на декларируемом объекте

Таким образом, значения коллективного и индивидуального рисков гибели персонала составят:

- коллективный риск – $9,85E-06$ 1/год;
- индивидуальный риск – $8,36E-08$ 1/год.

Среднестатистические показатели индивидуального риска гибели работающего при аварии на опасных производственных объектах нефтегазодобывающего комплекса приведены в таблице 34.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

Таблица 34

Показатели опасности	Добыча УВ (углеводорода)	Хранение УВ	Транспортировка УВ	Нефтегазопереработка	ИТОГО: ВСЕ ОПО ТЭК
Средний индивидуальный риск гибели работающего при аварии (1/год)	$1,06 \cdot 10^{-4}$	$1,53 \cdot 10^{-4}$	$2,03 \cdot 10^{-4}$	$1,10 \cdot 10^{-3}$	$4,93 \cdot 10^{-4}$

Индивидуальный риск на проектируемом объекте не превышает среднестатистические показатели индивидуального риска на аналогичных объектах при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

Определение экологического ущерба при аварийной ситуации приведено в томе 6.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							79
Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

4. Выводы и предложения

4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

Выполненный анализ опасностей аварий на объекте позволил выявить перечень наиболее опасных событий, к которым относятся:

– гильотинный разрыв трубопроводов (в частности, в узлах установки задвижек) в результате механического разрушения.

Наиболее значимыми факторами, влияющими на возникновение или развитие риска, являются:

- нарушение регламента ремонтных работ вблизи проектируемых объектов;
- отказы КИП и А;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ).

Эксплуатация проектируемых объектов будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличие в проектируемых объектах пожаровзрывоопасных веществ (нефти);
- давление, при котором происходит технологический процесс, способствует тому, что любые повреждения оборудования могут стать причиной разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожаров разлития, пожара-вспышки.

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемых объектах.

Наиболее опасный сценарий с точки зрения гуманитарного ущерба:

- разрушение линейной части выкидного трубопровода «скв. № 527 – ГЗУ-0614», выброс нефти и ее растекание, образование ТВС (за счет испарения опасных веществ), взрыв ТВС при наличии источника зажигания, поражение оборудования и персонала ударной волной, вероятность аварии – 5,08E-03 в год, погибших - 1 человека, пострадавших – 1 человека. Индивидуальный риск гибели составляет 8,36E-08 в год.

Фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи по данным Ростехнадзора составляет $4,93 \cdot 10^{-4}$.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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 ЧС:

- по критерию «границы зон распространения поражающих факторов» - локальных чрезвычайных ситуаций (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта) и ЧС муниципального характера (зона ЧС не выходит за пределы территории одного поселения или внутригородской территории города федерального значения);

- по критерию «гуманитарный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью, составляет не более 10 человек);

- по критерию «материальный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь составляет не более 100 тыс. рублей); муниципальных ЧС (размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей), ЧС регионального характера (размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей).

4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная технологическая схема;
- трубопроводы и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии;
- система неразрушающего контроля соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							81

- ремонт оборудования и трубопроводов производится только после отключения и сброса давления;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- обязательный контроль качества выполнения строительного-монтажных работ;
- предусмотренные проектной документацией арматура и трубопроводы имеют сертификаты соответствия.

4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Для уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций на проектируемом объекте возможно предусмотреть следующие общие мероприятия:

1) Для уменьшения вероятности разгерметизации оборудования:

- периодическое техническое обслуживание, диагностика;
- планово-предупредительные ремонты;
- качественное выполнение строительного-монтажных работ;
- контроль герметичности оборудования;
- усиление контроля за работой оборудования и трубопроводов в зимнее время;
- повышение квалификации, обучение и проверка знаний рабочего персонала;

2) Для уменьшения масштабов ущерба от аварии:

- 100 % обеспечение СИЗ персонала;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий, проведение учебных тренировок с отработкой практических действий в случае аварии;
- совершенствование систем связи пунктов управления с подразделениями объекта, пожарной частью;
- совершенствование системы оповещения при авариях;
- подготовка персонала объекта к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС.

Для снижения риска аварий на проектируемых объектах, в первую очередь необходимо строгое соблюдение норм и правил эксплуатации взрывопожароопасных объектов, с учетом климатической зоны расположения проектируемых объектов.

Изм. № подл.	Изм. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							82

При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается:

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ;
- проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудование для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;
- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
			83							
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

5. Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий

5.1 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности

Во исполнение требований, предусмотренных Федеральным законом от 21.07.1997 № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; Федеральным законом от 21.12.1994 № 68 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», приказом МЧС России от 23.12.2005 № 999 «Об утверждении порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.01.2011 № 1091 «О некоторых вопросах аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований», постановлением Правительства РФ от 16.12.2020 № 2124 «Об утверждении требований к составу и оснащению аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований, участвующих в осуществлении мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создано нештатное аварийно-спасательное формирование (НАСФ).

НАСФ имеет «Свидетельство об аттестации на право ведения газоспасательных работ, работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ, за исключением внутренних морских вод РФ и территориального моря РФ № 10804 от 31.03.2022 г., регистрационный № 16/3-5-42», выданное объектовой комиссией Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ».

Состав, структура и оснащение НАСФ определяются руководством ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии с «Порядком создания нештатных аварийно-спасательных формирований», утвержденным приказом МЧС России от 23.12.2005 № 999, приказом от 21.03.2022 № а-166 «Об утверждении документов по организации деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», исходя из задач, решаемых НАСФ.

В состав НАСФ входит 12 нештатных аварийно-спасательных групп (НАСГ) общей численностью 231 человек, из них 206 человека спасателей, прошедших соответствующее обучение и аттестованных комиссией ПАО НК «ЛУКОЙЛ» по аттестации нештатных аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ».

В ЦДНГ-6 создана нештатная аварийно-спасательная группа (НАСГ) по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти/нефтепродуктов в составе: руководитель группы – начальник ЦДНГ-6; зам. руководителя группы – зам. начальника ЦДНГ-6; руководитель звена –

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							84

3 человека (аттестованные спасатели); члены звена - 13 человек (аттестованные спасатели).

Место базирования НАСГ ЦДНГ-6 – УППН «Константиновка».

Главной задачей НАСГ по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти является:

- локализация и ликвидация разливов нефти на суше и водных объектах;
- участие в ликвидации последствий аварий;
- в случае возникновения крупных аварийных разливов – снижение влияния на окружающую среду до прибытия сил и средств ООО «Уралэкоресурс», ПВО;
- поддержание нефтесборного оборудования в состоянии постоянной готовности к аварийным работам по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти;
- повышение теоретического уровня, практических навыков по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти;
- изучение нормативных документов, современных приемов и методов по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти.

Время готовности НАСГ – время «Ч» плюс 45 мин.

Время выезда НАСГ по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти фиксируется оперативно-производственной службой цеха.

Территорию опасного производственного объекта охраняет пожарная часть ПСЧ-88 ФКУ «6 ОФПС ГПС по Пермскому краю (договорной)». Место дислокации ПСЧ-88 – территория УППН «Константиновка».

Взаимодействие Общества с вышестоящим координирующим органом, контролирующими и надзорными органами осуществляется согласно «Инструкции о порядке оповещения и предоставления информации о несчастных случаях, аварийных и чрезвычайных ситуациях, угрозах и проявлениях террористических актов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Оповещение и предоставление информации при несчастных случаях, авариях, инцидентах и ЧС, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется по утвержденным схемам на основании Инструкции, введенной приказом по Обществу.

При возникновении аварийной ситуации первый заметивший сообщает мастеру, он в свою очередь оповещает Оперативно-производственную службу (далее-ОПС) цеха, далее по схеме оповещения, начальник смены ОПС ЦДНГ оповещает начальника смены Центральной инженерно-технологической службы (далее-ЦИТС).

Для локализации и ликвидации аварийной ситуации ОПС цеха привлекает персонал НАСГ ЦДНГ и спецтехнику специализированных подрядных и сервисных организаций.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							85

Начальник смены ЦИТС передает информацию в Центральное диспетчерское управление (далее – ЦДУ) Общества, оповещает должностных лиц, согласно списку оповещения об аварии, информирует подрядные организации, задействованные в локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Если масштабы ЧС таковы, что имеющимися силами и средствами локализовать или ликвидировать аварию невозможно, ЦДУ Общества информирует Единую дежурно-диспетчерскую службу (далее – ЕДДС) муниципального района, на территории которого произошла авария. ЕДДС является вышестоящим координирующим органом на местном уровне и охватывает территорию района. Взаимодействие осуществляется по телефону, при отсутствии связи – посыльными на автомобиле.

ЕДДС муниципального района направляет сообщение в Центр управления в кризисных ситуациях (далее – ЦУКС) ГУ МЧС по Пермскому краю и привлекает к локализации и ликвидации аварийных ситуаций экстренные оперативные службы Пермского края.

Взаимодействие осуществляется через оперативного дежурного ЦУКС ГУ МЧС России по Пермскому краю, который в свою очередь информирует надзорные и контролирующие органы и осуществляет координацию действий экстренных оперативных служб Пермского края.

5.2 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на проектируемом опасном производственном объекте

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на опасных объектах обеспечиваются в соответствии с Положением ПАО «ЛУКОЙЛ» «О формировании финансовых и материальных резервов ПАО «ЛУКОЙЛ» для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» договорами страхования имущественных и других интересов.

Кроме того, в производственной программе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ежегодно предусматриваются статьи расходов:

- на ликвидацию аварийных разливов нефти и их последствий;
- на техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов;
- на работы по предупреждению аварийных разливов нефти.

Расходы на указанные мероприятия финансируются в первоочередном порядке, в том числе за счет средств страхового возмещения. Для оказания экстренной медицинской помощи и

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

обеспечения в условиях ЧС жизнедеятельности персонала организаций и объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», на них заблаговременно создаются резервы медикаментов, медицинского имущества, средств связи, средств радиационной и химической защиты, а также других необходимых материалов.

Эти резервы размещаются на пунктах хранения, специально оборудованных для этих целей, откуда возможна их оперативная доставка в зоны ЧС.

Финансирование научно-технических и целевых корпоративных программ по вопросам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций по обеспечению устойчивого функционирования объектов предприятия в условиях ЧС, по решению проблем безопасности, осуществляется за счет средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Финансирование мероприятий по ликвидации ЧС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся за счет средств Общества и ПАО «ЛУКОЙЛ» (комфортное письмо).

Материальные ресурсы для ликвидации ЧС определены в составе страхового запаса, создаваемого в соответствии с приказом Общества «Об утверждении регламента расчета норм запасов МТР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Резервы материальных ресурсов и страхового (неснижаемого) запаса размещаются и хранятся на специально отведенных местах, на складских площадях предприятия. Финансирование расходов по созданию, хранению, использованию и восполнению резервов материальных ресурсов для ликвидации ЧС осуществляется за счет средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Имеется договор страхования в отношении декларируемого объекта ПАО СК «Росгосстрах» на сумму 10 млн.руб.

Для тушения пожара используются передвижные установки, вызываемые из прикрепленной пожарной части.

На пропускном пункте вывешена схема путей эвакуации персонала из территории объекта при пожаре.

Места нахождения оборудования, комплексов технических средств, для ликвидации аварии, входящих в оснащение аварийно-спасательных формирований, находятся на их базах или на территории объекта. Данные о местонахождении указаны в паспортах аварийно-спасательных формирований.

При возникновении пожара персонал объекта действует согласно утвержденного плана ликвидации аварий.

Цеховой персонал ежедневно осуществляет контроль за безопасностью на объекте и несет ответственность за организацию безопасного производства работ.

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

5.3 Сведения о системе управления промышленной безопасностью

Система управления промышленной безопасностью и охраной труда при эксплуатации опасных производственных объектов, эксплуатируемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в том числе проектируемого объекта, разработана на основании Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ, а также нормативных документов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организована система управления промышленной безопасностью и охраной труда, организованы соответствующие службы. Во исполнение требований СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Распределение ответственности и полномочий» и с целью реализации принципов участия в обеспечении промышленной безопасности всех структурных подразделений и работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приказом № а-935 от 30.12.2019 г. введено в действие «Положения о Системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Положение регламентирует распределение функциональных обязанностей и полномочий руководителей и структурных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в рамках проведения работы по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды.

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организована система управления промышленной безопасностью и охраной труда, организованы соответствующие службы, в том числе Управление охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В целях определения порядка организации и проведения производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (производственного контроля) приказом № а-416 от 23.06.2021 г. (с изменениями) утверждено «Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии «Типовым положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», утвержденного приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 30.06.2016 № 117.

Контрольные функции в целом в рамках обеспечения решения задач производственного контроля согласно Положению в структурных подразделениях Общества осуществляются Отделом корпоративного надзора Управления корпоративного надзора.

Основным принципом осуществления производственного контроля является регулярное проведение проверок руководителями и специалистами разных уровней с последующим

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

анализом выявляемых нарушений норм промышленной безопасности и принятием мер по их устранению.

Контроль за выполнением предписаний осуществляется работниками подразделений, выдавших соответствующие предписания, путем анализа письменных уведомлений проверенного структурного подразделения Общества, подрядной организации о выполнении пунктов предписания, а также при проведении последующих проверок. Снятие с контроля выданного предписания производится после его полного выполнения, либо по решению руководителя Общества.

Система производственного контроля ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» соответствует требованиям Постановления Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

В целях организации защиты жизни и здоровья сотрудников Общества и населения, оказавшегося в зоне чрезвычайной ситуации, организации работ по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий на территории производственной деятельности Общества, обеспечения пожарной безопасности на объектах, защиты окружающей среды и уменьшения внеплановых потерь от ЧС, приказом от 21.07.2021 г. № а-492к (с изменениями Приказ № а-847 от 21.12.2022 г.), утверждены положение и состав комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (КЧС).

5.4 Сведения о системе оповещения о чрезвычайных ситуациях

Проектной документацией не предусматриваются технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях.

Доведение сигналов и информации оповещения обеспечивается штатными средствами внешней и внутренней связи.

Организация и осуществление оповещения проводится в соответствии с «Положением о системах оповещения населения» (приказ МЧС России от 31.07.2020 № 578/365, приказ Минцифры России от 31.07.2020 № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения»).

Схема оповещения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при угрозе и возникновении аварийных и чрезвычайных ситуаций утверждена и введена в действие приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-512 от 11.09.2017 «О порядке оповещения и представления информации при

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист				
								Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	89

несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

При возникновении аварийной ситуации первый заметивший сообщает мастеру, он в свою очередь оповещает оперативно производственная служба (ОПС) цеха, далее по схеме оповещения, начальник смены ОПС ЦДНГ оповещает начальника смены Центральной инженерно-технологической службы (далее - ЦИТС).

Для локализации и ликвидации аварийной ситуации ОПС цеха привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций, с которыми в цехе заключены договора. Начальник смены ЦИТС передает информацию в ЦДУ Общества, оповещает должностных лиц, согласно списку оповещения об аварии, информирует подрядные организации, задействованные в локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Оповещение руководства цеха, центрального диспетчерского управления (ЦДУ), аварийных служб и формирований в зависимости от времени суток и уровня аварии производится по схеме оповещения при несчастных случаях, аварийных и чрезвычайных ситуациях на ОПО.

Так же о возникновении аварийной ситуации уведомляются сторонние организации, находящиеся в потенциально опасных зонах от объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Ввиду того, что вблизи отсутствуют жилые участки, и населенные пункты уведомление администрации населенных пунктов не предусмотрено.

Оповещение осуществляется имеющимися средствами связи по заранее разработанным схемам для рабочего и нерабочего времени. Схемы оповещения постоянно находятся в помещении диспетчера цеха (ЦДУ). Номера телефонов оповещаемых лиц и организаций уточняются не реже одного раза в квартал.

Начальник смены ОПС цеха оповещает все должностные лица согласно списка оповещения об аварии, при необходимости привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций. Списки и адреса руководства и персонала цеха, которые должны быть извещены при аварии, находятся у диспетчера цеха (ЦДУ), а также у водителя дежурного автомобиля.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создана и поддерживается в готовности система оповещения производственного персонала и населения о чрезвычайных ситуациях, состоящая из следующих элементов:

- телефонная связь с ЦДУ, вышестоящими подразделениями Общества, с контролирующими и надзорными органами, с администрацией района;

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

							2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
								90
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

- внутриплощадочная (местная) телефонная связь со всеми структурными подразделениями объекта;
- внутриплощадочная радиовещательная связь – в помещениях административно-бытовых и производственных зданий установлены радиоточки;
- радиосвязь по каналам радиорелейной радиосвязи при помощи передвижных или переносных радиостанций.

При производстве работ ответственный руководитель работ по ликвидации аварии после прибытия на место обязан:

- организовать командный пункт (оперативный штаб);
- указать место размещения связи (палатка, вагончик, навес, транспортное средство и т.д.);
- определить перечень лиц, которым разрешается доступ к использованию средств связи;
- назначить лицо, ответственное за сбор и передачу информации с места аварии.

Свертывание и демонтаж средств связи проводятся по указанию ответственного руководителя только после ликвидации последствий аварии.

Связь командного пункта организуется (оперативный штаб):

- с оперативно-производственной службой цеха;
- с ЦДУ, с Группой ГО, ПиЛЧС, с КЧСиОПБ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- с противofонтанным отрядом (при необходимости);
- с пожарной частью и скорой помощью (при необходимости).

ЦИТС, ЦДУ путем передачи сообщения об аварии в ЕДДС, осуществляет взаимодействие с районной администрацией и землепользователями, на землях которых произошла авария, информирование территориальных органов государственной исполнительной власти (Западно-Уральское управление Ростехнадзора, ГУ МЧС России по Пермскому краю, Управление Росприроднадзора по Пермскому краю, Управление Роспотребнадзора по Пермскому краю, Государственная инспекция по экологии и природопользованию Пермского края) и другие контролирующие и надзорные органы по Пермскому краю.

Оперативный дежурный ЦУКС ГУ МЧС России по Пермскому краю информирует надзорные и контролирующие органы и осуществляет координацию действий экстренных оперативных служб Пермского края.

Телефоны и адреса вышестоящих, надзорных и контролирующих органов при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций приведены в ПЛА.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Список оповещения для организации оперативного взаимодействия при несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведен ниже (таблица 35).

Схема оповещения при инциденте или аварии и чрезвычайных ситуациях, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», представлена ниже (рисунок 5).

Схема оповещения при угрозах совершения и совершения актов не законного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представлена ниже (рисунок 6).

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представлена ниже (рисунок 7).

Таблица 35

Подразделение	Номера телефонов	
	рабочий	сотовый
ПАО «ЛУКОЙЛ»		
ЦДУ дежурный диспетчер	тел. (495) 627-88-16 тел. (495) 627-88-17 факс (495) 627-88-19	
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		
ЦДУ г.Пермь		
ЦДУ	(342) 235-32-00; вн. 53-200 (342) 235-35-32; вн. 53-532	8-951-932-1432
ГГО, ПиЛЧС г.Пермь		
Ведущий инженер - заместитель руководителя Группы	(342) 233-66-28; вн. 36-628	8-902-471-2695
УОТПиЭБ г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2336-630; вн. 36-630	8-902-801-7889 8-912-580-4883
Начальник Отдела экологии – заместитель начальника управления	(342) 233-66-14; вн. 36-614	8-902-801-5951
Начальник Отдела охраны труда и промышленной безопасности	(342) 233-66-42; вн. 36-642	8-951-951-1493
УМЭМО г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2356-009; вн. 56-009	8-950-475-9616

Взам. инв. №	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

						96	
Подразделение						Номера телефонов	
						рабочий	сотовый
Начальник Отдела Главного механика – Главный механик						(342) 2356-167; вн. 56-167	8-912-484-2497
Начальник Отдела Главного энергетика – Главный энергетик						(342) 2356-176; вн. 56-176	8-912-980-7120
Начальник Отдела автоматизации и метрологии – Главный метролог						(342) 2356-839; вн. 56-839	8-904-848-8252
Начальник Отдела трубопроводного транспорта						(342) 2356-569; вн. 56-569	8-912-881-0458
УТДНиГ г.Пермь							
Начальник управления						(342) 2356-196; вн. 56-196	8-951-928-2545
Начальник Отдела добычи нефти – заместитель начальника управления						(342) 2356-190; вн. 56-190	8-902-479-4871
УКБ г.Пермь							
Начальник управления						(342) 2353-308; вн. 53-308	8-902-801-7443
Начальник Отдела корпоративной безопасности объектов нефтедобычи						(342) 2353-169; вн. 53-169	8-908-270-9025
ЦИТС (Чернушка)							
Начальники смен						(34-261) 600-15; вн. 600-15	8-908-271-3886
ЦИТС (Оса)							
Начальники смен						(34-291) 30-544; вн. 30-544	8-908-276-6892
ЦИТС (Полазна)							
Начальники смен						(34-265) 40-040; вн. 40-040	8-965-579-1547
ЦДНГ-6							
Оперативно-производственная служба: начальник смены						(34-291) 306-73; факс (34-291) 306-34	8-922-38-29-233
Оперативно-производственная служба: оператор пульта						(34-291) 306-15; факс (34-291) 306-34	8-922-38-29-233
Начальник цеха						(34-291) 306-20, (34-291) 306-54	8-922-38-29-841 8-992-22-89-806
Зам. начальника по добыче нефти						(34-291) 306-21, (34-291) 306-48	8-908-27-05-807 8-912-06-07-485
Зам. начальника по производству						(34-291) 306-29	8-922-37-74-147 8-908-27-64-359
Начальник УППН						(34-291) 306-13	8-912-58-04-837 8-950-44-55-524
Мастер бригады № 0601						(34-291) 306-95	8-922-31-48-118
Мастер бригады № 0604						(34-291) 306-52	8-937-20-22-126
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
						2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	
						Лист	
						93	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инов. № подл.

		Номера телефонов						
Подразделение		рабочий	сотовый					
Испытательный центр								
Начальник Испытательного центра		(3422) 353-750; вн. 53-750	8-919-443-5665					
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Осинского нефтегазопромысла								
Заведующий лабораторией		(34-291) 57-380; вн. 30-593						
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Павловского нефтегазопромысла								
Заведующий лабораторией		(34-261) 60-191; вн. 60-191	8-902-479-5102					
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Полазненского нефтегазопромысла								
Заведующий лабораторией		(34-265) 40-279; вн. 40-279	8-965-579-1432					
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Сухановского нефтегазопромысла								
Заведующий лабораторией		(34-268) 30-482; вн. 30-482						
Лаборатория радиационной безопасности и контроля ЦДНГ-5								
Заведующий лабораторией		(34-291) 30-557 (вн. 30-557)	8-912-483-1518					
Цех производственного обслуживания – ЦПО								
Начальник участка по обеспечению сохранности и движению материальных ценностей		(342) 2-356-188; вн. 56-188	8-912-495-0511					
Старший комендант (Пермь, Борчанинова, 15, Сибирская, 31)		(342) 244-66-50	8-912-88-10-619					
Заведующий хозяйством (Пермь, Лодыгина, 53)		(342) 2-356-826; вн. 56-826	8-912-49-68-945					
Инженер 2 кат. (Чернушка)		(34-261) 60-038; вн. 60-038	8-952-320-0463					
Ведущий инженер (Оса)		(34-291) 30-550; вн. 30-550	8-912-884-3302					
Комендант (Кунгур)		(34-271) 70-106; вн. 70-106	8-951-959-9374					
Комендант (Полазна)		(34-265) 40-047; вн. 40-047	8-912-484-2515					
Соликамская база								
Начальник базы		(34-253) 55-519; вн. 32-907	8-951-951-1702					
Заместитель начальника базы		(34-253) 51-263; вн. 32-907	8-902-474-1513					
Чернушинская база								
Начальник базы		(34-261) 60-601; вн. 60-601	8-950-475-9640					
Заместитель начальника базы		(34-261) 60-602; вн. 60-602	8-912-888-3149					
		(34-291) 306-20, (34-291) 306-54						
Дежурный оперативно-диспетчерской		(34-291) 305-69	8-950-46-99-818					
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH		Лист
								94

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инва. № подл.

Подразделение	Номера телефонов	
	рабочий	сотовый
службы участка оперативного управления ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕРВИС»	вн. 9-57-308	
Дежурный ПСЧ-88	(34-291) 306-01	
Медпункт ЦДНГ-6	(34-291) 306-03	
НАСГ ЦДНГ-6 НАСФ ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» (при необходимости)	В соответствии с Планом приведения в готовность нештатной аварийно-спасательной группы ЦДНГ-6 НАСФ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов	

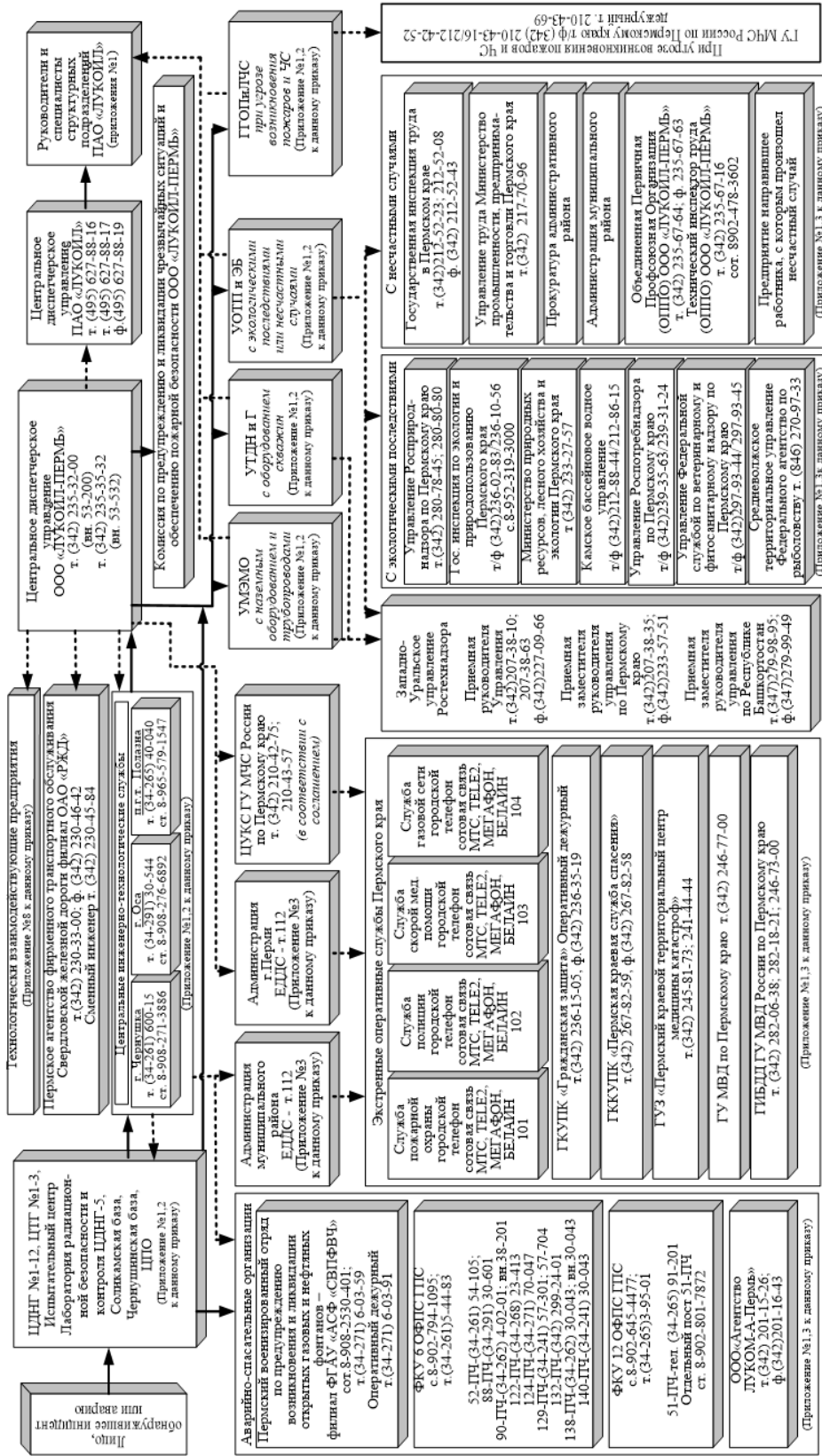
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							95

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Ивн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Рисунок 5 - Схема оповещения при инциденте или аварии и чрезвычайных ситуациях, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

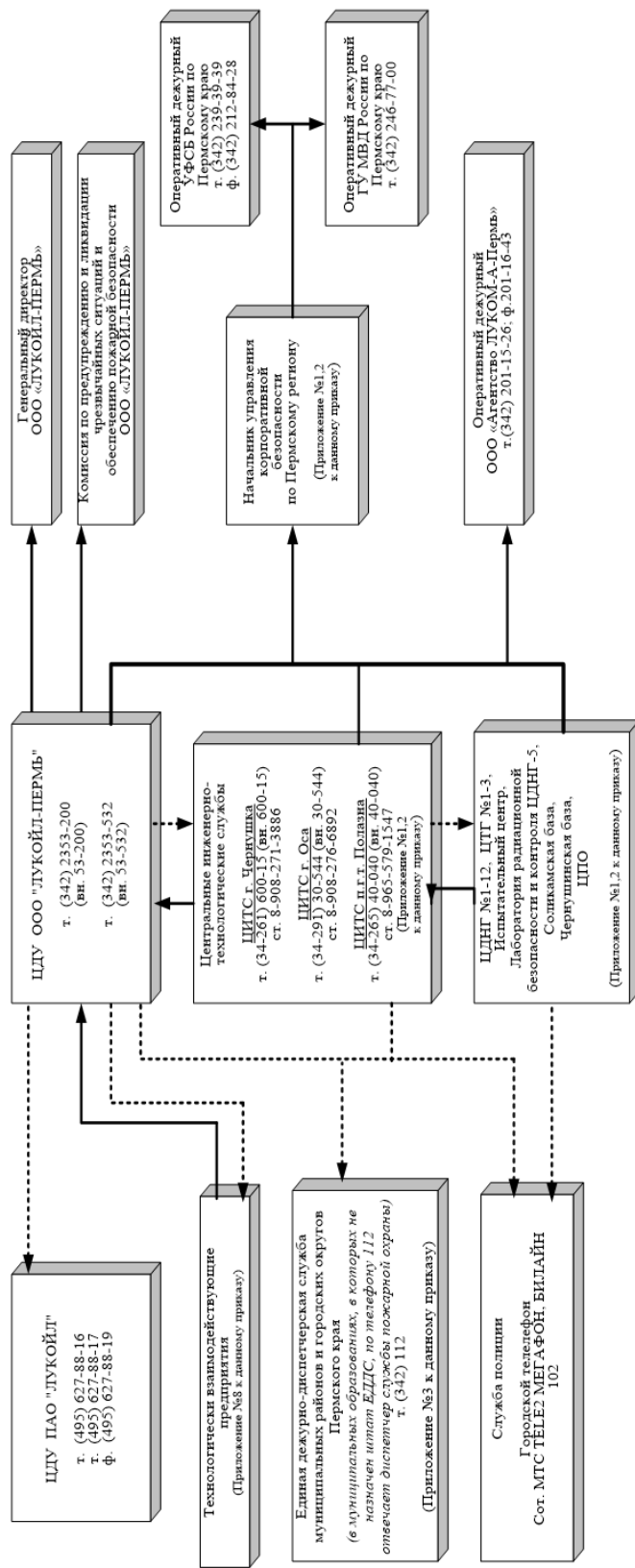


информационное сообщение по согласованию с КЧС и ОПБ

информационное сообщение

Ивн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Схема оповещения при угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



→ информационное сообщение

-----> информационное сообщение по согласованию с УКБ по Пермскому региону

Рисунок 6 - Схема оповещения при угрозах совершения и совершения актов не законного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

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

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

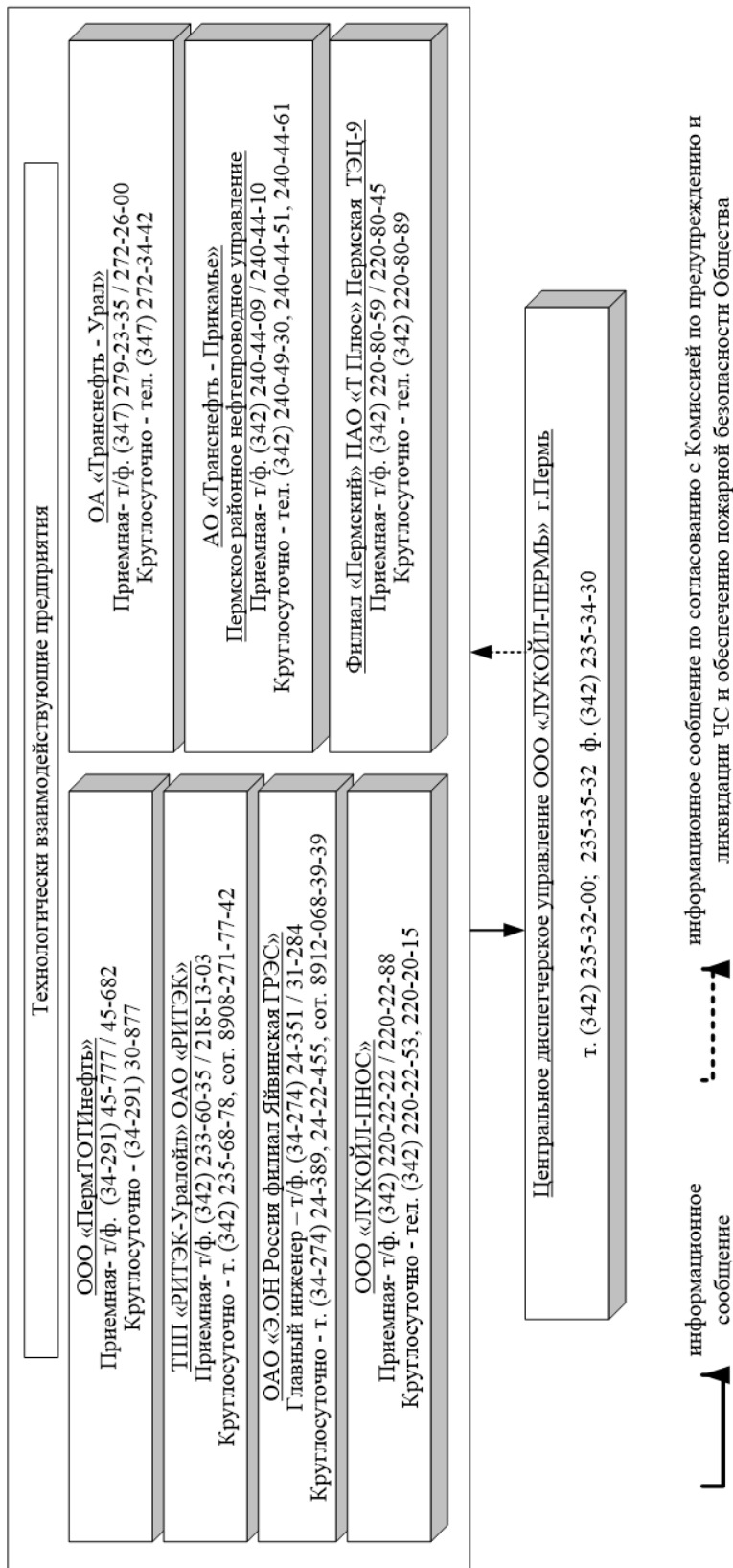


Рисунок 7 - Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершения актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6. Ссылочные нормативные документы

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
2. Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне».
3. Федеральный закон от 06.03.2006 № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
4. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
5. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
8. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
9. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
10. Приказ МЧС России от 31.07.2020 № 578/365, Приказ Минцифры России от 31.07.2020 № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения»
11. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями).
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями).
13. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации».
14. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
15. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
16. Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 г. № 385. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ».
17. Приказ Ростехнадзора 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							99
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

18. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
19. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».
20. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
21. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 536 «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
22. Приказ МЧС России № 404 от 10 июля 2009 г. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».
23. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС112-PD-AB.TCH				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	100	

Приложение А

Сведения о действующей декларации промышленной безопасности



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

ул. А. Лукьянова, д. 4, стр. 1,
Москва, 105066
Телефон: (495) 647-60-81
E-mail: rostehnadzor@gosnadzor.gov.ru
http://gosnadzor.gov.ru
ОКПО 00083701, ОГРН 1047796607650
ИНН/КПП 7709561778/770901001

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

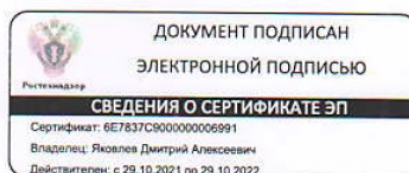
614068, Пермский край, г. Пермь,
ул. Ленина, д. 62

16 августа 2022 № УВ.000259.22
№ И-15138 от 09 августа 2022

**УВЕДОМЛЕНИЕ О ВНЕСЕНИИ
ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
В РЕЕСТР ДЕКЛАРАЦИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Правовое управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, проведя проверку оформления заявления ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» о внесении декларации промышленной безопасности «Системы промысловых трубопроводов Батырбайского месторождения» в реестр деклараций промышленной безопасности и прилагаемых документов, зарегистрированных в Ростехнадзоре 12 августа 2022 г. №ЗД.000261.22, сообщает.

Декларация промышленной безопасности внесена в реестр деклараций промышленной безопасности 16 августа 2022 г. с присвоением регистрационного номера 09-22(02).0419-00-ДР.



И.К. Ершов
+7(495)645-94-79 2540

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-AB.TCH	Лист
							101

Утверждаю

Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

О. В. Третьяков

04 2022 г.



Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных
объектов

A48-10051-0197

ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Бардымский район Пермского края ЦДНГ-6
2022

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-AB.TCH

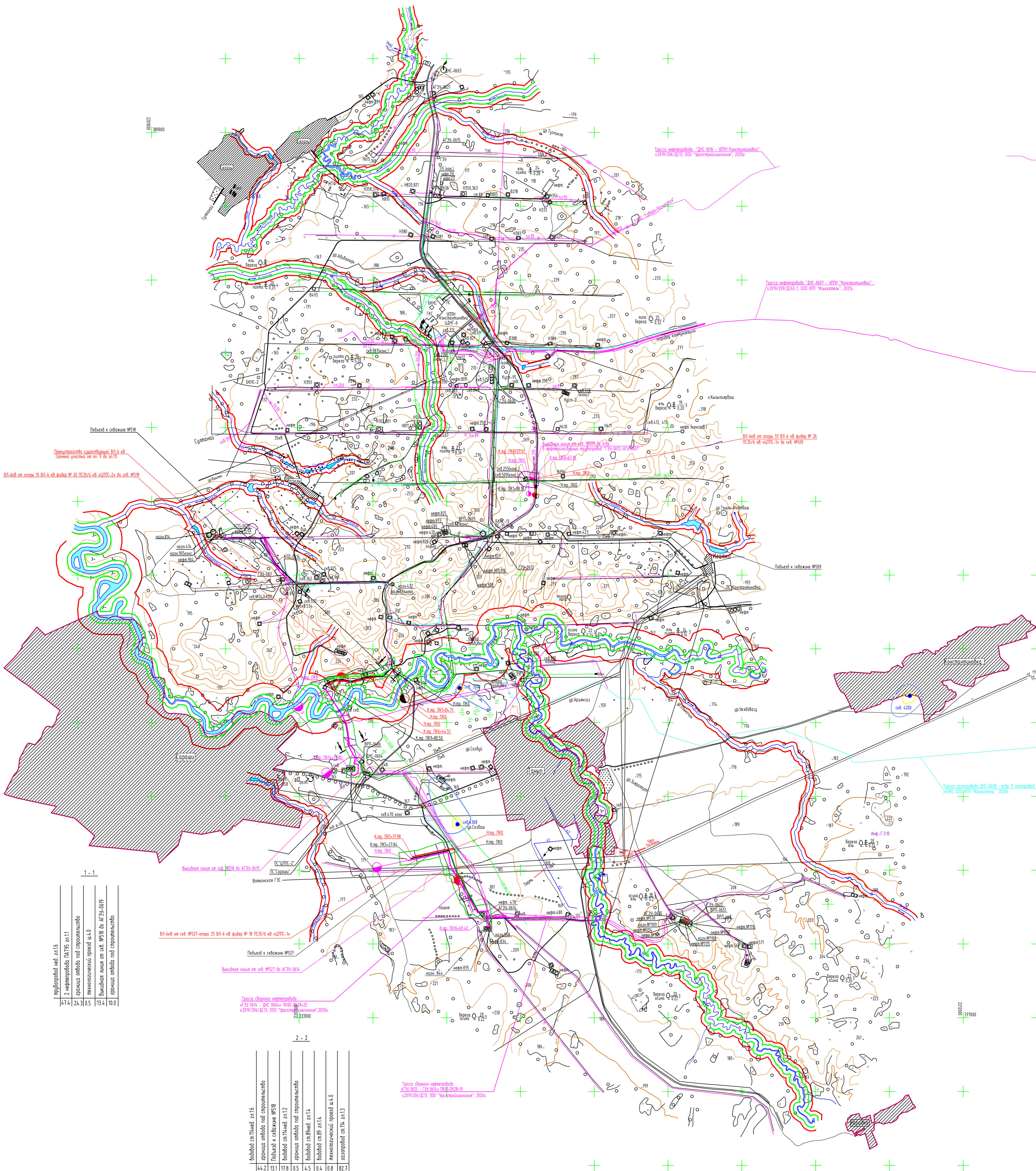
Лист

102

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте.

Наименование	Количество, т	Идентификационное опасное вещество, т	Воспламеняющиеся газы, т	На складах и базах, т	Горючие жидкости		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для окружающей среды, т
					В технологическом процессе, т	В складах и базах, т					
Система промысловых трубопроводов Батырбайского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (рег. № А48-10051-0197)											
Нефть	1615,56	-	-	-	-	1615,56	-	-	-	-	-
Газ	28,31	-	28,31	-	-	-	-	-	-	-	-
Пластовая вода	310,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310,15
<i>Всего на СПП Батырбайского месторождения</i>			<i>28,31</i>			<i>1615,56</i>					<i>310,15</i>
ОПО, находящиеся на расстоянии менее 500 м от декларируемого объекта											
Система межпромысловых трубопроводов товарной нефти «УППН «Константиновка» - т. вр. в н/пр НПС «Чернушка» - НПС «Оса» (Рег. № А48-10051-0327)											
Нефть	2,17	-	-	-	-	2,17	-	-	-	-	-
<i>Всего на декларируемом объекте</i>			<i>28,31</i>			<i>1617,73</i>					<i>310,15</i>
Количество опасных веществ для II класса опасности ОПО, т			200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500	200 и более, но менее 2000



Подъезд к скважине №518
 Проектирование существующей ВЛ-6 кб
 Глиняные участки от ст. 7 до ст.10
 ВЛ-6кб от опоры 19 ВЛ-6 кб водоп. № 20 ДКС/6 кб ш.ПТК-2в до ст. №519

ВЛ-6кб от опоры 33 ВЛ-6 кб водоп. № 25
 ДКС/6 кб ш.ПТК-1в до ст. №519

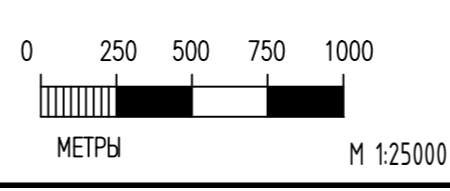
1 - 1

подъезд к скважине №518	2,16
2 неперекрывающихся ПАТЭС ст.11	47,4
граница отвода под строительство	24,3
технический проезд ш.4,0	0,5
выделенная линия от ст. №518 до ст. №519	13,4
граница отвода под строительство	10,0

2 - 2

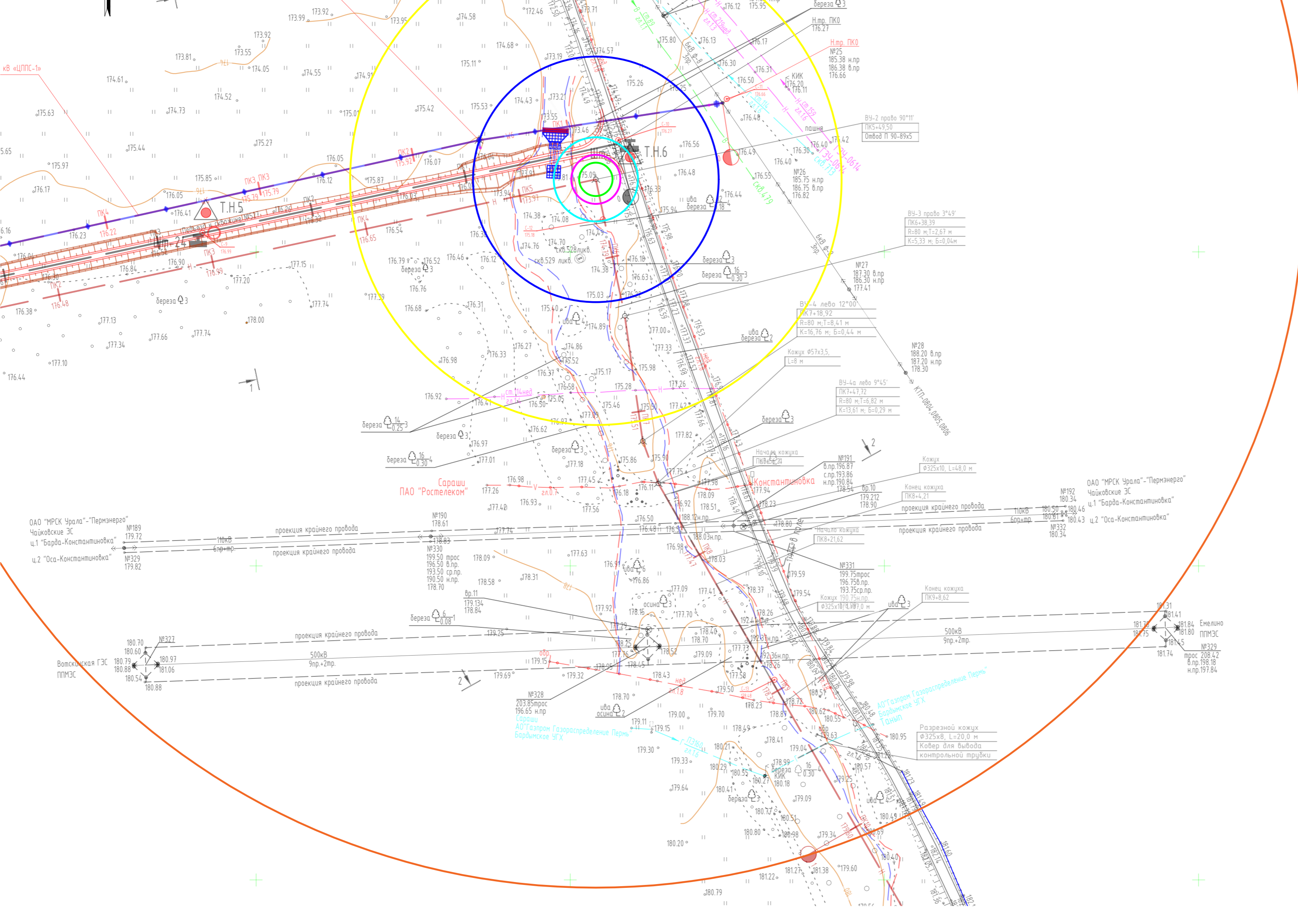
выделенная линия от ст. №518 до ст. №519	44,2
граница отвода под строительство	13,1
подъезд к скважине №518	17,8
граница отвода под строительство	0,5
выделенная линия от ст. №518 до ст. №519	4,5
граница отвода под строительство	0,4
технический проезд ш.4,0	0,8
газопровод ш.10, ст.13	82,7

- Условные обозначения:
- граница водоохранной зоны поверхностных водотоков
 - граница прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков
 - граница плана М 1:500
 - граница плана М 1:2000
 - граница населенных пунктов по сведениям ЕГРН



2021/354/ДС112-РД-АВ.ГСН				
Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батуйского месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Дата
Разработ.	Вершина	Ваш		01.24
Проверил	Кирюха	Ваш		01.24
Исполн.	Худзевич			01.24
ГИП	Пешина			01.24
Ситуационный план				Листов
				1
ООО "РСК-Инжиниринг"				

Граница области под строительство	3.0
ВЛ-6кВ от с/б. №527-опора 25 ВЛ-6 кВ федер I	19.9
Полоса к скважинам №527	19.3
Выходная линия от с/б. №527 до АГЗУ-0614	10.0
Граница области под строительство	10.0



Возникновение аварийной ситуации на выходящем трубопроводе скв. № 527 - ГЗУ-0614 на ПК5+49.50
 Сценарий: полная разгерметизация оборудования, взрыв ТВС. Основной поражающий фактор: избыточное давление.
 Количество вещества, участвующего в образовании поражающего фактора, нефти - 7,73 т
 Количество погибших (раненых) - 1 (1) человек

- Условные обозначения**
- Граница зоны поражения избыточным давлением 100 кПа. Полное разрушение зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 53 кПа. 50 %-ное разрушение зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 28 кПа. Разрушение перегородок и промышленных кирпичных зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 12 кПа. Разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 5,9 кПа. Разрушение остекления
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 3 кПа. Малые повреждения (разбиты часть остекления)

2 - 2

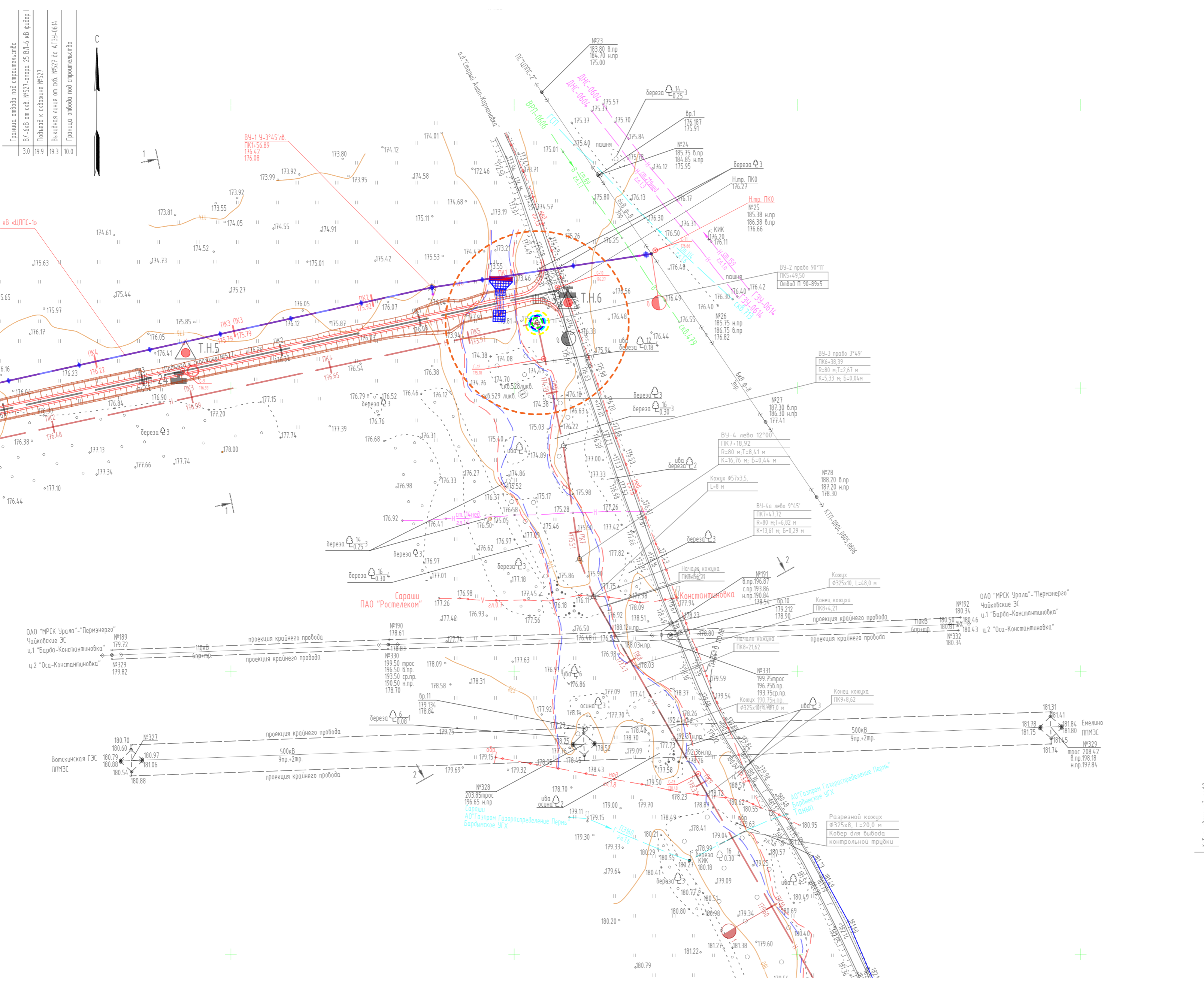
Кабель связи мед. эл.18	5,9
Телемеханический проезд на куст скв.178 ш.б.010А1 Г	3,0
ВЛ-10кВ бр-проект	23,8
Граница области под строительство	14,0
Выходная линия от с/б. №527 до АГЗУ-0614	10,0
Граница области под строительство	113,2

Инв. № докл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

M 1:2000

2021/354/ДС112-РД-АВ.GCH					
Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Мурсалимова			
Проверил		Киртока			
Н.контр.		Кибукевич			
ГИП		Пешина			
				Студия	Лист
				П	2
				Ситуационный план с указанием зоны поражения ударной волной при наиболее опасном сценарии аварии	
				ООО "РСК-Инжиниринг"	

Граница области под строительство
 ВЛ-6кВ от с.б. №527-опора 25 ВЛ-6 кВ федер I
 Подъезд к объекту №527
 Выкатная линия от с.б. №527 до АГЗУ-0614
 Граница области под строительство



2 - 2

Кабель связи мед. эл.18	5,9
Технологический проезд на куст с.б.178 ш.б.010А1 Г	3,0
ВЛ-10кВ бр-проект	23,8
Граница области под строительство	14,0
Выкатная линия от с.б. №527 до АГЗУ-0614	10,0
Граница области под строительство	113,2

- Условные обозначения**
- Радиус зоны пламени
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м² (непереносима боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м² (непереносима боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)
 - Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
 - Радиус воздействия продуктов сгорания паровоздушного облака

Пожар разлития при полной разгерметизации выкатного трубопровода «с.б. № 527 - ГЗУ-0614» на ПК5+49,50
 Поражающий фактор - тепловое излучение, в аварии участвует 7,73 т нефти, погибших не прогнозируется (в т.ч.третних лиц - нет), раненных - 1 человек (в т.ч.третних лиц - нет)
 Приведен радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке на проектируемом трубопроводе.
 В аварии участвует 532,35 кг паров ТВС, погибших - 1 (в т.ч.третних лиц - нет), раненных - 1 человек (в т.ч.третних лиц - нет)

Имя, инд. N
 Подпись и дата
 Власт. инд. N

M 1:2000

2021/354/ДС112-PD-AB.GCH					
Строительство объектов обустройства скважин №№509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разраб.		Мурсалимова			
Проверил		Киртока			
Н.контр.		Кибукевич			
ГИП		Пешина			
				Студия	Лист
				П	3
				Листов	
				Ситуационный план с указанием зон действия теплового излучения при наиболее опасном сценарии аварий	
				ООО "РСК-Инжиниринг"	