

Российская Федерация
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
Нижневартовск

Акционерное общество
“Научно - проектная и инженерно - экономическая компания”

«АО НПИИЭК»

СРО–П-020-26082009

«Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 4 «Декларация промышленной безопасности»

Книга 2 «Расчетно-пояснительная записка»

22-0025-РПЗ

Том 10.4.2

2024

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра
г. Нижневартовск
Акционерное общество
«Научно-проектная и инженерно-экономическая компания»
АО «НПИИЭК»

СРО–П-020-26082009

«Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 4 «Декларация промышленной безопасности»

Книга 2 «Расчетно-пояснительная записка»

22-0025-РПЗ

Том 10.4.2

Главный инженер



Главный инженер проекта

Two handwritten signatures in blue ink. The top signature is in black ink and the bottom one is in blue ink.

П.П. Весёлый

И.Н. Левинцова

2024

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ РЕГИСТРАЦИИ В
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЕ ПО
ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

**к декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта
«СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ТАГРИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

A58-40066-0032

**Регистрационный номер в государственном реестре
опасных производственных объектов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

«ОБУСТРОЙСТВО КУСТА СКВАЖИН №2А ТАГРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

Нижневартовск 2024

Содержание

Обозначение	Наименование	Примечание
22-0025-РПЗ.С	Содержание тома	2
22-0025-РПЗ.ТЧ	Текстовая часть	3
22-0025-РПЗ.ГЧ	Графическая часть:	55

Всего листов: 59

Согласовано					

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

						22-0025-РПЗ.С			
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подп.	Дата	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Харченко			<i>[Signature]</i>	28.02.24		П		1
Н.контроль	Ерофеева			<i>[Signature]</i>	28.02.24		АО «НПИИЭК»		
ГИП	Левинцова			<i>[Signature]</i>	28.02.24				

Содержание

1	Сведения о технологии	3
1.1	Цели и задачи проведения анализа риска и промышленной безопасности	3
1.2	Данные о технологии и оборудовании.....	6
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса	6
1.2.2	План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.....	13
1.2.3	Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.....	14
1.2.4	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	14
1.3	Описание технических решений, направленных на обеспечение.....	15
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	15
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	16
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности	17
1.3.4	Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности	17
2	Анализ риска	19
2.1	Анализ известных аварий	19
2.1.1	Данные об авариях и инцидентах, имевших место на производстве	19
2.1.2	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами	19
2.1.3	Анализ основных причин произошедших аварий	21
2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий	22
2.2.1	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами	22

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал	Харченко			<i>Харченко</i>	28.02.24
Н. контр.	Ерофеева			<i>Ерофеева</i>	28.02.24
ГИП	Левинцова			<i>Левинцова</i>	28.02.24

Расчетно-пояснительная записка

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	14

АО «НПИИЭК»

2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ 25

2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии 26

2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии 27

2.2.5 Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей 30

2.2.6 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве 31

2.2.7 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при пожаре пролива..... 34

2.2.8 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц..... 36

2.2.9 Оценка ущерба..... 37

2.2.10 Определение вероятности возникновения и развития возможных аварий..... 39

2.2.11 Оценка риска..... 42

2.3 Оценка риска аварий 42

3 Выводы и предложения 44

3.1 Перечень составляющих (производственных участков) декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии объекта 44

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска 45

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение 45

риска аварий..... 45

4 Список использованных источников 48

4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих 48

требования промышленной безопасности на декларируемом объекте..... 48

4.2 Перечень литературных источников..... 50

5 Перечень сокращений, условных обозначений, 52

символов, единиц и терминов..... 52

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

1 Сведения о технологии

1.1 Цели и задачи проведения анализа риска и промышленной безопасности

На проектируемых объектах в технологическом процессе после ввода в эксплуатацию будут обращаться следующие опасные вещества:

- нефть (обводненность средняя 49%);
- попутный нефтяной газ (газовый фактор 800 м³/т);

Таблица 1 - Характеристика опасных веществ

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3
Нефть		
<i>Название вещества:</i> Химическое Торговое	Углеводороды Нефть	/1,2/
<i>Вид</i>	Горючая жидкость	/1,2/
<i>Химическая формула:</i> Эмпирическая Структурная	C _n H _{2n+2} - предельные у/в, C _n H _{2n} -нафтены	/1,2/
<i>Состав, % масс:</i> Основной продукт Примеси	нефть - сера 0,22 смолы силикогелевые 3,4 асфальтены 0,29 парафины 3,34	/4/
<i>Физический свойства:</i> Молекулярный вес, г/моль Температура кипения, °С Плотность при 20 °С, кг/м ³	- 49,5 820	/4/
<i>Данные о взрывопожаро- безопасности:</i> Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, % об.	Ниже 23 300 1,25-6,5	/4/
<i>Данные о токсической опасности:</i> ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	III класс опасности 10 5	/1,3/

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

3

Изм. Кол.уч Лист №док Подп. Дата

Продолжение таблицы 1

1	2	3
<i>Реакционная способность</i>	Средняя	/1/
<i>Запах</i>	Специфический	/1/
<i>Коррозионная активность</i>	Незначительная коррозия при длительной эксплуатации	/2/
<i>Меры предосторожности</i>	Необходимо наблюдение за состоянием оборудования и трубопроводов; строгое соблюдение мер безопасности при ремонте и чистке аппаратов и трубопровода. При работе в колодцах необходима предварительная их продувка воздухом или паром. При высоком содержании паров нефти в колодцах – запрещается работать в одиночку. Индивидуальные средства защиты.	/2/
<i>Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии</i>	По степени воздействия на организм человека нефть относится к 3 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007.76. Слабо токсичное. Нефти содержащие мало ароматических углеводородов действуют так же 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. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. При нефтяных пожарах воздействие на человека – тепловое излучение, токсичные продукты горения, пониженная концентрация кислорода. Воздействие на окружающую среду – загрязнение атмосферы продуктами горения, в случае разлива – загрязнение почвы и водных поверхностей (нарушение жизнедеятельности экосистем).	/1,2/
<i>Средства защиты</i>	При работе с высокими концентрациями нефти требуются шланговые противогазы типа ПШ-1, ПШ-2-57, ДПА-5. При меньшей концентрации фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для предупреждения кожных поражений – предохранительные мази из смеси ланолина с растительным маслом с добавлением хинина, окиси титана. При работе необходима спецодежда из плотной брезентовой ткани, обувь из полихлорвиниловой смолы.	/1,2/
<i>Методы перевода вещества в безвредное состояние</i>	При разливе нефти собрать ее в отдельную тару, место в помещении протереть тряпками, а на улице засыпать остатки нефти после уборки песком с последующим вывозом на свалку производственных отходов.	/1,2/
<i>Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии</i>	Удалить из опасной зоны. Освободить от стесняющей одежды, обеспечить покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерьяны или пустырника, ингаляция увлажненного кислорода, промывание глаз 2% раствором соды, При потере сознания- вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Срочная госпитализация. Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано.	/1,2/

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

4

Изм. Кол.вч Лист №док Подп. Дата

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Попутный нефтяной газ		
<i>Название вещества:</i> Химическое Торговое	Попутный нефтяной газ Газ	/1,2/
<i>Вид</i>	Горючий газ	/5/
<i>Химическая формула:</i>	Смесь различных газообразных компонентов, выделяющихся из нефти при разгазировании.	/1,2/
<i>Состав, % моль:</i> Основной продукт Примеси	Сероводород Метан Углекислый газ Азот Этан Пропан Изо-Бутан Бутан Изо-пентан Пентан Гексан и высшие	Отсутствует 83,316 0,344 1,529 7,957 5,021 0,639 0,855 0,171 0,149 -
<i>Физический свойства:</i> Молекулярный вес, г/моль Температура кипения, °С Плотность при 20 °С, кг/м ³ <i>Данные о взрывопожаро- безопасности:</i> Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, % об.	- - 0,820 537 - 3,2 – 13,6	/4/
<i>Данные о токсической опасно- сти:</i> ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³ Летальная токсодоза Пороговая токсодоза	4 класс опасности 300 100 -	/1,3/
<i>Реакционная способность</i>	Горюч	/1/
<i>Запах</i>	Без запаха	/1/
<i>Коррозионная активность</i>	Слабо коррозионное	/2/
<i>Меры предосторожности</i>	Приточно-вытяжная вентиляция, предотвращение утечек	/2/
<i>Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии</i>	По степени воздействия на организм человека попутный газ относится к 4 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007.88. Наркотик, вызывает учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, нарушение координации, потерю сознания. При падении содержания кислорода в воздухе на 25-30% появляются первые признаки асфиксии. Серьезные расстройства могут проявляться при содержании 25-30% метана и выше. Смесь из 80% метана и 20% кислорода вызывает лишь головную боль, а вдыхание смеси 60% метана с 21% O ₂ и 14% N ₂ переносились 3 ч. без жалоб (несколько снижалась частота пульса, кровяное давление и чувствительность глаза). При взрывах газа воздействие на людей – избыточное давление. Воздействие на окружающую природную среду: при взрыве и горении газа – загрязнение атмосферы продуктами горения. Метан является одним из «парниковых газов», повышенное содержание его в атмосфере ведет к «парниковому эффекту»	/1,2/

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.ч Лист №док Подп. Дата

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

5

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Средства защиты	Противогаз ИП-4,6, ИП-4	/1,2/
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Сжигание	/1,2/
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Удалить пострадавшего из вредной атмосферы, освободить от стесняющих частей одежды; положить с приподнятыми ногами; согреть тело (обложить грелками). Оберегать от простуды. При нарушении дыхания – кислород. При отсутствии дыхания немедленно (после освобождения полости рта и дыхательных путей от слизи и рвотных масс) начать искусственное дыхание по методу «изо рта в рот» с последующим использованием аппаратов для искусственной вентиляции легких; не прекращать его до появления спонтанного дыхания. Противопоказания – морфин, адреналин.	/1,2/

Источники информации в таблице 1 обозначены цифрами:

1. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей, Изд. 7-е пер. и доп. В трех томах. Том 1. Органические вещества. Под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной, «Химия», 1976 г.

2. М.Г. Рудин, А.Е. Драбкин. Справочник нефтепереработчика, «Химия», 1980 г.

3. ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

4. Проектная документация.

1.2 Данные о технологии и оборудовании

1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса

Технологическая схема представлена в графической части 22-0025-РПЗ.ГЧ лист 1.

Проектом предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода. В проекте принята герметичная система транспорта продукции скважин с кустов.

Таблица 1.2.1 – Основные параметры промысловых трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Длина, м	Давление рабочее, текущее МПа	Давление расчетное, МПа
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219x8	2347,0	3,18	4,0
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219x8	1892,0	2,85	4,0

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ГЧ

Лист

6

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

ПК16+55,26-ПК16+83,06, ПК16+90,63-ПК17+6,37, ПК17+25,38-ПК17+43,22, ПК17+54,81-ПК17+63,53, ПК17+76,98-ПК17+90,68, ПК18+7,39-ПК18,09, ПК19+30,65-ПК19+47,18, ПК19+72,94-ПК20+3,31, ПК21+16,62-ПК21+29,45, ПК21+55,17-ПК21+69,31, ПК23+73,17-ПК23+89,35, ПК24+4,48-ПК24+22,89, ПК26+74,38-ПК27+0,44, ПК27+31,04-ПК27+46,67 трасса пересекает воду. Проектом по трассе предусмотрено 2 узла запорной арматуры: УЗА-4 на ПК0, УЗА-5 на ПК27+71. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 77,60 до 81,23 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. – т.вр.к.4076»

Начало трассы – УЗА-2. Конец трассы – УЗА-6. Протяженность трассы составляет 2544 м. Основное направление трассы северо-западное. Проектируемая трасса проходит частично по суходольной, частично по заболоченной территории. Суходольная часть покрыта почвенно-растительным слоем, из леса произрастает сосна высотой 7 м. Заболоченная часть покрыта низкорослым лесом (сосна) высотой 7 м. Проектируемая трасса не пересекает существующие подземные трубопроводы, воздушные линии электропередачи, водные преграды. На ПК25+8,55-ПК25+19,90 трасса пересекает существующую автомобильную дорогу на куст 4076. Проектом по трассе предусмотрено 2 узла запорной арматуры: УЗА-2 на ПК0, УЗА-6 на ПК25+44. Абсолютные отметки высот по трассе изменяются от 78,35 до 89,41 м БС. Категория рельефа – равнинный, с углами наклона до 2°.

Нефтегазосборные трубопроводы запроектированы из труб стальных бесшовных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости класса прочности К52 диаметром 219х8 мм.

В качестве основной марки стали трубопроводов принята сталь 13ХФА, альтернативные марки стали трубопровода 05ХГБ, 20А, 20С, 09ГСФ и другие с классом прочности не менее К52.

Трассы нефтегазосборных трубопроводов проектируется в существующем и проектируемом коридоре коммуникаций. Параллельно проходят трассы автодороги, ВЛ6кВ и действующие нефтегазопроводы.

Строительство осуществляется в одну нитку.

Способ прокладки трубопроводов принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 СП 284.1325800.2016, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

- на минеральных грунтах - 0,8 м.
- на болотах - 0,6 м.

Переходы трубопроводов через воду запроектированы без защитных футляров, на переходах через р. Мохтикьяун и р. Тагръеган предусмотрена установка защитных футляров в соответствии с требованиями п. 891 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534. Необходимость установки защитных кожухов в местах прокладки промысловых трубопроводов через ручьи, болота и озера устанавливается по согласованию с владельцами данных участков.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Согласно п.10.2.6 СП 284.1325800.2016 прокладка трубопровода через водные преграды выполнена с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ. Проектная отметка верха трубопровода принята на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла водоема, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Минимальная ширина траншеи по низу принимается в соответствии с п 9.3.7 СП 284.1325800.2016:

- DN+300 мм для трубопроводов до DN700.
- при балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

Разработка грунта в траншеях на суходоле ведется экскаватором "обратная лопата", на водных преградах – экскаватором "обратная лопата" на понтоне; засыпка траншеи на суходоле ведется бульдозером "обратная лопата", на водных преградах – экскаватором "обратная лопата" на понтоне.

При разработке траншеи в зимний период времени (без возможности применения сланей и понтона) возможно использование зимних дорог. Зимние дороги выполняются способом послойного наращивания дорожного полотна, который включает проминку и промораживание основания дороги.

Там, где не позволяют стесненные условия застройки - земляные работы необходимо вести вручную.

Выполнение строительно-монтажных работ по заливаемому суходолу должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров.

Дно траншеи под укладку трубопровода должно быть тщательно спланировано, убраны твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы. При прокладке трубопроводов в мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами предусмотреть устройство подсыпки из мягких грунтов (сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм) толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи. При этом должно обеспечиваться сплошное прилегание трубопровода. Засыпка трубопровода производится одноковшовым экскаватором и бульдозером.

При засыпке траншеи необходимо обеспечить:

- сохранность труб и покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода.

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом трубопровода или монтажом криволинейных участков из крутоизогнутых и гнутых отводов. Стальные бесшовные приварные крутоизогнутые отводы $R=1,5 \cdot D$ используются на углах поворота 90° , 60° , 45° , 30° . Стальные бесшовные приварные гнутые отводы $R=1,5 \cdot D$ используются на углах поворота 20° . Кривые поворота (углы поворота)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

на линейной части трубопроводов, выполняемые с помощью гнутых отводов, проектируются с шагом градации 3° и в стесненных условиях трассы - 1° . Монтаж кривых поворота производится без обрезки прямых концов у гнутых отводов. Если при подходе прямого участка трубопровода к кривой поворота образуется строительный разрыв, то он восполняется вставкой, а не передвижкой кривой к уложенной нитке трубопровода.

Минимальные радиусы упругого изгиба трубопроводов приняты для труб DN 200 в горизонтальной и вертикальной плоскостях – не менее 200 м. Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации.

В состав трубопровода входят узлы линейной запорной арматуры.

Запорная арматура расставлена, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Предусматривается установка запорной арматуры в следующих случаях (п.9.2.2 СП 284.1325800.2016) и с учетом п. 888 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534:

- в точке подключения кустовой площадки (арматура с электроприводом в составе кустовой площадки);
- в точке подключения проектируемого трубопровода в существующий коллектор;
- в точках переподключения проектируемого трубопровода к действующим трубопроводам (перемычки);
- на переходах через водные преграды.

Расположение и назначение арматурных узлов представлено в таблице 11.

Таблица 1.2.2 – Расположение и назначение арматурных узлов

Наименование участка	Диаметр	Арматурные узлы	ПК
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	219x8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел отключающей арматуры на р. Мохтикьяун (начало перехода)	ПК17+67
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел. Узел подключения к.407б, к.406б Узел отключающей арматуры на р. Мохтикьяун (конец перехода) Соответствует узлу 1(ПК0+00) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.406б» и узлу 1 (ПК0+03,34) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.407б	ПК23+45,68

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	219x8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 2 (ПК23+45,68) нефтегазосборного трубопровода «Куст 2а - т. вр.» и узлу 1 (ПК0+03,34) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.407б	ПК0+00 (н.тр.)
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел отключающей арматуры на р. Тагръеган (начало перехода)	ПК13+96,70
		Узел 3 – проектируемый арматурный узел подключения к сущ. нефтепроводу "к.406б-т.вр." подземной врезкой безогневым методом без остановки перекачки рабочей сред. Совмещен с узлом отключающей арматуры на р. Тагръеган (конец перехода). Соответствует узлу 1 (ПК0+01,32) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. к.406б- т.вр.к.40б»	ПК18+91,05
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.40б»	219x8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел Узел подключения к проект. нефтесбору "т.вр. - т.вр.к.406б" узел 3 ПК18+91,05.	ПК0+01,32
		Узел 2 – проектируемый арматурный узел подземной врезки безогневым методом без остановки перекачки рабочей среды в действ. нефтегазопровод Ø273x8мм "Куст 404б - точка врезки"	ПК27+71 (к.тр.)
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	219x8	Узел 1 – проектируемый арматурный узел. Соответствует узлу 1 (ПК0+01,32) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. к.406б- т.вр.к.40б» и узлу 1(ПК0+00) нефтегазосборного трубопровода «т.вр. - т.вр.к.406б»	ПК0+03,34
		Узел 2 – узел подключения к.407б, ш.22-16. нефтегазопровод Ø273x8мм "Куст 404б - точка врезки"	ПК25+44 (к.тр.)

Подключения проектируемых трубопроводов в действующие трубопроводы выполнены подземной врезкой сверху безогневым методом без остановки перекачки рабочей среды с подземной установкой запорной арматуры. Так как врезка безогневым методом двух трубопроводов одного Ду не применяется, проектом предусмотрена, в целях не уменьшения проходного сечения трубопровода, врезка двумя ответвлениями, в сумме равными проходному сечению врезаемого трубопровода.

Устройство для холодной врезки УХВ-300 предназначено для вырезки отверстий диаметром 120 мм (запорная арматура Ду150) в действующих нефтегазопроводах под давлением через запорную арматуру во взрывоопасных зонах класса "2" согласно ГОСТ Р 51330.9. Управление включения вращения и перемещения шпинделя установки, осуществляется дистанционно с пульта управления, что позволяет исключать присутствие человека в месте непосредственной врезки.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

11

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

На трубопроводах узлы запуска и приема очистных устройств не предусмотрены.

Для выполнения требования СП 231.1311500.2015, п.6.3.7 необходимости обеспечения отключения куста скважин №2а Тагринского месторождения нефти от общей нефтегазосборной сети месторождения, на нефтегазосборном трубопроводе предусмотрена установка запорной арматуры с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты расположенной на территории куста №2а. Время отключения электроприводной задвижки Ду200, Ру40 – от 100 до 180 сек (согласно данных завода-изготовителя).

Отключение остальных участков нефтегазосборных трубопроводов предусмотрено задвижками с ручным управлением. Время отключения задвижек клиновых с ручным управлением Ду200, Ру40 не регламентируется заводами-изготовителями, но не менее 300 сек.

Конструкция узлов запорной арматуры разработана с учетом возможности самокомпенсации продольных перемещений.

Предусмотрена установка технологических задвижек (вантузных) перед узлами переключения на случай разгерметизации и последующего опорожнения трубопроводов, манометры до и после запорной арматуры. Установка арматуры - надземная. Секущие задвижки и трубопроводы установлены на 0,6 м выше от планировочной отметки земли.

Проектом предусмотрены подвижные опоры под надземные участки узлов задвижек и запорную арматуру и неподвижные опоры при выходе трубопровода из земли. Неподвижные опоры на подземном участке трубопровода приварить по контуру к строительной конструкции. В качестве технологических опор на трубопроводах с наружным покрытием приняты опоры корпусные хомутовые типа КХ. Между трубой и хомутовой опорой предусмотрена резиновая прокладка типа 1 по ГОСТ 7338-90 толщиной 5 мм марки ТМКЩ, сохраняющее наружное антикоррозионное покрытие трубы от повреждения.

Предусмотрена отсыпка из минерального грунта узлов установки запорной арматуры.

Проектом предусмотрены ограждения узлов установки запорной арматуры высотой не менее 2,2 м. Ограждения закрываются на замок.

Отсыпка узлов с устройством подъездов и подходов выполнена в чертежах марки ГП.

Задвижки установленные на проектируемых нефтегазопроводах заземляются.

Профиль подземной прокладки трубопроводов выполнен самокомпенсирующимся за счет поворотов трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях (п. 893 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534).

Расчет проверки прочности, общей устойчивости проектируемых трубопроводов с учетом изменения температуры и воздействия внутреннего давления.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

12

Изм. Кол.вч Лист Недок Подп. Дата

Расчет устойчивости положения трубопроводов (против всплытия), проложенных по болотам и обводненным участкам, и проектные решения по балластировке трубопроводов приведены в п. 12.37 настоящего тома.

Футляры защитные трубопроводов выполнены из трубы 530x10 мм по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80* из стали 09Г2С группа Д - с нормированием испытательного гидравлического давления.

1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Размещение зданий и сооружений производится по их функциональному и технологическому назначению и с учетом взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности. Проектом предусмотрено расположение сооружений и оборудования с учетом противопожарных разрывов между отдельными сооружениями и оборудованием, проезда для технологического и пожарного транспорта.

Планировочная организация земельного участка и размещение проектируемого объекта выполнены исходя из требований их повышенной экологической безопасности и эксплуатационной надежности.

Площадки строительства размещены на свободных от застройки территориях, с учетом наименьшей протяженности сетей и наименьшего воздействия на рельеф, почвы, растительный и животный мир, за пределами ценных в экологическом и хозяйственном отношении лесов, в зонах наиболее устойчивых к техногенному воздействию.

Обзорная схема размещения декларируемого объекта приведена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Обзорная схема размещения декларируемого объекта

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ поз. по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во единиц (шт.) длина, м	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Проектируемая система нефтегазопроводов куст скважин №2а Тагринского м/р					
ПТ	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	2347,0	подземный	Транспорт нефти	Ø 219x8 мм; P _{раб} = 3,18 МПа; T = 40 °С
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	1892,0	подземный	Транспорт нефти	Ø 219x8 мм; P _{раб} = 2,85 МПа; T = 40 °С
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	2771,0	подземный	Транспорт нефти	Ø 219x8 мм; P _{раб} = 2,75 МПа; T = 40 °С
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	2544,0	подземный	Транспорт нефти	Ø 219x8 мм; P _{раб} = 2,85 МПа; T = 40 °С
Существующая система промысловых трубопроводов Тагринского м/р					
ПТ	Промысловые трубопроводы Тагринского м/р	-	подземный	Транспорт нефти	Ø325x8 P _{раб} = 1,88 МПа; T = 40 °С

1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании на проектируемых объектах представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т			Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования по схеме	Кол. ед. оборуд., шт. или длина, м	Объем жидкости/нефти, м ³	В единице оборуд., т	В блоке, т	Агр., сост.	Давл. МПа	Темп., °С
Нефть								
Проектируемая система нефтегазопроводов куста скважин №2а Тагринского м/р								
Нефтегазосборные сети	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	2347,0м	75,92	33,619	33,619	жидкость	2,03	+40
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	1892,0м	61,20	27,101	27,101	жидкость	2,03	+40

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

14

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т			Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования по схеме	Кол. ед. оборуд., шт. или длина, м	Объем жидкости/нефти, м3	В единице оборуд., т	В блоке, т	Агр., сост.	Давл.М Па	Темп., °С
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	2771,0м	89,64	39,692	39,692	жидкость	2,03	+40
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	2544,0м	82,30	36,441	36,441	жидкость	2,03	+40
Всего опасного вещества «нефть – горючие жидкости» на проектируемом объекте						136,853 т		
Существующая Система промысловых трубопроводов Тагринского м/р								
ПТ	Промысловые трубопроводы Тагринского м/р	-	-	191,411	191,411	жидкость	1,88	+40
Всего опасного вещества «нефть – горючие жидкости» на существующем объекте						191,411т		
Попутный нефтяной газ								
Нефтегазосборные сети	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	2347,0м	-	2,194	2,194	газ	2,03	+40
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	1892,0м	-	1,769	1,769	газ	2,03	+40
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	2771,0м	-	2,590	2,590	газ	2,03	+40
	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	2544,0м	-	2,378	2,378	газ	2,03	+40
Всего опасного вещества «попутный нефтяной газ – воспламеняющиеся газы»						8,931т		

1.3 Описание технических решений, направленных на обеспечение безопасности

1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

Технические решения:

- при выборе оборудования учтено влияние климатических характеристик района строительства, все трубопроводы и запорная арматура принятые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям ТР ТС 010/2011;
- для борьбы с коррозией на емкостных аппаратах предусмотрено заводское внутреннее и внешнее антикоррозионное покрытие;
- для защиты от попадания пламени и искр внутрь, дренажные емкости для ЛВЖ оборудованы огнепреградителями;
- для технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные с повышенной коррозионной стойкостью, хладостойкостью и эксплуатационной надежностью;
- запорная арматура принята по классу герметичности затвора А. Материал корпуса арматуры выбран в зависимости от условий

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

21-153-РПЗ-ТЧ

Лист

15

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды, а также в соответствии с действующими каталогами заводов-изготовителей. Арматура поставляется с ответными фланцами. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды с учетом ее рабочих параметров;

- все технологическое оборудование, работающее под давлением, оснащено предохранительными клапанами, выбранными с учетом требований Федеральных норм и правил «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» ([Приказ от 15 декабря 2020 г. №536](#)).
- на всех технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией, на площадках узлов задвижек должен осуществляться переносными газоанализаторами.

Организационные мероприятия:

- операционному контролю подлежит качество выполнения всех видов строительного-монтажных работ;
- трубы, детали трубопроводов и арматура отбраковываются при обнаружении трещин, отслоений и деформации, если толщина стенки трубы меньше расчетной на прочность (толщина принята из расчета прибавки на компенсацию коррозионного износа при сроке службы 10 лет 0,2 и 0,4 мм/год). А также, при контроле сварных швов, если трубопровод не выдержал испытаний, если уплотнительные элементы арматуры не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса;
- двойной контроль сварных соединений неразрушающими методами (100% ультразвуковой и 100% радиографической) в местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок и в швах приварки арматуры (п.5.24 табл. 4 ВСН 012-88);
- проведение своевременных осмотров трубопроводов и ревизии запорной арматуры, их техническому обслуживанию и ремонту. Объем и сроки техобслуживания определяются действующими нормативами, инструкциями заводов-изготовителей, проектом, техническим состоянием оборудования. Предусмотрено проведение планово-предупредительных ремонтов в соответствии с утвержденными планами и календарными графиками. Контроль качества соединений производится в процессе производства работ систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе строительства трубопровода;
- трубы и соединительные детали проходят 100 % заводской контроль труб неразрушающими физическими методами и 100 % заводское гидравлическое испытание труб давлением.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

Предупреждение развития аварий и локализация аварийных выбросов опасных веществ на трубопроводах обеспечиваются комплексом технических и организационных решений.

Технические решения:

- технологический процесс на проектируемом объекте осуществляется непрерывно.
- принята герметичная система транспорта продукта.
- подземная прокладка трубопроводов.
- соблюдение минимально-допустимых разрывов в коридоре коммуникаций.
- расстояния между трубопроводами, проложенными в земле, и сооружениями определены из условий удобства монтажа, эксплуатации и ремонта трубопроводов.
- после полной готовности участка трубопровода производится испытание его на прочность, проверка на герметичность.
- контроль качества, входной и операционный контроль труб, фасонных деталей, деталей трубопроводов с целью повышения качества строительства.
- для измерения текущих параметров давления на арматурных узлах установлены манометры.
- арматурные узлы ограждены по периметру ограждением высотой 2,2 м.
- обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.
- для защиты от статического электричества запорная арматура и нефтегазопровод заземлены.

Организационные мероприятия:

- наличие аварийно-восстановительных команд, оснащенных необходимой техникой, инструментом, средствами связи и защиты, находящихся в постоянной готовности к выезду;
- планирование и осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, наличие на предприятии плана ликвидации аварий (ПЛА);
- наличие на предприятии резервов финансовых средств для локализации и ликвидации последствий аварий;
- периодическое обучение персонала действиям в аварийных ситуациях;
- создание систем наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддержание их в пригодном состоянии.
- создание систем управления промышленной безопасностью (для объектов I и II классов опасности).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							16

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Для обеспечения эксплуатационной надежности, промышленной, пожарной и экологической безопасности в соответствии с ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных [Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534](#), для проектируемых объектов предусмотрены:

- размещение технологического оборудования и сооружений с обеспечением необходимых по нормам проходов, проездов, противопожарных разрывов;
- соблюдение минимально-допустимых расстояний между оборудованием с соблюдением необходимых проходов;
- контроль работы оборудования и трубопроводов приборами автоматизации;
- выбор материала труб, арматуры из условий эксплуатации;
- антикоррозийная защита наружных поверхностей стальных участков трубопроводов, аппаратов;
- молниезащита и заземление оборудования и трубопроводов;
- арматура, примененная в проектной документации, имеет класс герметичности А по [ГОСТ 9544-2015](#);
- 100% контроль сварных стыков трубопроводов, в том числе физическими методами;
- испытание трубопроводов на прочность, плотность, герметичность;
- надземные трубопроводы и арматура теплоизолируются.

Предотвращение аварийного разлива обеспечивается следующими мероприятиями:

- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- применение труб с повышенными прочностными характеристиками с толщиной стенки, значительно превышающей расчетную;
- надземные участки трубопровода проложены в теплоизоляции;
- послемонтажное испытание трубопровода на прочность, плотность и герметичность соответствующим давлением.

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

Автоматизированные системы управления технологическими процессами, автоматические системы по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта предусматриваются в составе обустройства кустовых площадок, ДНС.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ

На арматурных узлах проектируемого трубопровода предусмотрен местный контроль давления.

Применяемые в проекте средства автоматизации имеют соответствующие сертификаты соответствия техническим регламентам Таможенного союза, выданные органами по сертификации, которые включены в Единый реестр органов по сертификации Таможенного союза.

Для местного контроля давления:

- на нефтегазопроводах применяется манометр технический показывающий МП4А-Кс, класс точности 1,5, степень защиты IP54, предел измерений 0-4,0МПа, «Манотомь».

Проектируемые местные манометры располагаются на узлах задвижек трубопровода с помощью закладных конструкций, предусмотрена совместная теплоизоляция трубопроводов, импульсных линий и отборов давления.

Местные средства должны иметь категорию размещения ХЛ1.

Местные средства измерения должны иметь соответствующую взрывозащиту по классу зон наружных установок (согласно п.90 "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности").

Местные средства измерения должны устанавливаться на заземленных узлах задвижек и оборудовании.

Контроль загазованности на площадках узлов задвижек должен осуществляться переносными газоанализаторами.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ

2 Анализ риска

2.1 Анализ известных аварий

2.1.1 Данные об авариях и инцидентах, имевших место на производстве

На декларируемом объекте аварий не было.

2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

24.07.1997 г. ЛПДС «Никольское» нефтепровода «Дружба»

Во время проведения работ по демонтажу опорных стоек трубопроводов размыва донных отложений (огневые работы) в резервуаре РВСП-20000 № 19 возникло локальное возгорание парафинистых отложений, сопровождающееся значительным задымлением, вследствие чего произошел «хлопок» ГВС внутри резервуара.

Причина аварии – грубое нарушение правил производственной дисциплины, отсутствие пожарного расчета на месте производства огневых работ.

16.10.1997 г. Роусвилл (Пенсильвания, США)

На нефтеперерабатывающем заводе в результате взрыва внутри резервуара для отстоя гравитационным методом загрязненных вод от углеводородов произошло разрушение резервуара РВС-2000. В результате взрыва РВС оторвался от днища и пролетел около 20 м. При мгновенном выбросе содержимого резервуара произошло возгорание. Через несколько секунд в соседнем резервуаре так же произошел взрыв, в результате которого резервуар отделился от днища и пролетел около 30 м. Пожар охватил большую часть резервуарного парка (5 РВС с нефтью и продукцией). Во время пожара произошло несколько взрывов.

Причина аварии – Авария произошла во время сварочных работ в резервуарном парке.

Последствия – значительный материальный ущерб, несколько человек пострадавших.

24.08.1999 г. ОАО «Удмуртнефть» Сарапульское НГДУ

При газовой резке труб стационарной системы пенного пожаротушения резервуара № 4 произошло возгорание паров нефти.

Причина аварии – негерметичность системы пенотушения, не обеспечение мер безопасности при производстве огневых работ.

Пострадавших нет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

12.03.2000 г. ДНС-1 ЦДНГ ООО «Геойлбент».

При пуске в работу нефтегазосепаратора НГС-1 в результате гидроудара произошло его частичное разрушение.

Причина аварии – внесение изменений в технологическое оборудование, отсутствие контроля за состоянием оборудования, установка ППУ на территории взрывопожарного объекта, нарушение регламента проведения работ. Вследствие разрушения произошел интенсивный выброс нефтегазовой смеси с обширной загазованностью территории с последующим возгоранием смеси.

Последствия: В результате аварии мастер по подготовке и перекачки нефти, два оператора технологических установок, оператор по добычи нефти и газа и машинист ППУ получили термические ожоги разной степени тяжести. Один оператор технологических установок от полученных ожогов умер в больнице.

По предварительным оценкам прямой материальный ущерб от аварии составил 262 тыс. руб.

25.01.2002 г. ОАО «Орскнефтеоргсинтез». Товарно-сырьевая база

При подготовке к ремонту резервуара объемом 5 тыс. м³ внутри него произошел хлопок. Были повреждены стенки и крыша резервуара.

Последствия: повреждение оборудования, пострадавших нет.

10.08.2003 г. ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В резервуарном парке от грозового разряда молнии произошел хлопок внутри резервуара с отрывом крыши и последующим пожаром.

Последствия: повреждение оборудования, пострадавших нет.

05.05.2007 г. Белозерный ГПЗ УПГ-1

Опасное событие: взрыв ГВС в результате разгерметизации приемного сепаратора. Погиб один человек.

26.12.2007 г. Якутия, филиал «Амгинская нефтебаза»

ОАО «Саханефтегазсбыт»

Разрушение резервуара РВС-700, выброс 422 т сырой нефти.

Причины: естественное старение металла, применение стали, не соответствующей климатическим условиям эксплуатации и понижение температуры окружающего воздуха до 42 градусов. Невыполнение требований промышленной безопасности по техническому освидетельствованию и проведению экспертизы на возможное продление сроков эксплуатации

Последствия: Пострадавших нет, экологический ущерб предотвращен (авария ликвидирована без опасных последствий, нет попадания нефтепродуктов в водоем)

08.2009 г. ХМАО, Нефтебаза «Конда» ОАО «Сибнефтепровод»

Крупный пожар на нефтебазе.

Причина: прямое попадание молнии в емкость с нефтью и отказ системы молниезащиты, отказ системы пенотушения и системы орошения резервуаров

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							20

Последствия: Распространение пожара на всей территории нефтебазы и за пределами территории. Сгорели несколько резервуаров с нефтью, два пожарных автомобиля. При тушении огня погибли трое пожарных, еще четверо были госпитализированы с ожогами.

03.04.2008 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»

Опасное событие: на газопроводе месторождения «Ловинка - Северная Даниловка» ТПП «Урайнефтегаз» при демонтаже дренажного устройства сбора конденсата из газопровода произошло возгорание газозвушной смеси. Ожоги различной степени тяжести получили несколько человек.

19.07.2011. ЯНАО

Опасное событие: Взрыв на компрессорной станции «Байдарацкая» во время испытаний. Один человек погиб, девять получили ранения.

2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Анализ произошедших аварий на объектах, аналогичных объектах, позволяет сделать вывод, что причиной аварии может стать любой элемент технологической системы, в том числе и человек. К наиболее распространенным причинам возникновения аварий можно отнести:

- различные виды ошибок персонала, как при выполнении технологических операций, так и при возникновении аварийных ситуаций, а также при проведении ремонтных работ;
- отказ систем безопасного выполнения операций, а также отказ систем автоматического контроля технологических параметров;
- потеря механической прочности материала оборудования из-за коррозии или усталости, которая приводит к локальным утечкам нефтепродуктов из оборудования.

По результатам анализа данных разрушений емкостей хранения за период с 1951 по 2010 годы, происшедших в резервуарных парках ТЭК 122 случая из 150 приходится на квазимгновенное разрушение емкости, причем 110 случаев из 122 произошли при нормальном режиме эксплуатации. После разрушения емкости с ГЖ с температурой вспышки менее 28°С в 39 случаях – мгновенное воспламенение, в 10 случаях – образование и последующее воспламенение ТВС, 12 аварий не сопровождались возникновением пожара-вспышки, пожара пролива, взрыва ТВС.

Согласно статистических данных, основными источниками зажигания являются огневые и ремонтные работы (23,8 %), искры электроустановок (14,4 %), проявления атмосферного электричества (9,0 %), разряды статического электричества (9,5 %). Треть всех пожаров произошла по причине самовозгорания пиррофорных соединений, неосторожного обращения с огнем, поджогов. Зарегистрировано 22 случая пожаров на нормально работающих резервуарах, причинами которых явилась молния. Зарегистрированы также случаи пожаров,

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№док	Подп.	Дата
22-0025-РПЗ.ТЧ					

которые возникали при отборе проб или замере уровня нефтепродукта в резервуарах.

Статистическая удельная частота пожаров на резервуарах различных конструкций составляет: на нефтеперерабатывающих заводах для РВС - 0,000186 резервуар/год, для РВСП - 0,000454 резервуар/год; на объектах транспорта и распределения нефтепродуктов для РВС - 0,000109 резервуар /год, для РВСП - 0,000195 резервуар /год.

2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

2.2.1 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Множество причин возникновения аварийной ситуации на декларируемом объекте можно разделить на три класса:

1. Отказы (неполадки) оборудования (коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов; физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов).

Опасности, связанные с типовыми процессами.

- Физический износ, коррозия, механические повреждения оборудования или трубопроводов.
- Прекращение подачи энергоресурсов.
- Недостаточный уровень квалификации обслуживающего персонала и возможные ошибки персонала при ведении технологического процесса.
- Внешние механические воздействия в результате строительной деятельности.
- Структурные отказы или механические дефекты (в результате развития исходных дефектов основного металла и мест сварки).
- Опасные природные явления: поражение молнией, разряд атмосферного электричества и др.

Причины, связанные с типовыми процессами

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним. Причинами разгерметизации могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, вызывают поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;
 - разрушения под воздействием температурных деформаций;
 - вибрация;
 - превышения давления и т.п.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Прекращение подачи энергоресурсов

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации, оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования и трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

2. Ошибки производственного персонала (отклонения от требований регламентов и техники безопасности, особенно при проведении ремонтных работ).

При недостаточно высоком уровне автоматизации технологического процесса контроль за ним требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. 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 опасными веществами. В случае неправильных действий персонала, существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Источники зажигания

Основные источники зажигания на нормально работающем оборудовании - проявление атмосферного электричества, самовозгорание пирофоров, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб и замере уровня, искры электроустановок.

Источниками зажигания при пожарах, возникших от загазованности, служили автомобили, искры от контактов магнитных пускателей и другого электрооборудования, открытый огонь и курение.

3. Внешние причины (стихийные бедствия, катастрофы, грозовые разряды и разряды от статического электричества, понижение температуры воздуха диверсии и т.д.).

Выброс паровой фазы через дыхательные устройства, предохранительные клапана, люки и т.п. при хранении и проведении сливно-наливных и других технологических операций с нефтепродуктами.

Разрушение или неисправность запорной арматуры, трубопроводов, фланцевых соединений, насосов и другого технологического оборудования, корпусного оборудования и резервуаров с выбросом в окружающую среду жидких

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист 23

и газообразных нефтепродуктов, а также жидких нефтепродуктов насыщенных горючими газами.

Основные причины и факторы, способствующие возгоранию на оборудовании:

- поражение оборудования молнией при отказе молниеотвода;
- вторичное воздействие молниевых разрядов при неисправности защитного заземления или перемычек в местах сближения металлических коммуникаций;
- электрическая искра при искрении электрооборудования, при разрядах статического электричества;
- фрикционные искры за счёт ударов разорвавшейся трубы, частей и осколков оборудования, выноса и ударов корродирующих частиц металла в потоке истекающего продукта.
- Опасности, связанные с процессом хранения нефти:
- одиночные коррозионные сквозные дефекты оборудования;
- отказ системы регулирования уровня в оборудовании для нефти, попадание воздуха в полость насосов;
- отказ предохранительного и дыхательного клапанов на оборудовании.

Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- опасности, связанные с опасными промышленными объектами, расположенных в районе объекта;
- аварии воздушных судов;
- специально спланированная диверсия.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения на установке аварийной ситуации любого масштаба.

Возможными причинами возникновения аварий, непосредственно связанных с выбросом опасного вещества применительно к трубопроводам, приводящим к возникновению ЧС, могут явиться:

Заводские дефекты труб – металлургические дефекты (слоистость стенок труб, закаты, неметаллические включения, плены); использование сталей с нерасчетными характеристиками прочности, пластичности, вязкости; отклонения геометрических характеристик от расчетных (толщина стенки, диаметр труб, величина притупления кромок); дефекты заводских сварных швов (непровары, смещение кромок, шлаковые включения, ослабление околошовных зон основного металла, трещины, царапины и задиры, наносимые на металл в процессе изготовления труб, места ремонта заводского сварного шва.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							24

Дефекты сварных соединений труб, выполняемых в полевых условиях, в основном те же, что и в заводских сварных швах (непровары, подрезы, шлаковые включения, неравнопрочность металла шва с основным металлом, «охрупчивание» околошовной зоны и др.).

Механические повреждения труб при транспортировке, строительстве и эксплуатации – вмятины, царапины, задиры, приварка различного рода крепежных элементов, утонение концевых участков труб при перетаскивании их волоком, сквозные повреждения, гофры.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта.

Коррозия труб приводит к образованию различных выемок, каверн, свищей в стенке трубы, уменьшению ее толщины.

Нарушение правильного режима эксплуатации заключается в превышении рабочего давления, несвоевременном обследовании трубопроводов и выявлении опасных участков.

2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

В обозначении группы сценариев первая цифра обозначает частичную (1) или полную (2) разгерметизацию оборудования, вторая цифра – характеристику аварии: 1 – разгерметизация без воспламенения; 2 – разгерметизация с последующим пожаром; 3 – разгерметизация с последующим взрывом.

В качестве частичной разгерметизации принят дефект типа «свищ» условным диаметром 12,5 мм (0,0125 м).

На декларируемом объекте возможны следующие группы типовых сценариев аварий для оборудования, содержащего горючие жидкости (ГЖ):

Сценарий ГЖ1.1 / ГЖ2.1: Частичная/полная разгерметизация трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → рассеивание облака топливовоздушной смеси без воспламенения → локализация и ликвидация аварии.

Сценарий ГЖ1.2 / ГЖ 2.2: Частичная/полная разгерметизация трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → воспламенение облака топливовоздушной смеси → пожар пролива → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

Сценарий ГЖ1.3 / ГЖ 2.3: Частичная/полная разгерметизация трубопровода с горючей жидкостью → выброс опасного вещества в окружающую среду → образование пролива опасного вещества → образование и распространение облака топливовоздушной смеси → образование (возникновение) в зоне облака топливовоздушной смеси источника зажигания → взрыв облака топливовоздушной

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

смеси → воздействие поражающих факторов на людей, оборудование, окружающую среду → локализация и ликвидация аварии.

Перечень сценариев аварийных ситуаций, характерных для проектируемых объектов представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Перечень сценариев аварийных ситуаций

Наименование технологического оборудования	Возможные сценарии аварий
1	2
Куст скважин №2а	
Нефтегазопроводы	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.3
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	ГЖ1.1, ГЖ1.2, ГЖ1.3, ГЖ2.1, ГЖ2.2, ГЖ2.

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

При прогнозировании последствий аварийных ситуаций, возникающих при выбросах опасных веществ использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk. Оценки риска и расчета последствий аварий на производственных объектах» разработанный ЗАО «Научно-технический центр «Промышленная безопасность» и имеющий Сертификат соответствия № РОСС RU. СП22.Н00066 Системы сертификации ГОСТ Р Госстандарта России, а также Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009615864.

Программный комплекс «ТОКСИ+Risk» успешно прошел сертификационные испытания в Органе по сертификации программной продукции в строительстве Системы сертификации ГОСТ Р на соответствие методикам, Сертификат соответствия № РОСС RU. СП15.Н00397 Системы сертификации ГОСТ Р Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

Также при оценке опасностей, возникающих при авариях, связанных с выбросом и горением опасных веществ и иными сценариями аварий, использовались следующие нормативные и методические материалы:

- [СП 12.13130.2009](#) «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- [Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 N 387 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах".](#)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							26

- [ГОСТ Р 12.3.047-2012](#) «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах ([Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404](#));
- Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: ВНИИПО МЧС России, 2006.

Большинство используемых методов и методик расчета являются официально рекомендованными Ростехнадзором и МЧС России для оценки последствий промышленных аварий или общеприняты в инженерной практике.

При моделировании сценариев аварий сделаны следующие предположения и допущения:

- расчеты проведены для режима нормальной эксплуатации оборудования и трубопроводов;
- при определении частоты утечек из трубопровода и частоты разгерметизации для технологического оборудования проектируемого объекта использовалось Приложение № 1 к пункту 15 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» ([Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404](#));
- при расчете интенсивности испарения опасного вещества, оценке последствий пожаров разлива использовался Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 при следующих предположениях: площадь разлива определялась, исходя из общей массы высвобождающейся жидкой фазы, испарение опасного вещества происходит со всей площади разлива, горение опасного вещества на всей площади пролива.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей недостаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

Поражающими факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, в общем случае являются: открытый огонь и искры, тепловое излучение, горячие и токсичные продукты горения, дым, повышенная температура воздуха и предметов, пониженная концентрация кислорода, взрывы.

2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Масса выброса определялась из следующих предпосылок:

- в выбросе участвует все содержимое разрушаемого аппарата с учетом свойств выбрасываемого вещества и разрушаемого оборудования;
- происходит выброс веществ из смежного оборудования к месту разрушения по прямому и обратному потокам в течение времени, необходимого для перекрытия потоков.
- время отключения потока электроприводной запорной арматурой – 120 с.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							27

Для емкостного оборудования, которое работает автономно, поступление продуктов к аварийному блоку от соседних блоков не рассматривалось.

В основу количественной оценки опасных веществ, участвующих в аварии на нефтепроводах положены следующие предпосылки и допущения:

- за рабочее давление на рассматриваемых оборудовании/трубопроводах принято максимальное рабочее давление без учета гидравлических потерь.
- учет рельефа местности;
- разрыв трубы происходит в точке с наименьшей геодезической отметкой;
- дефектные отверстия расположены на нижней образующей трубы;
- типы дефектных отверстий (разрушений) – «гильотинный» разрыв (полная разгерметизация трубопровода), трещина, «свищ». Так как далее рассматриваются наиболее опасный и наиболее вероятный сценарии аварии, то сценарий аварии с образованием трещины исключается).

Истечение нефти из дефектного отверстия происходит по 3 режимам:

- напорный режим (с момента повреждения до остановки насосов),
- безнапорный режим (с момента остановки насосов до закрытия задвижек),
- самотечный режим (с момента закрытия задвижек до прекращения утечки).
- время остановки насосов принимается:
- при аварии с «гильотинным» разрывом $t_{r1} = 120$ сек;
- при аварии с образованием «свища» $t_{c1} = 3600$ сек.

Время перекрытия запорной арматуры принимается равным 10-20 мин с момента обнаружения аварии в зависимости от места аварии. Усредненное время ликвидации аварийного истечения принимается равным 1 часу с момента обнаружения аварии.

При ограниченном проливе площадь принималась равной площади обвалования за вычетом площади, занимаемой рядом расположенным оборудованием или площадки, ограниченной бордюром.

При свободном проливе площадь разлива определялась, исходя из общей массы высвобождающейся жидкой фазы по формуле ПЗ.27 Приложения № 3 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» ([Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404](#)).

Расчет испарения горючей жидкости с площади пролива производится в соответствии с Приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.

Количество опасного вещества, участвующее во взрывном превращении, определялась в соответствии с п. IV Приказа МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей, не достаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист 28

Максимальное количество опасных веществ, участвующих в аварии и участвующих в создании поражающих факторов по рассмотренным сценариям, представлено в таблице 5.

Таблица 5 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии и участвующего в создании поражающих факторов при разгерметизации оборудования

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Последствия аварии	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т			
				участвующего в аварии		участвующего в создании поражающих факторов	
				ЖФ	ПГФ	ЖФ	ПГФ
1	2	3	4	5	6	7	8
Куст скважин №2а							
Нефтегазопроводы							
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,034	0,023	0,034	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	6,165	3,198	6,165	0,320
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,034	0,023	0,034	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	6,165	3,198	6,165	0,320
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406б»	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,034	0,023	0,034	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	6,165	3,198	6,165	3,198

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

29

Изм. Кол.ч Лист Недок Подп. Дата

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Последствия аварии	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т			
				участвующего в аварии		участвующего в создании поражающих факторов	
				ЖФ	ПГФ	ЖФ	ПГФ
1	2	3	4	5	6	7	8
			среды				
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	6,165	3,198	6,165	0,320
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.4076	Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	0,034	0,023	0,034	0,023
ГЖ1.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	0,034	0,023	0,034	0,0023
ГЖ2.1		Выброс без возгорания	Загрязнение окружающей среды	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.2		Воспламенение + пожар	Термическое поражение	6,165	3,198	6,165	3,198
ГЖ2.3		Взрыв облака ТВС	Барическое воздействие	6,165	3,198	6,165	0,320

Примечание: расчеты для нефтегазопроводов выполнены для наихудшего варианта.

К поражающим факторам аварии на объекте относятся:

- воздушная ударная волна, возникающая при взрывных превращениях облаков топливовоздушных смесей;
- тепловое излучение продуктов горения при пожаре и взрыве;
- осколочные поля, создаваемые летящими обломками технологического оборудования, строительных конструкций и т.д.

Метеоусловиями для наиболее опасных сценариев аварий являются: температура почвы и воздуха плюс 20 °С (средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца), безветрие.

2.2.5 Расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей

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:

$$F_{пр} = \phi_p \cdot V_{жс} \quad (1)$$

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

где ϕ_p – коэффициент разлития, m^{-1} (при отсутствии данных допускается принимать равным $20 m^{-1}$ при проливе на грунтовое покрытие и $5 m^{-1}$ при проливе на неспланированную грунтовую поверхность);

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

Результаты определения площадей разлива (испарения) при частичной или полной разгерметизации технологического оборудования представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты определения площадей разлива (испарения)

Наименование оборудования	Площадь разлива, m^2	
	сценарий ГЖ1.1	сценарий ГЖ2.1
Куст скважин №2а		
Нефтегазопроводы		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	0,2	150,4
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	0,2	150,4
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	0,2	150,4
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	0,2	150,4

2.2.6 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве

При расчете параметров волны давления при сгорании газо-, паровоздушного облака использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Основными структурными элементами алгоритма расчетов являются:

- определение ожидаемого режима сгорания облака;
- расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных волн давления для различных режимов;
- определение дополнительных характеристик взрывной нагрузки;
- оценка поражающего воздействия.

Ожидаемый режим сгорания облака зависит от типа горючего вещества и степени загроможденности окружающего пространства.

Для расчета были приняты следующие условия:

- облако ТВС расположено на поверхности земли;
- класс горючих веществ по степени чувствительности 3 – средне чувствительные вещества;
- класс окружающего пространства по степени загроможденности IV – слабо загроможденное пространство и свободное пространство.

Ожидаемый режим сгорания облака определяется в зависимости от класса горючего вещества, а также класса загроможденности окружающего пространства и соответствует 5 классу режима сгорания облака – дефлаграция, скорость фронта пламени 72 - 87 м/с.

Предполагается, что инициирование взрывного превращения происходит в центре облака топливно-воздушной смеси (ТВС).

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Результаты расчета параметров волны давления при сгорании ТВС в открытом пространстве приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты расчета зон действия поражающих факторов при взрыве облака ТВС в открытом пространстве

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Расстояние от центра облака, м					
		100кПа	53кПа	28кПа	12кПа	5кПа	3кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
Куст скважин №2а							
Нефтегазопроводы							
ГЖ1.3	Нефтегазосборный трубопровод	-	-	-	-	1,71	4,79
ГЖ2.3	«Куст 2а - т. вр.»	-	-	-	-	13,09	36,67
ГЖ1.3	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	-	-	-	-	1,71	4,79
ГЖ2.3	«т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	-	-	-	-	13,09	36,67
ГЖ1.3	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	-	-	-	-	1,71	4,79
ГЖ2.3	«т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	-	-	-	-	13,09	36,67
ГЖ1.3	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	-	-	-	-	1,71	4,79
ГЖ2.3	«т.вр. - т.вр.к.407б»	-	-	-	-	13,09	36,67

Значения критического давления для людей, находящихся в зданиях (согласно Руководству по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, 2006) приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Значения критического давления для людей, находящихся в зданиях

Вид воздействия	Давление воздействия, кПа
1	2
Люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, погибнут в результате прямого поражения УВ, под развалинами зданий или вследствие удара о твердые предметы	190
Наиболее вероятно, что все люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, либо погибнут, либо получают серьезные повреждения в результате действия взрывной волны, либо при обрушении здания или перемещении тела взрывной волной	69 ÷ 76
Люди, находящиеся в неукрепленных зданиях, либо погибнут или получают серьезные повреждения барабанных перепонок и легких под действием взрывной волны, либо будут поражены осколками и развалинами здания	55
Обслуживающий персонал получит серьезные повреждения с возможным летальным исходом в результате поражения осколками, развалинами здания, горящими предметами и т.п. Имеется 10 %-я вероятность разрыва барабанных перепонок	24
Возможна временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов взрывной волны, таких, как обрушение зданий, и третичного эффекта переноса тела. Летальный исход или серьезные повреждения от прямого воздействия взрывной волны маловероятны	16
С высокой надежностью гарантируется отсутствие летального исхода или серьезных повреждений. Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен здания	5,9 ÷ 8,3

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

В таблице 10 приведены степени разрушения различных административных, производственных зданий и сооружений от воздействия избыточного давления ударной волной при сгорании газо-, паровоздушных смесей (согласно таблицы №5-5 Приложения 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

Таблица 9 - Данные о степени разрушения производственных, административных зданий и сооружений, имеющих разную устойчивость

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа				
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное	
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20-30	30-40	40-50	>50	
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкции	10-20	25-35	35-45	>45	
Складские кирпичные здания	10-20	20-30	30-40	>40	
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5-7	7-10	10-15	>15	
Бетонные и железобетонные здания и антисейсмические конструкции	25-35	80-120	150-200	>200	
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25-45	45-105	105-170	170-215	
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10-15	15-25	25-35	35-45	
Деревянные дома	6-8	8-12	12-20	>20	
Подземные сети, трубопроводы	400-600	600-1000	1000-1500	1500	
Трубопроводы наземные	20	50	130	-	
Кабельные подземные линии	до 800	-	-	1500	
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80	
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90	
Подземные резервуары	40	75	150	200	
22-0025-РПЗ.ТЧ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Согласно Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 ноября 2022 г. №387 величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны равная 5 кПа принимается безопасной для человека. Воздействие на человека ударной волной с избыточным давлением на фронте более 120 кПа рекомендуется принимать в качестве смертельного поражения. Для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение избыточного давления, превышающее 70 кПа.

Предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паровоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве (согласно Приложению № 4 к пункту 20 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404) приведено в таблице 10.

Таблица 10 - Предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паро- или пылевоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

2.2.7 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при пожаре пролива

Поражающим фактором при пожаре разлива является тепловое воздействие за счет теплового излучения и конвекционного воздействия факела. Эти факторы ограничивают свободу передвижения и затрудняют действие людей, но не создают непосредственной угрозы для их жизни, так как опасное воздействие излучения проявляется постепенно, а люди все-таки могут более или менее произвольно выбирать свое расположение. Однако, под воздействием теплового излучения возможен сильный перегрев оборудования с деформацией и потерей механической прочности.

Наибольшую опасность пожар разлива представляет для персонала, который может попасть в зону пожара на начальных стадиях пожара, а также в случае невозможности своевременной эвакуации.

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива, принимается равной 1,0.

Гибель людей может наступить даже при кратковременном воздействии открытого огня в результате сгорания, ожогов или сильного перегрева. Характер и

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

последствия воздействия открытого огня на материальные ценности зависят от их горючести. Несгораемые конструкции могут быть уничтожены огнем в результате расплавления, деформации или обрушения при перегреве и потере механической прочности.

При расчете интенсивности теплового излучения от пожара пролива использовалось программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Результаты расчета интенсивности теплового излучения от пожара пролива представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета интенсивности теплового излучения от пожара пролива

№ сценария	Наименование оборудования, № по схеме	Эффективный радиус зоны действия от открытого огня, м	Расстояние от геометрического центра опасного образования до зоны с интенсивностью теплового излучения, м			
			10,5 кВт/м ²	7,0 кВт/м ²	4,2 кВт/м ²	1,4 кВт/м ²
1	2	3	4	5	6	7
Куст скважин №2а						
Нефтегазопроводы						
ГЖ1.2	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	0,26	0,37	0,53	0,85	1,93
ГЖ2.2		6,92	9,01	12,54	18,1	34,09
ГЖ1.2	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	0,26	0,37	0,53	0,85	1,93
ГЖ2.2		6,92	9,01	12,54	18,1	34,09
ГЖ1.2	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.40б»	0,26	0,37	0,53	0,85	1,93
ГЖ2.2		6,92	9,01	12,54	18,1	34,09
ГЖ1.2	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	0,26	0,37	0,53	0,85	1,93
ГЖ2.2		6,92	9,01	12,54	18,1	34,09

При оценке воздействия теплового излучения основным критерием поражения является интенсивность теплового излучения. Детерминированные критерии поражения людей приведены в таблице 12 (согласно таблицы №5-2 Приложения 5 Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»). Для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение интенсивности теплового излучения, превышающего 7,0 кВт/м².

Таблица 12 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

Степень поражения	Интенсивность теплового 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	7,0
Ожог 1 степени через 15 - 20 с	
Ожог 2 степени через 30 - 40 с	
Непереносимая боль через 3 - 5 с	10,5
Ожог 1 степени через 6 - 8 с	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

35

Изм. Кол.уч Лист №док Подп. Дата

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²
Ожог 2 степени через 12 - 16 с	
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	17,0

2.2.8 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц

Расчет возможного числа пострадавших, включая погибших среди работников и иных физических лиц проводился в программном комплексе «ТОКСИ+Risk», с учетом:

- количества людей, находящихся на открытых площадках, внутри зданий и пунктов управления технологическим процессом;
- коэффициента присутствия персонала на открытых площадках и в помещениях;
- вероятности смертельного поражения, равной 100%.

Расчет выполнен на основании следующих данных:

- число постоянно и одновременно находящихся на объекте людей (например, число человек в одной смене) – 3 человека;
- число рискующих (общее число людей, которые могут находиться когда-либо на объекте, например, суммарное их число во всех сменах) – 10 человек;
- коэффициент присутствия (средний относительный показатель времени нахождения человека на объекте): $0,04 \div 0,5$.

Учитывая, что площадка декларируемого объекта находится вне населенных пунктов, посторонних лиц на территории объекта не должно быть. Железных дорог и автодорог находящихся в зоне поражающих факторов аварий нет, поэтому маловероятно, что будут пострадавшие среди третьих лиц.

Персонал, обеспечивающий техническое обслуживание линейной части напорного нефтепровода, входит в состав существующих служб. Постоянных рабочих мест на линейном объекте проектом не предусматривается. Его обслуживание выполняется выездными бригадами.

На прилегающей территории нет населенных пунктов с постоянно проживающим населением. Опасность поражения в случаях аварии для населения отсутствует, так как населенные пункты находятся на удаленном расстоянии и в зону воздействия поражающих факторов не попадают.

Управление работой кустовой площадки и трубопроводами производится с диспетчерского пункта ДП Тагринского месторождения.

Условная вероятность поражения человека избыточным давлением, развиваемым при сгорании топливно-воздушных смесей, а также условная вероятность поражения человека тепловым излучением определялась согласно

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

36

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

- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;
- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

Экологический ущерб определяется как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей среды:

- ущерб от загрязнения атмосферы продуктами сгорания нефти;
- ущерб от загрязнения атмосферы парами углеводородов при испарении нефти.

При расчете ущерба от возможных аварий приняты следующие допущения:

- среднемесячная заработная плата на предприятии составляет 60 тысяч рублей;
- при расчете прямых потерь., нефть – 15 тыс. руб./т.;
- затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварии составляют 10 % от полного ущерба.

Расчет возможного ущерба при авариях на декларируемом объекте приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты оценки ущерба от реализации аварий на декларируемом объекте

№ сценария	Наименование	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию, тыс. руб.	Социально-экономические потери, тыс. руб.	Косвенные потери, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Потери при выбытии трудовых ресурсов, тыс. руб.	Полный ущерб от аварии, тыс. руб.
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	3,635	0,363	0,0	28,083	3	0	32,114
ГЖ2.2		92,935	9,294	520,200	558,325	8,766	9339,176	10528,696
ГЖ2.3		17,730	1,773	520,200	28,083	0,46	9339,176	9907,417
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	3,635	0,363	0,0	28,083	3	0	32,114
ГЖ2.2		92,935	9,294	520,200	558,325	8,766	9339,176	10528,696
ГЖ2.3		17,730	1,773	520,200	28,083	0,46	9339,176	9907,417
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	3,635	0,363	0,0	28,083	3	0	32,114
ГЖ2.2		92,935	9,294	520,200	558,325	8,766	9339,176	10528,696
ГЖ2.3		17,730	1,773	520,200	28,083	0,46	9339,176	9907,417
ГЖ1.1	Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	3,635	0,363	0,0	28,083	3	0	32,114
ГЖ2.2		92,935	9,294	520,200	558,325	8,766	9339,176	10528,696

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

38

Изм. Кол.чч Лист Недок Подп. Дата

№ сценария	Наименование	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию, тыс. руб.	Социально-экономические потери, тыс. руб.	Косвенные потери, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Потери при выбытии трудовых ресурсов, тыс. руб.	Полный ущерб от аварии, тыс. руб.
ГЖ2.3		17,730	1,773	520,200	28,083	0,46	9339,176	9907,417

2.2.10 Определение вероятности возникновения и развития возможных аварий

Определение вероятности возникновения аварийных ситуаций выполнено на основании Приложения № 1 к пункту 15 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» ([Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404](#)), Отраслевого руководства по анализу риска и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности (РАО «Газпром», ВНИИГАЗ), [ГОСТ Р 12.3.047-2012](#).

Сведения по частотам реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования проектируемого объекта приведены в таблице 16 (согласно Приложению 1 к пункту 15 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, [Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404](#)).

Таблица 14 – Частоты разгерметизации для технологического оборудования производственных объектов

Наименование оборудования	Инициирующее аварийное событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год ⁻¹
1	2	3	4
Резервуары, емкости, сосуды и аппараты под давлением	Разгерметизация с последующим истечением жидкости, газа или двухфазной среды	полное разрушение	$3,0 \cdot 10^{-7}$
		12,5	$1,1 \cdot 10^{-5}$
Резервуары для хранения ЛВЖ и горючих жидкостей при давлении, близком к атмосферному (при единичном объеме менее 450 м ³)	Разгерметизация с последующим истечением жидкости в обвалование	полное разрушение	$8,0 \cdot 10^{-6}$
		25	$5,0 \cdot 10^{-4}$
Резервуары для хранения ЛВЖ и горючих жидкостей при давлении, близком к атмосферному (при единичном объеме 450 м ³ и более)	Разгерметизация с последующим истечением жидкости в обвалование	полное разрушение	$5,0 \cdot 10^{-6}$
		25	$8,8 \cdot 10^{-5}$
Резервуары для хранения ЛВЖ и ГЖ со стационарной крышей	Пожар по всей поверхности резервуара	-	$9,0 \cdot 10^{-5}$
Насосы	Разгерметизация с последующим истечением жидкости	Диаметр подводящего/отводящего трубопровода	$1,0 \cdot 10^{-4}$

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Частоты утечек из технологических трубопроводов приведены в таблице 15 (согласно Приложению № 1 к пункту 15 «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», [Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404](#)).

Таблица 15 - Частоты утечек из трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек, 1/м-год				
	Малая (диаметр отверстия 12,5 мм)	Средняя (диаметр отверстия 25 мм)	Значительная (диаметр отверстия 50 мм)	Большая (диаметр отверстия 100 мм)	Разрыв
219x8	$1,1 \times 10^{-6}$	$4,7 \times 10^{-7}$	$1,9 \times 10^{-7}$	$7,8 \times 10^{-8}$	$1,5 \times 10^{-8}$

В соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» ([Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 г. № 387](#)), вероятность аварий разбивается на пять уровней:

- частое событие – ожидаемая частота возникновения больше 1 год^{-1} (происходит более одного раза на объекте);
- вероятное событие – ожидаемая частота возникновения $1 - 10^{-2} \text{ год}^{-1}$ (несколько раз за время существования объекта);
- возможное событие – ожидаемая частота возникновения $10^{-2} - 10^{-4} \text{ год}^{-1}$ (отдельные случаи в отечественной практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);
- редкое событие – ожидаемая частота возникновения $10^{-4} - 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ (отдельные случаи в мировой практике эксплуатации нефтеперерабатывающих производств);
- практически невероятное событие – ожидаемая частота возникновения менее 10^{-6} год^{-1} (теоретически возможный, но на практике не регистрировался).

Учитывая принятую ожидаемую частоту разгерметизации оборудования проектируемого объекта, а также сведения, представленные на рисунке 2 можно определить ожидаемую частоту реализации сценариев возможных аварий.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

40

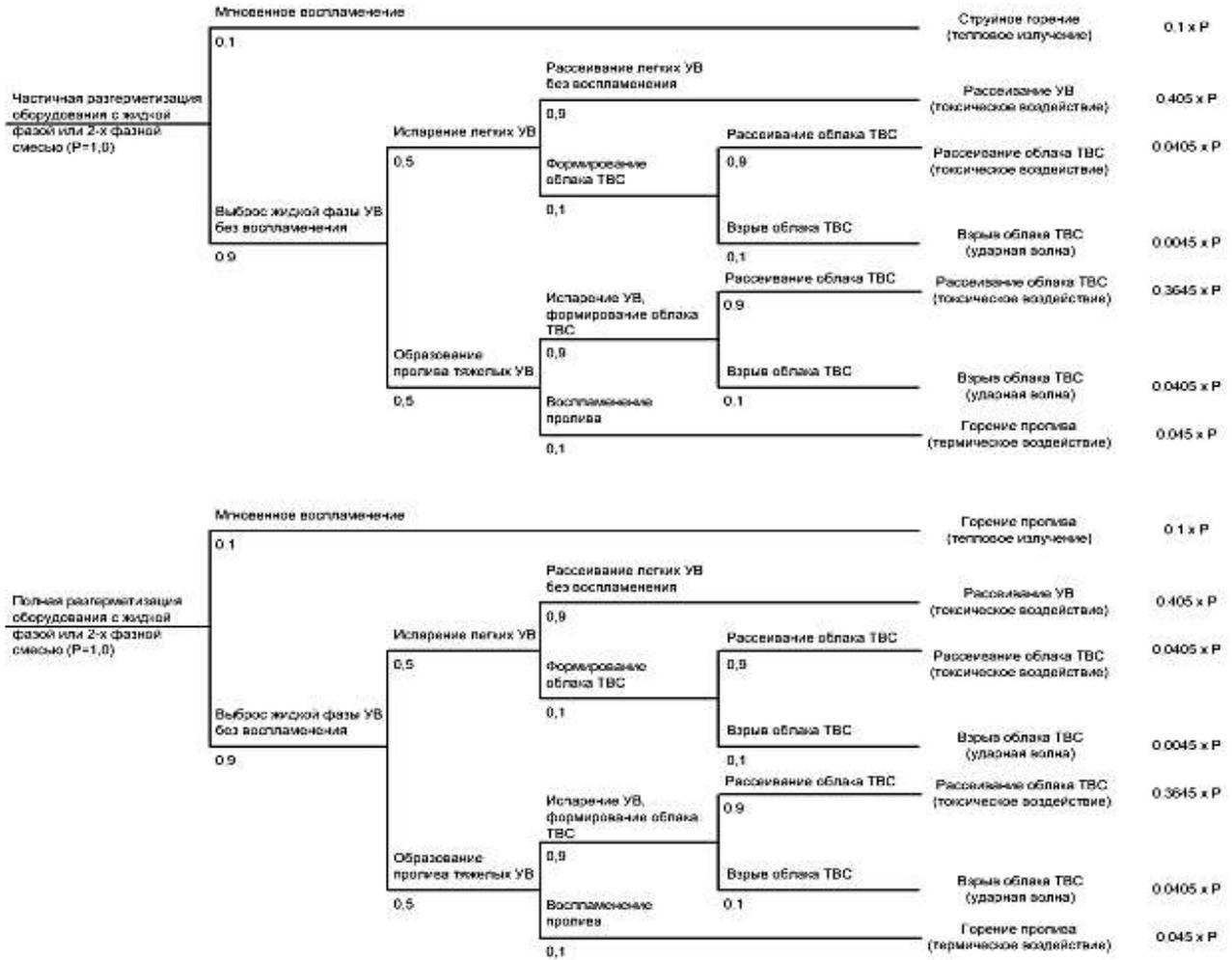


Рисунок 2 – «Деревья событий» сценариев аварий с частичной (а) и полной (б) разгерметизацией технологического оборудования/трубопроводов, содержащего углеводородные жидкости

Результаты расчетов частоты возможных аварий на проектируемом объекте приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Частота реализации аварий с разгерметизацией оборудования, содержащих углеводородные жидкости и 2-х фазные смеси

Наименование оборудования	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹					
	ГЖ1.1	ГЖ1.2	ГЖ1.3	ГЖ2.1	ГЖ2.2	ГЖ2.3
1	2	3	4	5	6	7
Куст скважин №2а						
Нефтегазопроводы						
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	2,03x10 ⁻⁵	2,25x10 ⁻⁶	2,25x10 ⁻⁷	4,05x10 ⁻⁶	4,50x10 ⁻⁷	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	2,03x10 ⁻⁵	2,25x10 ⁻⁶	2,25x10 ⁻⁷	4,05x10 ⁻⁶	4,50x10 ⁻⁷	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.406»	2,03x10 ⁻⁵	2,25x10 ⁻⁶	2,25x10 ⁻⁷	4,05x10 ⁻⁶	4,50x10 ⁻⁷	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б»	2,03x10 ⁻⁵	2,25x10 ⁻⁶	2,25x10 ⁻⁷	4,05x10 ⁻⁶	4,50x10 ⁻⁷	4,50x10 ⁻⁸

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2.2.11 Оценка риска

При оценке риска поражения людей от возможных аварий на данном объекте определялись:

- потенциальный (территориальный) риск (вероятность реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке пространства);
- индивидуальный риск - Ринд (вероятность поражения человека в рассматриваемой точке пространства, с учетом условной вероятности пребывания его в этой точке);
- социальный риск - Fx (вероятность гибели при аварии 10 человек и более);
- коллективный риск (ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на объекте за определенное время).

Персонал близлежащих организаций, население и иные физические лица в зону действия поражающих факторов от возможных сценариев аварий не попадают.

Величина индивидуального риска определялась в соответствии с п.42 Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» ([Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 г. № 387](#)). Для производственного персонала долю времени, при которой реципиент подвергается опасности принималась равной 0,08 (для производственных объектов без постоянного пребывания персонала (менее 2 часов в смену)).

2.3 Оценка риска аварий

В таблице 17 представлен перечень проектируемых объектов с указанием рассчитанных показателей риска аварии для наиболее опасных сценариев аварий.

Таблица 17 - Перечень составляющих объекта обустройства с указанием рассчитанных показателей риска аварии для наиболее опасных сценариев аварий

Наименование оборудования	№ сценария	R1 Частота реализации аварии с гибелью не менее одного человека, год ⁻¹
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.»	ГЖ2.2	4,50x10 ⁻⁷
	ГЖ2.3	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.406б»	ГЖ2.2	4,50x10 ⁻⁷
	ГЖ2.3	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. к.406б - т.вр.к.40б»	ГЖ2.2	4,50x10 ⁻⁷
	ГЖ2.3	4,50x10 ⁻⁸
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б	ГЖ2.2	4,50x10 ⁻⁷
	ГЖ2.3	4,50x10 ⁻⁸

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

Согласно [Постановлению Правительства РФ от 22.07.2020 г. № 1084](#) «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска» при проведении расчета по оценке социального пожарного риска учитывается степень опасности для группы людей в результате воздействия опасных факторов пожара, ведущих к гибели 10 человек и более.

В связи с этим, социальный риск (F_x) не определялся, так как количество погибших при реализации наиболее опасного по последствиям сценария аварии на проектируемых объектах составит не более одного человека.

Проведенные выше расчеты риска аварий (R_1 , $R_{инд}$, F_x) позволяют отнести проектируемый объект по уровню риска аварии – к категории малого риска аварии (в соответствии с табл. № 6-3 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» ([Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 г. № 387](#))).

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ

3 Выводы и предложения

3.1 Перечень составляющих (производственных участков) декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии объекта

Возможными исходами аварий при разрушении технологического оборудования и трубопроводов являются:

- взрыв топливо-воздушной смеси на открытом пространстве;
- пожары пролива нефти;
- проливы углеводородов с загрязнением промплощадки.

Гибель человека в результате воздействия поражающих факторов пожара пролива возможна только при нахождении его непосредственно в опасной зоне воздействия пламени пожара в течение длительного времени (в пределах обвалования резервуара).

Максимальное давление взрыва топливоздушной смеси на открытой площадке не превышает 5 кПа, т.е. смертельное травмирование человека на открытой площадке непосредственно от воздействия ударной волны при взрыве (хлопке) топливоздушной смеси маловероятно. Не исключено получение легких травм людьми на открытой площадке в эпицентре взрыва и на расстоянии.

Здание АБК в районе ДНС-1 Тагринского м/р, которое находится на расстоянии 22 км и иные здания с постоянным пребыванием людей не попадают в зону воздействия ударной волны взрыва при авариях на нефтегазосборном трубопроводе 5 кПа.

При указанном давлении разрушение конструктивных элементов здания маловероятно, однако возможно частичное разрушение остекления дверных и оконных проемов. Целостность несущих элементов и проектное положение здания сохранятся, нарушение управления технологическим процессом, контроля за работой противопожарного оборудования маловероятно.

Требования по взрывоустойчивости здания операторной к взрывным нагрузкам, изложенные в статьях 9, 16 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», выполняются.

Суммарный ущерб от крупной аварии с максимальными последствиями может превысить 10525,113 тыс. рублей.

Перечень составляющих анализируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска приведен в таблице 18.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист 44

Таблица 18 - Перечень составляющих анализируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска

Составляющие объекта	Индивидуальный риск, год ⁻¹	Социальный риск, год ⁻¹	Коллективный риск, год ⁻¹
1	2	3	4
Проектируемые нефтегазопроводы Тагринского месторождения	2,70x10 ⁻⁹	отсутствует	4,50·10 ⁻⁸

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

В таблице 19 приведены данные по общероссийским статистическим рискам гибели людей от различных причин (источник: RiskProm.ru).

Таблица 19 – Средние значения индивидуального риска гибели работников опасных производственных объектов РФ (2011 г.)

Параметр	Значение
Риск гибели в быту, год ⁻¹	
Риск гибели при пожаре	1,22·10 ⁻⁴
Риск гибели человека в ДТП	3,12·10 ⁻⁴
Средний индивидуальный риск гибели работников опасных производственных объектов, год ⁻¹	
Газодобыча	4,0·10 ⁻⁶
Производство, хранение и применение взрывчатых веществ промышленного назначения	1,5·10 ⁻³
Нефтепереработка	7,0·10 ⁻⁵
Химическая, нефтехимическая промышленность	2,6·10 ⁻⁵

Сравнение приведенных в таблице 19 показателей риска для декларируемого объекта с приведенными в таблице 20 статистическими рисками позволяет сделать следующий вывод - уровень индивидуального риска для людей при авариях на декларируемом объекте не превышает фоновые значения и находится на уровне нормативной величины, определенной Федеральным законом от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», следовательно, является приемлемым.

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Основными мерами, направленными на уменьшение риска аварий на декларируемом объекте, являются технические и организационные решения, осуществляющие:

- снижение вероятности разгерметизации оборудования;
- минимизацию количества опасных веществ, поступающих к месту аварии;
- локализацию места аварии;

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ТЧ

Лист

45

Изм. Кол.вч Лист №док Подп. Дата

- ограничение времени нахождения персонала в опасных зонах.

Основные мероприятия по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ:

- материал и конструкция оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне температур;
- толщины стенок оборудования и трубопроводов определены расчетом, с учетом срока эксплуатации и величины коррозионного износа;
- технологическое оборудование и трубопроводы снабжены автоматическими системами контроля технологических параметров;
- технологическое оборудование и трубопроводы снабжены системой аварийной сигнализации предельных значений регулируемых параметров с выводом показаний на пульт в диспетчерский пункт;
- компоновка технологического оборудования и расстановка местных приборов выполнены с учетом их безопасного обслуживания, удобства ремонта, монтажа и ревизии;
- расположение оборудования на площадке выполнено с учетом безопасного подъезда и проезда;
- расположение технологических трубопроводов и оборудования на площадке, исключающее их повреждение автотракторной и специальной техникой.

Основные мероприятия по уменьшению объемов и локализации аварийных выбросов опасных веществ:

- применение задвижек с дистанционным приводом между всеми технологическими блоками, обеспечивающими выполнение условия безопасного отсечения потоков;
- оснащение промплощадки системой аварийных и дренажных емкостей для безопасного и быстрого опорожнения оборудования, содержащего горючие жидкости и сбора протечек;
- оснащение промышленной площадки системами пожаротушения и сигнализации.

Основные мероприятия по ограничению времени нахождения персонала в опасных зонах:

- время нахождения персонала в опасных зонах определено временем, необходимым для выполнения регламентных, профилактических и ремонтных работ;
- основное время персонал размещается в защищенных зданиях (операторных);
- определены рациональные маршруты обходов участков обслуживания с минимизацией присутствия персонала в опасных зонах.

Для предотвращения аварий на декларируемом объекте, а, следовательно, и для снижения индивидуального риска или поддержания его на уровне нормативной величины, можно рекомендовать меры организационного характера, а именно:

- проведение своевременного технического освидетельствования сосудов и трубопроводов;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист 46

- организация эффективного контроля за выполнением производственным персоналом нормативно-методических документов и технологических инструкций;
- организация обучения персонала мерам пожарной безопасности;
- обеспечение персонала средствами индивидуальной защиты;
- организация занятий с персоналом по действиям при возможной аварии;
- проведение проверок знаний персонала по правилам действия в условиях аварии на предприятии;
- организация пропускного режима на территорию объекта граждан и автотранспорта;
- обеспечение условий для эффективного и непрерывного контроля за территорией объекта;
- организация учебных тревог с личным составом охраны объекта;
- контроль качества проведения строительно-монтажных работ;
- контроль сварных соединений;
- контроль проведения гидравлических испытаний;
- оптимальное планирование осмотра трубопроводов и прилегающей территории (должно предусматривать разную периодичность (какие-то участки ежедневно, другие еженедельно или ежемесячно), результате упущений при планировании работ многие участки трубопроводов в течение длительного времени оказываются не охваченными должным контролем со стороны эксплуатирующих организаций);
- система отчетности по осмотру, контроль ее достоверности;
- эффективное сотрудничество с населением, правоохранительными органами и пожарной охраной.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ

4 Список использованных источников

4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте

1. [Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ.](#)
2. [Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».](#)
3. [Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».](#)
4. [Постановление Правительства РФ от 22.07.2020 г. № 1084 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».](#)
5. [Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».](#)
6. [Постановление Правительства РФ от 16.09.20 №1479 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации».](#)
7. [Постановление Правительства РФ от 18.12.2020 г. № 2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте».](#)
8. ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных [Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533.](#)
9. «ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных [Приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.](#)
10. ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» [Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. №536.](#)
11. [Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 г. № 471 «Об утверждении требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов».](#)
12. [Приказ Ростехнадзора от 08.04.2019 г. № 140 «Об утверждении Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору предоставления государственной услуги по регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов».](#)

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

13. [Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784 Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».](#)

14. [Приказ МЧС России от 10.07.2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».](#)

15. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных газов» ([Приказ Ростехнадзора от 17.09.2015 г. № 365](#)).

16. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» ([Приказ Ростехнадзора от 17.09.2015 г. № 366](#)).

17. [Постановление Госгортехнадзора России от 24.04.1992 г. № 9 «Правила охраны магистральных трубопроводов».](#)

18. [Технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 г. № 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».](#)

19. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [Постановление главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021г. №2.](#)

20. [ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия».](#)

21. [ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».](#)

22. [ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».](#)

23. [ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».](#)

24. [ГОСТ Р 51901.1-2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем».](#)

25. [ГОСТ 30852.5-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения».](#)

26. [ГОСТ 30852.11-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам».](#)

27. [ГОСТ Р 51901.5-2005 «Менеджмент риска. Руководство по применению методов анализа надежности».](#)

28. [ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».](#)

29. Методики оценки рисков чрезвычайных ситуаций и нормативы приемлемого риска чрезвычайных ситуаций (Руководство по оценке рисков чрезвычайных ситуаций техногенного характера, в том числе при эксплуатации критически важных объектов Российской Федерации), утвержденные Первым заместителем Министра МЧС России Р.Х. Цаликовым от 09.01.2008 № 1-4-60-9.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	22-0025-РПЗ.ТЧ	Лист
							49

30. «О подготовке и об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики» утвержденного Постановлением Правительства РФ от 25.10.2019г. №1365 (с изменениями на 6 августа 2020г.).

31. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: ВНИИПО МЧС России, 2006.

32. Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории, М.: ВНИИПО МВД России, 1997.

33. СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий».

34. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. СНиП 23-01-99*.

35. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

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

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

38. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

4.2 Перечень литературных источников

1. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения: Справочник/ под ред. Д.А. Корольченко, А.Я. Корольченко. – М: Ассоциация «Пожнаука», 2004.

2. Краткая химическая энциклопедия / под. ред. И.Л. Кнунянца - М.: ГНИ «Советская энциклопедия», 1961-1967.

3. Вредные вещества в промышленности. Справочник/ под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной - Л: Химия, 1976.

4. Коррозионная стойкость металлов и сплавов. Справочник/ под ред. В.Н. Дятловой - М. Машиностроение, 1964 - 362с.

5. Малая медицинская энциклопедия: в 6-ти т. РАМН. Гл. ред. В.И. Покровский.

6. Справочник химика. - М-Л.: Химия, 1963-1967.

7. Защита объектов народного хозяйства от оружия массового поражения: Справочник / Г. П. Демиденко и др. – К. Выща школа, 1989.

8. Взрывные явления. Оценка и последствия: В 2-х кн. Пер. с англ./ Бейкер У. и др.; под ред. Я. Б. Зельдовича, Б. Е. Гельфанда.– М.: Мир, 1986.

9. <http://safety.mou.su/publ/19-1-0-48>. Оценки фоновомго риска промышленных аварий, полученные с использованием официальных данных Ростехнадзора (госдоклады и госотчеты 1998-2010 гг.) и Росстата.

10. Мартынюк В.Ф., Прусенко Б.Е. Защита окружающей среды в чрезвычайных ситуациях. – М.: Нефть и газ, 2003.

11. Информационный бюллетень федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 5(56) 2011, 5(50) 2010.

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

12. Обеспечение мероприятий и действий сил ликвидации чрезвычайных ситуаций: учебник в 3-х частях. Под общ. ред. С.К. Шойгу. М.: ЗАО «ПАПИРУС», 1998.

13. Козлитин А.М. Яковлев Б.Н. Чрезвычайные ситуации техногенного характера. Прогнозирование и оценка: детерминированные методы количественной оценки опасностей техносферы.

14. Э.Д. Роев. Пожарная защита объектов хранения и переработки сжиженных газов-М, Недра,1980.

15. В.В. Терещев и др. Объекты добычи, переработки и хранения горючих жидкостей и газов.

16. П.Г. Белов. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере.- М.: Издательский центр «Академия», 2003.

17. Справочник «Вредные химические вещества», под ред. В.А. Филова, г. Санкт-Петербург, 1998 г.

18. С.А. Швырков и др. Особенности разработки сценариев возникновения и развития пожара (аварии) при разрушении резервуара/ Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация, 3-12.

19. С.А. Швырков и др. Дифференцированный подход к определению частоты разрушений резервуаров для оценки пожарного риска на объектах ТЭК/ Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация, 3-12.

20. Кондрашова О. Г., Назарова М. Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров. Нефтегазовое дело, 2004.

21. С.А. Швырков. Пожарная безопасность-95. Материалы XIII Всероссийской научно- практической конференции - М. ВНИИПО МВД России, 1995, с.397-399.

22. С.А. Швырков, В.Л. Семиков, А.Н. Швырков. Анализ статистических данных разрушений резервуаров. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях - М, 1996, с.39-50.

23. Рекомендации по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах. - М.: ВНИИПО, 1991- 48 с., Безродный И.Ф., Гилетич А.Н., Меркулов В.А. и др. Тушение нефти и нефтепродуктов, Пособие. – М, ВНИИПО, 1996 - с.216.

24. А.И. Розловский. Основы техники взрывобезопасности при работе с горючими газами и парами. М, «Химия», 1980 г.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

5 Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

БФ	Блок фильтров
БИЛ	Блок измерительных линий
БИК	блок контроля качества нефти
ГЖ	Горючая жидкость
КПП	Контрольно-пропускной пункт
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматизация
ЛВЖ	Легковоспламеняющаяся жидкость
МБСНУ	Малогабаритная блочная сепарационно-наливная установка
НВП	Насосная внешней перекачки
НГ	Негорючие материалы
НКПВ	Нижний концентрационный предел воспламенения
ОУУН	Оперативный узел учета нефти
ОПО	Опасный производственный объект
ППР	Проект производства работ
ПТ	Промысловые трубопроводы
ПДК	Предельно допустимая концентрация
СКУД	Система контроля и управления доступом
СрВД	Средства визуального досмотра
СОУ	Система обнаружения утечек
ТВС	Топливо-воздушная смесь
ПТ	Промысловые трубопроводы
ТПР	Типовые проектные решения
УЗПЗ	Узел запуска очистных устройств
УЗПП	Узел приема очистных устройств
УЗА	Узел запорной арматуры
УДР	Узел дополнительных работ
ЦПС	Центральный пункт сбора

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

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
22-0025-РПЗ.ГЧ	Лист 1 Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2а - т. вр.» Схема нефтегазосборного трубопровода	56
22-0025- РПЗ.ГЧ	Лист 2 Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т. вр.к.406б». Схема нефтегазосборного трубопровода	57
22-0025- РПЗ.ГЧ	Лист 3 Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.406б - т.вр.к.406». Схема нефтегазосборного трубопровода	58
22-0025- РПЗ.ГЧ	Лист 4. Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б». Схема нефтегазосборного трубопровода	59

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.ГЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал	Харченко			<i>Харченко</i>	28.02.24
Н. контр.	Ерофеева			<i>Ерофеева</i>	28.02.24
ГИП	Левинцова			<i>Левинцова</i>	28.02.24

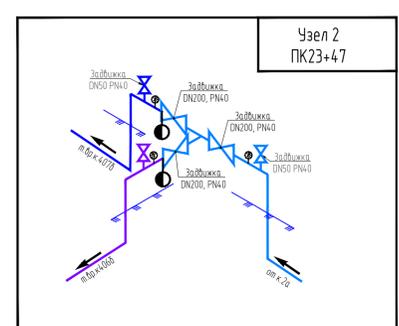
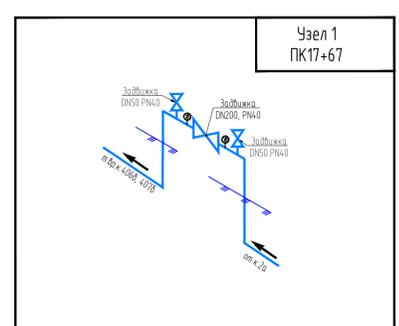
Ведомость документов
графической части

Стадия	Лист	Листов
П		1

АО «НПИИЭК»

ПК23+47.00
Конец трассы проектируемого трубопровода

Узел 2 ПК23+47
Узел подключения к 4076, к. За
Узел отключающей арматуры на р. Махтикьяун (конец перехода)



Футляр защитный Ø530x10 (Ø219), L=23м
ПК18+58.63 - ПК19+08.63

р. Махтикьяун
У/Л.6

Узел 1. ПК17+67
Узел отключающей арматуры на р. Махтикьяун (начало перехода)

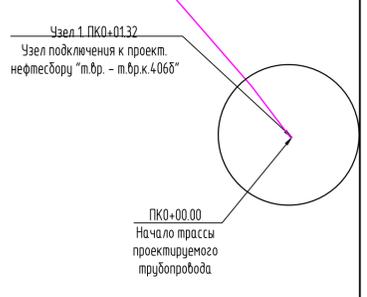
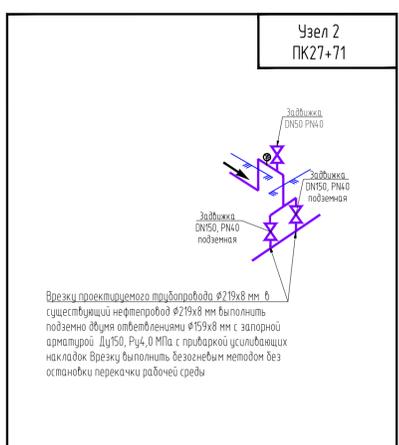
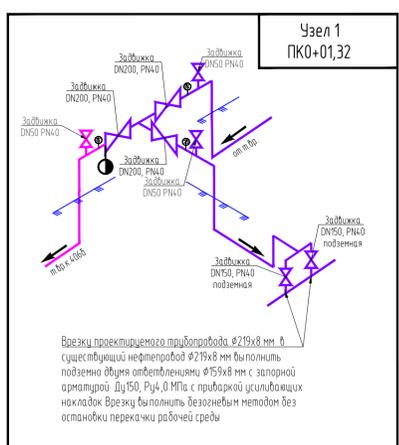
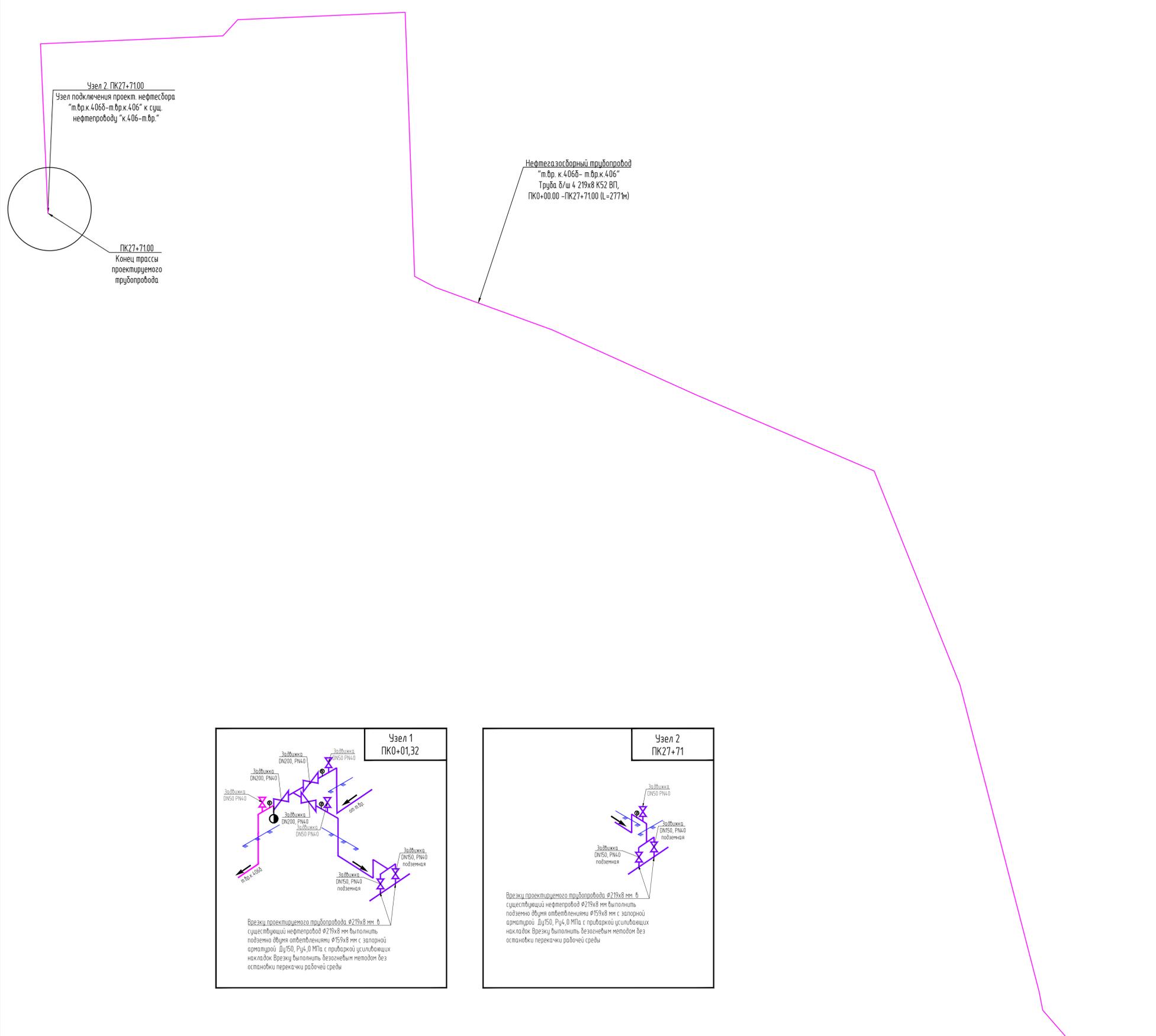
Нефтегазосборный трубопровод
"Куст За - п. вр."
Труба Д/ш 4 219x8 К52 ВП,
ПК0+00.00 - ПК23+47.00 (L=2347м)

ПК0+00.00
Начало трассы проектируемого трубопровода

Куст скважин За

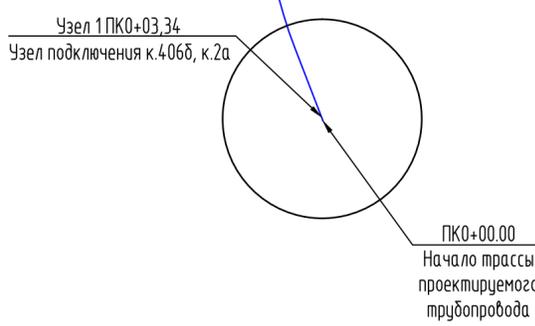
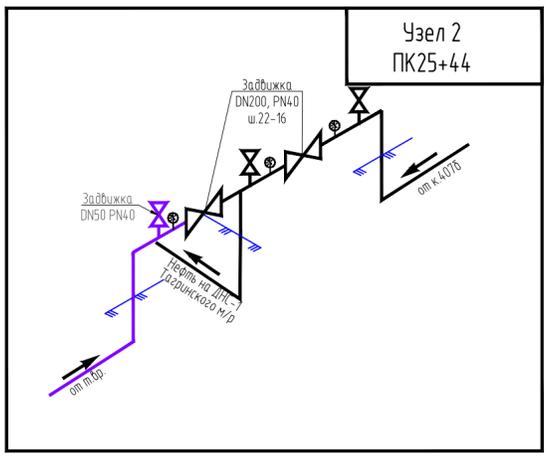
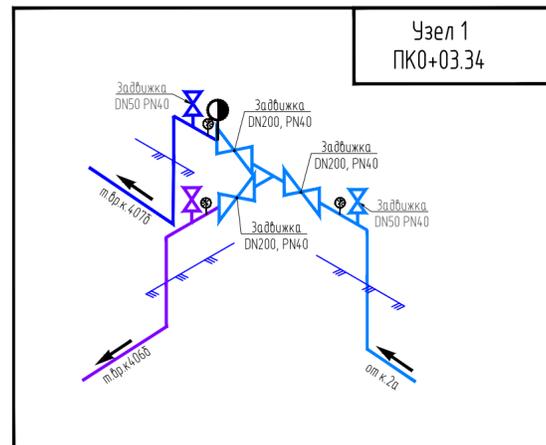
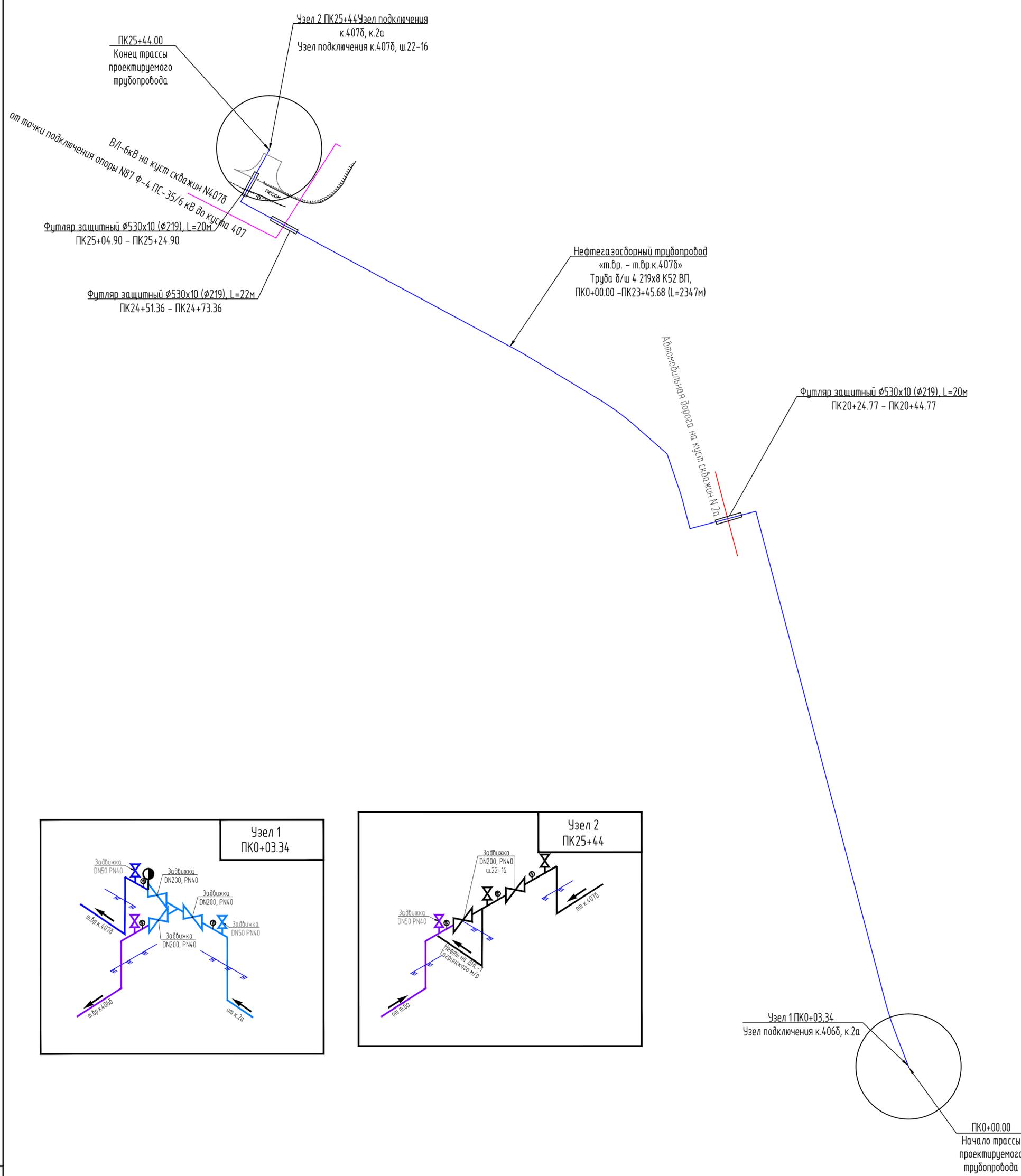
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

22-0025-РПЗ.Г.Ч									
"Обустройство куста скважин М 2а Тагринского месторождения"									
Изм.	Колуч	Лист	М/док	Подпись	Дата	Расчетно- пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разраб	Харченко	25.12.23		Харченко	25.12.23		П	1	4
Нач. отдела	Кацаров					Нефтегазосборный трубопровод «Куст За - п. вр.» Схема нефтегазосборного трубопровода			
Н.контр.	Ерофеева	25.12.23		Ерофеева	25.12.23	АО "НПМЗК"			
ГИП	Левинцова	25.12.23		Левинцова	25.12.23	Формат А1			



Вариант №
Подпись и дата
Масштаб

22-0025-РПЗ.ГЧ									
"Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения"									
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Расчетно- пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разраб	Харченко	25.12.23			25.12.23		П	3	
Нач. отдела	Кайгородов								
Н.контр.	Ерофеева	25.12.23				Нефтегазосборный трубопровод «т.вр.к.4066 - т.вр.к.406» Схема нефтегазосборного трубопровода	АО «НПМЗК»		
ГИП	Левинцова	25.12.23					Формат А1		



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

22-0025-РПЗ.ГЧ					
"Обустройство куста скважин № 2а Тагринского месторождения"					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.	Харченко	25.12.23		<i>[Signature]</i>	25.12.23
Нач.отдела	Кайгородов	25.12.23		<i>[Signature]</i>	25.12.23
Н.контр.	Ерофеева	25.12.23		<i>[Signature]</i>	25.12.23
ГИП	Лебвицова	25.12.23		<i>[Signature]</i>	25.12.23
Расчетно-пояснительная записка				Стадия	Лист
				П	4
Нефтегазосборный трубопровод «т.вр. - т.вр.к.407б» Схема нефтегазосборного трубопровода				АО "НПИЗК"	

