

Заказчик - ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**КУСТЫ №8, №11 ЗАПАДНО-СЕМИВИДОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ****Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных законодательными
и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации****Часть 2. Анализ опасности и оценка степени риска****01-3195.1/20С1775-АОР****Том 13.2**

Инд. № подл. 101871	Подп. и дата	Технический директор-главный инженер	03.11.2023	Р.А. Концевич
		Главный инженер проекта	03.11.2023	М.Е. Демидова
Взам. инв. №				

Обозначение	Наименование	Примечание
01-3195.1/20С1775-АОР-С	Содержание тома	
01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Текстовая часть	93 л.
	Графическая часть	
01-3195.1/20С1775-АОР.ГЧ	Кусты скважин №8, №11	3 л.
	Общее количество листов документов, включенных в том	98

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР-С		
Разраб.		Москвина			03.11.23	Содержание тома	ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»	1
Пров.		Семерок			03.11.23			
Н. контр.		Гафарова			03.11.23			
ГИП		Демидова			03.11.23			

Содержание

Введение.....	3
Список исполнителей	4
1 Цели и задачи проведенного анализа риска аварий.....	5
2 Описание анализируемого ОПО и (или) его составных частей	6
2.1 Сведения о проектируемых объектах.....	6
2.2 Сведения о месторасположении объекта.....	7
2.3 Сведения о природно-климатических условиях района строительства	9
2.4 Сведения о работниках и иных физических лицах, включая население	10
2.4.1 Сведения об общей численности работников, обслуживающих проектируемые объекты ...	10
2.4.2 Сведения об общей численности иных физических лиц, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов: работники соседних предприятий и других объектов; лица на внешних транспортных коммуникациях; население и иные физические лица	10
2.5 Сведения об опасных веществах	11
2.6 Данные о технологии и оборудовании.....	16
2.6.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направления потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса	16
2.6.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	19
2.7 Описание технических решений по обеспечению безопасности	23
2.7.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации трубопроводов и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	23
2.7.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	24
2.7.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.....	25
2.7.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	28
2.7.5 Контроль загазованности воздушной среды	33
3 Описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения, исходные предположения и ограничения	35
3.1 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчетов	35
3.2 Определение параметров выброса опасных веществ (параметры интенсивности выброса, продолжительность, масса выброса).....	37
3.3 Оценка действия поражающих факторов	38
3.3.1 Оценка последствий сценариев, сопровождающихся взрывом (дефлаграционным горением) облака ГПВС	38

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Москвина			03.11.23
Пров.		Семерок			03.11.23
Н. контр.		Гафарова			03.11.23
ГИП		Демидова			03.11.23
Текстовая часть					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	1	93	
ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»					

3.3.2	Оценка последствий сценариев, сопровождающихся пожаром	41
3.3.3	Оценка последствий сценариев, сопровождающихся сгоранием ГПВС при реализации пожара-вспышки	43
3.3.4	Методики оценки последствий воздействия поражающих факторов.....	44
4	Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности оборудования	49
4.1	Материалы анализа риска промышленных объектов с аналогичной технологией	49
4.2	Анализ возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте	53
5	Результаты идентификации опасности аварий	57
5.1	Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	57
5.2	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов	59
5.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов аварийных ситуаций	61
5.4	Оценка возможного числа пострадавших.....	63
6	Результаты оценки риска аварий	65
6.1	Технический риск.....	66
6.2	Оценка количественных показателей риска.....	69
7	Анализ неопределенностей результатов оценки риска аварий	72
8	Обобщение оценок риска аварий, в том числе с указанием степени опасности аварий на ОПО и (или) составляющих ОПО	75
9	Рекомендации по уменьшению риска	78
10	Заключение	83
11	Ссылочные нормативные документы	84
	Приложение А. Свидетельство о регистрации ОПО	86
	Приложение Б. Сведения, характеризующие ОПО	88

Ивл. № подл. 101871	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	

Введение

Раздел «Анализ опасности и оценка степени риска», разработан в соответствии с требованиями Федерального Закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.

В разделе произведен анализ возможности возникновения аварий на площадках кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения ТПП «Урайнефтегаз».

Выявлены возможные причины и сценарии аварий, определено количество опасных веществ, способных участвовать в создании аварийной ситуации. Рассмотрены аварии, возможные в процессе эксплуатации проектируемых объектов. Определены возможные последствия аварий и зоны действия поражающих факторов при различных сценариях аварий.

Общая процедура анализа опасностей и оценки риска, проводится в соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387), а также Руководством по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 № 4) и включает идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Индв. № подл. 101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист

Список исполнителей

Раздел «Анализ опасности и оценка степени риска», разработан специалистами ООО «НИПИ «Нефтегазпроект» (Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский проектный институт «Нефтегазпроект»):

- Москвина Н.С. – главный специалист отдела промышленной безопасности;
- Семерок С.Ю. – начальник отдела промышленной безопасности.

Москвина Н.С., аттестована в АНО ДПО «Институт подготовки и переподготовки кадров», по программе повышения квалификации «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГОЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования». Удостоверение о повышении квалификации от 09.12.2022 № 720800004923, регистрационный номер 42/40.

Семерок С.Ю., аттестован в ЧОУ ДПО «Международная академия развития бизнеса», по программе повышения квалификации «Разработка мероприятий ГО ЧС в соответствии с требованиями новых нормативных документов в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций».

Удостоверение о повышении квалификации от 20.12.2020 № 11436-ПК.

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский проектный институт «Нефтегазпроект», является членом саморегулируемой организации Союз «Саморегулируемая организация проектировщиков «Западная Сибирь» (СРО-П-026-17092009).

Основной государственный регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций № 1127232036711. Дата внесения в реестр 08.11.2012.

Юридический адрес ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»: 625027, Тюменская область, город Тюмень, ул. 50 лет Октября, д.38, этаж 4.

Почтовый адрес ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»: 625000, Тюменская область, Тюмень, а/я 943.

Ивл. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
										4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				

1 Цели и задачи проведенного анализа риска аварий

Оценка риска аварии на опасном производственном объекте – неотъемлемая часть системы управления промышленной безопасностью, позволяющая использовать полученную информацию для идентификации и предотвращения любых вероятных нежелательных событий.

Основные задачи анализа риска:

- предоставление объективной информации о состоянии промышленной безопасности объекта;
- получение сведений о наиболее опасных, «слабых» местах опасного производственного объекта и технологических процессов, протекающих в нем, с точки зрения промышленной безопасности;
- формулировка обоснованных рекомендаций по уменьшению риска.

Цели анализа риска опасного производственного объекта:

- исполнение требований действующих нормативных документов о необходимости выполнения анализа;
- выявление источников повышенной опасности с целью безопасного управления производством;
- определение вероятности возникновения аварий и воздействия поражающих факторов на человека.

Количественными характеристиками вредного воздействия источника опасности являются:

- величина возможных безвозвратных людских потерь, определяемая количеством смертельных случаев в результате аварии;
- величина возможных санитарных людских потерь, определяемая как количество пострадавших, нуждающихся в госпитализации;
- ожидаемая частота аварии;
- ожидаемые последствия аварии.

Количественная оценка риска относится к задаче, решаемой с использованием методов теории вероятности, она базируется на статистике аварийных ситуаций, происшедших ранее на аналогичных объектах.

Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				

2 Описание анализируемого ОПО и (или) его составных частей

2.1 Сведения о проектируемых объектах

В соответствии с заданием на проектирование, проектной документацией предусматривается:

В соответствии с заданием на проектирование, проектной документацией предусматривается:

- обустройство кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения;
- строительство объектов электроснабжения и автоматизированной системы управления (АСУ).

Размещение кустов скважин № 8, № 11 выполнено исходя из расположения добывающих скважин и направления НДС. Куст скважин, представляет собой участок территории месторождения с расположенными устьями скважин, технологическим оборудованием, эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями.

Назначение проектируемых кустов скважин № 8, № 11 – добыча, сбор и транспортировка нефтегазоводяной эмульсии, транспортировка и закачка воды в нефтегазоносные пласты.

На проектируемом кусте скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения предусмотрено размещение следующих сооружений:

- устье добывающей скважины (поз. 1.1...1.7);
- устье нагнетательной скважины (поз. 2.1... 2.3);
- измерительная установка (поз. 4);
- блок дозирования реагентов (поз. 5);
- емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$ (поз. 6);
- молниеотвод (поз. 7.1);
- блок аппаратный (поз. 11);
- площадка под электрооборудование (поз. 12);
- комплектная трансформаторная подстанция (поз. 12.1);
- станция управления (поз. 12.2.1...12.2.7);
- трансформатор питания погружных насосов (поз. 12.3.1...12.3.7);
- опора освещения (поз. 13.1...13.3).

На проектируемом кусте скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения предусмотрено размещение следующих сооружений:

- устье добывающей скважины (поз. 1.1...1.6);
- устье нагнетательной скважины (поз. 2.1, 2.2);
- устье водозаборной скважины (поз. 3.1, 3.2);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
													6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								
Ивв. № подл.	101871												
Подп. и дата													
Взам. инв. №													

- измерительная установка (поз. 4);
- блок дозирования реагентов (поз. 5);
- емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$ (поз. 6);
- молниеотвод (поз. 7);
- блок аппаратный (поз. 8);
- площадка под электрооборудование (поз. 9);
- комплектная трансформаторная подстанция (поз. 12.1);
- станция управления (поз. 9.2.1...9.2.10);
- трансформатор питания погружных насосов (поз. 9.3.1...9.3.10);
- опора освещения (поз. 10.1...10.3).

Проектными решениями предусматривается обустройство добывающих скважин, добыча, сбор и измерение расхода продукции добывающих скважин с определением дебита по жидкости, нефти и газу.

Размещение сооружений выполнено с учетом установленных противопожарными нормами минимальных расстояний, в соответствии с технологической схемой, а также из условия безопасности обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Проектируемые сооружения кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения, относятся к опасным производственным объектам, в соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ (п. 2 ст. 2, п.3 приложение 2), кусты скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, после ввода в эксплуатацию, будут зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов Ростехнадзора, в составе существующего ОПО «Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения ТПП «Урайнефтегаз» (Рег. № А58-30016-2992, класс опасности – III).

Свидетельство о регистрации - А58-30016, эксплуатирующей организации ООО «Лукойл-Западная Сибирь», выданное Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14.08.2023, представлено в Приложении А.

2.2 Сведения о месторасположении объекта

В административном отношении, проектируемые объекты расположены в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Кондинском районе, на территории Западно-Семивидовского месторождения.

Недропользователем является ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Арендатором является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							7
Ивв. № подл.	101871						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

представлены техногенными отсыпками оснований площадок, автомобильными дорогами и коридорами коммуникаций к этим площадкам.

Согласно СП 14.13330.2018 (карты ОСР-2015-С 1 %, ОСР-2015-В 5 % и ОСР-2015-А 10 % вероятности возможного превышения в течение 50 лет), интенсивность сейсмических воздействий района расположения проектируемого объекта, с учетом грунтовых условий составляет 5 баллов. Район расположения кустов скважин, вероятнее всего подвержен таким процессам как подтопление, морозное пучение.

По степени опасности природных процессов, район расположения кустов скважин можно отнести к следующим категориям в соответствии с СП 115.13330.2016 (Табл.5.1):

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

2.3 Сведения о природно-климатических условиях района строительства

По климатическому районированию для строительства, территория относится к I климатическому району, к подрайону – IV (СП 131.13330.2020).

Проектируемый район, согласно СП 20.13330.2016, относится к IV типу по весу снегового покрова - 200 кгс/м², к I типу по давлению ветра – 23 кгс/м², по толщине стенки гололеда ко III району – 10 мм.

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

Средняя месячная годовая температура воздуха составляет минус 0,6 °С. Средняя температура воздуха самого холодного месяца, января: минус 19,1 °С. Средняя температура воздуха самого теплого месяца, июля: плюс 18,0 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января: минус 23,1 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого теплого месяца, июля: плюс 23,8 °С.

Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и составляет минус 52 °С, абсолютный максимум наблюдается в июле и составляет плюс 37 °С.

Район относится к влажному климату. За год здесь выпадает 479 мм осадков, основное количество которых (370 мм) выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь), в холодное время выпадет 109 мм осадков.

Наибольшее количество осадков в теплый период наблюдается в июле и августе – 85 мм и 72 мм, наименьшее количество бывает в феврале – 18 мм. Наблюденный суточный максимум осадков по 55 мм. Суточный максимум осадков 1 % обеспеченности – 86,4 мм.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							9

Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года в исследуемом районе изменяется от 61 % до 81 %. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 73 %. Средняя высота снежного покрова по постоянной рейке составляет 58 см, наибольшая 72 см, наименьшая 43 см.

В течение года преобладают ветры южного направления, в теплое время года – ветры северного направления, в а холодный период – южного. Среднегодовая скорость ветра составляет 3,1 м/с. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5 % - 7 м/с.

2.4 Сведения о работниках и иных физических лицах, включая население

2.4.1 Сведения об общей численности работников, обслуживающих проектируемые объекты

Обслуживание проектируемых объектов предполагается бригадами по добыче нефти и газа, которые входят в состав производственной службы ЦДНГ-3 ТПП «Урайнефтегаз».

Эксплуатация проектируемых кустов скважин предусмотрена в автоматическом режиме, без постоянного обслуживающего персонала.

В таблице 2.1 приведены сведения о численном и профессионально-квалификационном составе персонала, необходимом для периодического обслуживания сооружений и оборудования кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения.

Таблица 2.1 - Численный и профессионально-квалификационный состав обслуживающего персонала

Группа производственных процессов	Код профессии	Должность, профессия	Разряд	Численность персонала, чел.
1в, 2г	15824	Оператор по добыче нефти и газа	от 3 до 6	2
1в, 2г	18559	Слесарь-ремонтник	от 3 до 5	1
3б, 2г	19756	Электрогазосварщик	от 4 до 6	1
		Итого		4

В процессе эксплуатации кустов скважин, с целью периодического обслуживания, контроля технического состояния оборудования и трубопроводов, планируется временное нахождение обслуживающего персонала в количестве 4 человек в смену.

2.4.2 Сведения об общей численности иных физических лиц, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов: работники соседних предприятий и других объектов; лица на внешних транспортных коммуникациях; население и иные физические лица

Проектируемые кусты скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения, расположены на большом удалении от населенных пунктов, автодорог общего пользования, мест массового скопления людей, площадочных производственных объектов.

В непосредственной близости от проектируемых кустов скважин, других объектов эксплуатирующей организации нет.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							10

Ближайшими населенными пунктами от места расположения проектируемых кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения, являются: г. Урай, расположенный в 60,8 км на юго-запад; поселок Мулымья, расположенный в 60,2 км на юго-запад; г. Зеленоборск, расположенный в 106,8 км к северо-западу.

2.5 Сведения об опасных веществах

Продукцией добывающих скважин кустов № 8, № 11 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения, является сырая нефть и попутный нефтяной газ (ПНГ).

Нефтегазоводяная смесь в добывающие скважины поступает из продуктивного пласта П.

Характеристики взрывопожароопасных веществ, входящих в состав нефтегазожидкостной смеси, приведены в таблицах 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристика опасных веществ (нефть, попутный нефтяной газ)

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Нефть		
Название вещества: Химическое Торговое	Углеводороды Нефть	1, 2
Вид:	Легковоспламеняющаяся жидкость	1, 2
Химическая формула: Эмпирическая Структурная	C_nH_{2n+2} - предельные углеводороды, C_nH_{2n} -нафтены	1, 2
Физические свойства: Молекулярный вес, г/моль Температура застывания, °С Вязкость нефти, мПа*с Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³ Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ Газовый фактор, м ³ /т	171,50 Минус 16 3,76 – 4,58 598,0 – 612,0 823,0 – 831,0 57,0	4
Данные о взрывопожаро- безопасности: Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, %об.	Ниже 23 300 1,25-6,5	4
Данные о токсической опасности: ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³ Летальная токсодоза Пороговая токсодоза	III класс опасности 10 5 – –	4
Реакционная способность:	Средняя	1
Запах:	Специфический	1
Коррозионная активность:	Незначительная коррозия при длительной эксплуатации	2
Меры предосторожности:	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	2

Изм. № подл.	101871	Взам. инв. №	Подп. и дата		
				Изм.	Кол.уч.

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Лист
11

		Наименование параметра	Параметр	Источник информации			
			продувка воздухом или паром. При высоком содержании паров нефти в колодцах – запрещается работать в одиночку.				
		Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	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 также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов – их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Воздействие 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			
		Средства защиты:	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			
		Методы перевода вещества в безвредное состояние:	При разливе нефти собрать ее в отдельную тару, место в помещении протереть тряпками, а на улице засыпать остатки нефти после уборки песком с последующим вызовом на свалку производственных отходов.	1, 2			
		Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	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			
		Попутный нефтяной газ					
		Название вещества: Химическое Торговое	- Газ	3			
		Вид:	Воспламеняющийся газ	3			
Ивл. № подл.	101871	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ			Лист		
					12		
Взам. ивл. №		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

		Наименование параметра	Параметр	Источник информации				
		Химическая формула:	CH ₄					
		Эмпирическая Структурная	$ \begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\ \\ \text{H} \end{array} $	3				
		Состав, %:моль Основной продукт Примеси:	Метан > 70,47 % Этан, Пропан, Изобутан, Н-Бутан, Изопентан, Н-Пентан	3				
		Физический свойства: Молекулярный вес, г/моль Плотность при 20 °С, кг/м ³ Молярная концентрация компонентов, %: сероводород	42,80 – 47,10 1,789 – 1,958 не обнаружен	-				
		Данные о взрывопожаро- безопасности: Температура вспышки, °С Температура самовоспламенения, °С Пределы взрываемости, %об.	Ниже 0 Выше 450 3,2 - 13,6	3				
		Данные о токсической опасности: ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³ Летальная токсодоза Пороговая токсодоза	Класс опасности – 4 300 - -	1				
		Реакционная способность	Горюч	4				
		Запах	Без запаха	4				
		Коррозионная активность	Слабо коррозионное	4				
		Меры предосторожности	Приточно-вытяжная вентиляция, предотвращение утечек	4				
		Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	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. 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».	2, 3				
		Средства защиты	Противогаз ИП-4,6, ИП-4	4				
		Методы перевода вещества в безвредное состояние	Сжигание	3				
		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	3				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	101871	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
								13

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	последующим использованием аппаратов для искусственной вентиляции легких; не прекращать его до появления спонтанного дыхания. Противопоказания – морфин, адреналин.	

- 1 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
2 ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия».
3 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.
4 ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

Проектом предусмотрены противокоррозионные мероприятия по защите нефтегазосборного и выкидного трубопроводов от внутренней коррозии методом постоянного дозирования ингибитора парафинообразования/солеотложений (реагент).

Характеристики ингибиторов, приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Характеристика ингибитора парафинообразования/солеотложений

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Ингибитор парафинообразования/солеотложений		
Название вещества: Химическое	-	3
Торговое	Ингибитор парафиноотложений	
Вид:	Легковоспламеняющаяся жидкость	3
Состав, %:моль Основной продукт	-	3
Примеси	Раствор ПАВ неионогенного типа Метанол – 10%	
Физический свойства: Молекулярный вес, г/моль	-	5
Температура кипения, °С	-	
Плотность при 20°С, кг/м ³	700 - 1000	
Данные о взрывопожаро- безопасности: Температура вспышки, °С	-	5
Температура самовоспламенения, °С	-	
Пределы взрываемости, %об.	-	
Данные о токсической опасности: ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности – 3 15/5 по метанолу	1
ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	-	
Летальная токсодоза	-	
Пороговая токсодоза	-	
Реакционная способность	Горюч	4
Запах	Своеобразный	4
Коррозионная активность	Нет	4
Меры предосторожности	При разливе собрать в отдельную тару, место разлива протереть тряпкой. При разливе на открытой площадке – место разлива засыпать песком с последующим его удалением. Соблюдение требований пожарной безопасности. Применять средства индивидуальной защиты (СИЗ). Искусственное освещение выполняется во взрывозащищенном исполнении. Не допускается	4

Изм. № подл.	101871	Взам. инв. №		Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							14

		Наименование параметра	Параметр	Источник информации										
			пользоваться инструментом, дающих при ударах искру.											
		Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	По степени воздействия на организм человека ингибитор относится к 3 классу опасности. Особенности действия на организм – канцерогены. Метанол относится к соединениям, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. 1 Воздействие на людей при непосредственном контакте: удушающее действие от недостатка кислорода, воздействие на центральную нервную систему, вызывает кожные заболевания. 2 Воздействия основных поражающих факторов при авариях: 2.1 На людей: при загрязнении окружающей среды при утечках, разливах то же что и при непосредственном контакте с веществом; - теплового излучения горящих веществ: острые отравления, ожоги, гибель; 2.2 На окружающую природную среду: 2.2.1 на животный мир: при загрязнении окружающей среды, при тепловом излучении горящих веществ, то же что и на людей; 2.2.2 на почву и растительный мир: при воздействии теплового излучения: повреждения древесной и кустарниковой растительности, почвенно-растительного покрова, вплоть до уничтожения.	2, 3										
		Средства защиты	Изолирующие противогазы, спецодежда.	4										
		Методы перевода вещества в безвредное состояние	Засыпать опилом или песком, удалить в шламонакопитель или сжечь в специально отведенном месте.	3										
		Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Комплекс мер по оказанию первой помощи на месте происшествия: при травмах и электротравмах с потерей сознания – реанимация (искусственное дыхание, массаж сердца), при кровотечениях – наложения жгутов и повязок, при переломах костей и конечностей – наложение транспортных шин, при ожогах – промывание под струей холодной воды и перевязки. При попадании вещества на кожу удалить ватным тампоном и обильно промыть место попадания водой; при попадании в глаза – тщательно промыть водой, затем 2% раствором борной кислоты. При отравлении парами, пострадавшего необходимо удалить из загазованной атмосферы, освободить от стесняющей одежды. При потере сознания – вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Доставить пострадавшего в медпункт.	3										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101871	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
														15
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата		01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ		Лист
												01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ		15

2.6 Данные о технологии и оборудовании

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

Проектируемые объекты являются составляющими системы сбора и транспорта обводненной нефти с содержащимся в ней газом, и системы поддержания пластового давления.

Основные технологические показатели кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Основные технологические показатели кустов скважин

Показатели		Ед. изм.	Куст	Куст			
			№ 11	№ 8			
Фонд скважин							
Всего:		шт.	10	10			
- добывающие		шт.	5	7			
- разведочная (добывающая):		шт.	1	-			
- нагнетательные с отработкой на нефть:		шт.	2	-			
- водозаборные:		шт.	2 (1 раб + 1 рез)	-			
- газонагнетательные:		шт.	-	3			
Система нефтегазосбора							
Максимальный объем добычи нефти, всего		т/сут.	158,7	150,8			
Максимальный объем добычи жидкости, всего		м ³ /сут.	210,0	195,0			
Максимальный объем добычи газа, всего		м ³ /сут.	180,0	-			
Плотность нефти		кг/м ³	846,0	820,0			
Газовый фактор		м ³ /т	57,0	57,0			
Плотность газа		кг/м ³	1,789	1,789			
Относительная плотность газа по воздуху			1,625 (газ тяжелый)	1,625 (газ тяжелый)			
Обводненность		%	5,0...20	7,9			
Расчетное давление в нефтегазосборных сетях, не более		МПа	4,0	4,0			
Проектный пласт		-	П	П, Т, КВ			
Система ППД							
Объем закачки воды, всего		м ³ /сут.	180,0	-			
Средняя приёмистость одной скважины		м ³ /сут.	90,0	-			
Давление высоконапорного водовода от водозаборной скважины и до нагнетательной скважины							
- рабочее		МПа	21,0*	-			
- расчетное		МПа	21,0	-			
* - поддержание пластового давления осуществляется путем закачки воды по высоконапорным водоводам от водозаборных скважин под давлением не более 21,0 МПа в продуктивные пласты нагнетательных скважин. В качестве источника заводнения системы ППД используют воду Кургамышского водоносного горизонта.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							16

Продукция добывающих скважин куста № 8, № 11 под рабочим давлением не более 4,0 МПа по выкидным линиям (Н19) и трубопроводам отработки на нефть (Н62), поступает в измерительную установку (ИУ), расположенную на кусте скважин, где поочередно замеряется дебит скважин.

Принятое расчетное давление для выкидных трубопроводов (Н19) и трубопроводов отработки на нефть (Н62) не более 4,0 МПа. Переключение скважин на замер в ИУ осуществляется при помощи ПСМ (переключатель скважин многоходовой), располагаемого внутри блока ИУ, по заданной программе или с пульта оператора. Одна скважина находится на замере, остальные по байпасной линии поступают в коллектор.

После измерительной установки нефтегазовая смесь по системе нефтегазосборных трубопроводов поступает на ДНС Западно-Семивидовского месторождения.

Устья скважин в кусте располагаются на одной прямой, на расстоянии не менее 5 м друг от друга с расстоянием между группами не менее 15 м. Количество скважин в группе не превышает четырех.

На нефтегазосборном трубопроводе (Н1) куста скважин, установлена задвижка с электроприводом (Зд1) с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты.

С целью интенсификации добычи нефти на проектируемых объектах организуется система поддержания пластового давления (ППД).

Поддержание пластового давления для куста скважин № 11 осуществляется путем закачки воды по высоконапорным водоводам от двух водозаборных скважин (1 раб.+1 рез.), оборудованных погружными электронасосами типа УЭЦН, под давлением не более 21,0 МПа в продуктивные пласты нагнетательных скважин. Каждая нагнетательная скважина подключается к высоконапорному водоводу (ВВ5). На трубопроводе (ВВ5) подключения к скважинам предусмотрен счетчик учета воды. В обвязке каждой нагнетательной скважины предусмотрена отключающая запорно-регулирующая задвижка (до счетчика воды по ходу движения потока), позволяющая проводить замену счетчика воды без остановки общего коллектора, во время остановки скважины отключает ее от общего водовода.

Замер дебита водозаборной скважины осуществляется с помощью счетчика учета воды, устанавливаемого в обвязке устьевого арматуры водозаборной скважины. Так же в обвязке водозаборной скважины предусмотрен фильтр устьевого ФУ-65, для очистки от крупных частиц твердых примесей.

На кустах скважин № 8, № 11 предусмотрены дренажные емкости объемом $V = 8,0 \text{ м}^3$ для сбора дренажных стоков от блоков измерительных установок и блоков дозирования реагентов.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							17

Для откачки стоков из емкости на люке предусмотрена труба DN 80 с быстроразъёмным соединением для подключения передвижной техники. Откачка производится передвижными средствами, с последующим вывозом на очистные сооружения.

На проектируемых объектах предусмотрены блоки дозирования реагентов для химической обработки нефтегазосборного трубопровода с целью защиты от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и солей

Для защиты внутренних поверхностей НКТ добывающих скважин от парафино-(соле)-отложений предусмотрена периодическая или залповая закачка ингибитора через затрубное пространство от передвижных средств - для этого предусматривается в обвязке фонтанной арматуры задвижка с БРС.

Состав технологических сооружений на проектируемых кустах скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения, приведен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Состав оборудования и технологических сооружений

№ куста скважин	Всего скважин, шт.	Добывающие скважины, шт.	Нагнетательные скважины, шт.	Газонагнетательные скважины, шт.	Разведочная скважина, шт.	В том числе, нагнетательная с отработкой на нефть, шт.	Водозаборные скважины	Измерительная установка, шт. (10 подключений)	Блок дозирования реагентов, шт.	Емкость дренажная V = 8 м ³ , шт.
8	10	7	-	3	-	-	-	1	1	1
11	10	5	2	-	1	2	2 (1 раб.+1 резерв)	1	1	1

Технологические схемы (принципиальные) кустов скважин, приведены в графической части раздела: 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1, лист 2, 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2, лист 2.

Технологические трубопроводы

К внутриплощадочным технологическим трубопроводам на проектируемом объекте относятся следующие трубопроводы:

- трубопровод выкидной (Н19);
- трубопровод отработки нагнетательной скважины на нефть (Н62);
- нефтегазосборный трубопровод (Н1);
- высоконапорный водовод (ВВ4, ВВ5);
- трубопровод дренажа с оборудования (Д1);
- трубопровод сброса газа с предохранительных клапанов (Г16);
- трубопровод ингибитора (Р4).

Назначение трубопроводов представлено в таблице 2.6.

Ивл. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ГЧ				

Таблица 2.6 – Назначение трубопроводов

Обозначение		Предназначение	Диаметр, мм
Трубопровод нефтегазосборный	Н1	Подключение измерительной установки к нефтегазосборному трубопроводу в пределах площадки куста скважин	114x5
Трубопровод выкидной, трубопровод отработки на нефть	Н19, Н62	Подключение добывающих скважин к измерительной установке для замера объемов добычи продукции	89x8
Высоконапорные водоводы	ВВ2	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины	89x10
	ВВ5	Высоконапорный водовод до нагнетательной скважины	89x10
Трубопровод дренажа	Д1	Для периодического (на время ремонта) сбора дренажных стоков от измерительной установки и БДР	89x8, 32x4
Трубопровод ингибитора	Р4	Для подачи ингибитора парафино-(соле)-отложения от блока дозирования реагентов в нефтегазосборный трубопровод	22x4

Размещение оборудования и технологическая обвязка трубопроводов на проектируемом объекте приведена в графической части раздела: 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ1, лист 3; 01-3195.1/20С1775-ТР1.ГЧ2, лист 3.

2.6.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования и трубопроводов кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения, в которых обращаются опасные вещества, представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Перечень оборудования и трубопроводов, в которых находятся опасные вещества

№ поз. по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во единиц (шт.) длина, м	Назначение	Техническая характеристика	Расположение
Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения					
ИУ-1	Измерительная установка на 10 подключений	1 шт.	Измерение по скважинам массового расхода нефтегазо-водяной смеси	$V_{сеп.} = 0,8 \text{ м}^3$, $P_{раб.} = 4,0 \text{ МПа}$	Площадка к. скв. № 8
БДР	Блок дозирования реагентов	1 шт.	Дозирование реагента	$Q = 2,5 \text{ л/ч}$, $P_{раб.} = 4,0 \text{ МПа}$, $V = 2,5 \text{ м}^3$	Площадка к. скв. № 8
ЕД	Емкость дренажная	1 шт.	Сбор дренажа	$V = 8,0 \text{ м}^3$, $P_{раб.} = 0,07 \text{ МПа}$	Площадка к. скв. № 8
Технологические трубопроводы					
Н1	Трубопровод нефтегазосборный	37,0	Подключение измерительной установки к нефтегазосборному трубопроводу	$\varnothing 114x5 \text{ мм}$, $P_{max.} = 4,0 \text{ МПа}$	Площадка к. скв. № 8

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	101871

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ГЧ	Лист
							19

№ поз. по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во единиц (шт.) длина, м	Назначение	Техническая характеристика	Расположение
Н19	Трубопровод выкидной	388,0	Подключение добывающих скважин к измерительной установке для замера объемов добычи продукции	Ø 89x8 мм, P _{max.} =4,0 МПа	Площадка к.скв. № 8
Д1	Трубопровод дренажа с оборудования	57,0	Для периодического (на время ремонта) сбора дренажных стоков от измерительной установки и БДР	Ø 114x6 мм, P _{max.} =1,6 МПа	Площадка к.скв. № 8
Р4	Трубопровод ингибиторной защиты	10,0	Для подачи ингибитора парафино-(соле)-отложения от блока дозирования реагентов в нефтегазосборный трубопровод	Ø 22x4 мм, P _{max.} =4,0 МПа	Площадка к.скв. № 8

Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения

ИУ-1	Измерительная установка на 10 подключений	1 шт.	Измерение по скважинам массового расхода нефтегазо-водяной смеси	V _{сеп.} = 0,8 м ³ , P _{раб.} =4,0 МПа	Площадка к. скв. № 11
БДР	Блок дозирования реагентов	1 шт.	Дозирование реагента	Q = 2,5 л/ч, P _{раб.} =4,0 МПа, V = 2,5 м ³	Площадка к. скв. № 11
ЕД	Емкость дренажная	1 шт.	Сбор дренажа	V = 8,0 м ³ , P _{раб.} =0,07 МПа	Площадка к. скв. № 11

Технологические трубопроводы

Н1	Трубопровод нефтегазосборный	37,0	Подключение измерительной установки к нефтегазосборному трубопроводу	Ø 114x5 мм, P _{max.} =4,0 МПа	Площадка к. скв. № 11
Н19	Трубопровод выкидной	586,0	Подключение добывающих скважин к измерительной установке для замера объемов добычи продукции	Ø 89x8 мм, P _{max.} =4,0 МПа	Площадка к.скв. № 11
Д1	Трубопровод дренажа с оборудования	55,0	Для периодического (на время ремонта) сбора дренажных стоков от измерительной установки и БДР	Ø 114x6 мм, P _{max.} =1,6 МПа	Площадка к.скв. № 11
Р4	Трубопровод ингибиторной защиты	11,0	Для подачи ингибитора парафино-(соле)-отложения от блока дозирования реагентов в нефтегазосборный трубопровод	Ø 22x4 мм, P _{max.} =4,0 МПа	Площадка к.скв. № 11

Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 2.7.

Ив. № подл. 101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	Данные о распределении опасных веществ в основном технологическом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 2.7.				Лист
							20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Таблица 2.7 - Данные о распределении опасных веществ в оборудовании и трубопроводах

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	в единице оборуд., т	в блоке, т	Агрегатное сост.	Давление, МПа	Температура, °С
Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения							
Измерительная установка на 10 подключений	Сепарационная емкость, V _{сеп.} = 0,8 м ³	1 шт.	0,322 0,025	0,322 0,025	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Блок дозирования реагентов	Расходный бак V = 2,5 м ³	1 шт.	1,250 1,625	1,250 1,625	Ж (реагент)	21,0	+20
Технологические трубопроводы Н1 Ø 114x5 мм, L=37,0 м			0,237 0,024	0,237 0,024	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Технологические трубопроводы Н19 Ø 89x8 мм, L=388,0 м			1,226 0,125	1,226 0,125	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Всего опасных веществ в технологическом процессе на кусте скважин: - горючая жидкость (нефть)..... 1,785 т, - реагент2,875 т, - воспламеняющийся газ (ПНГ)0,174 т							
Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения							
Измерительная установка на 10 подключений	Сепарационная емкость, V _{сеп.} = 0,8 м ³	1 шт.	0,322 0,025	0,322 0,025	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Блок дозирования реагентов	Расходный бак V = 2,5 м ³	1 шт.	1,250 1,625	1,250 1,625	Ж (реагент)	21,0	+20
Технологические трубопроводы Н1 Ø 114x5 мм, L=37,0 м			0,239 0,022	0,239 0,022	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Технологические трубопроводы Н19 Ø 89x8 мм, L=586,0 м			1,866 0,170	1,866 0,170	Ж (нефть) Г (ПНГ)	4,0	+5...+60
Всего опасных веществ в технологическом процессе на кусте скважин: - горючая жидкость (нефть)..... 2,427 т, - реагент2,875 т, - воспламеняющийся газ (ПНГ)0,217 т							
<p>Данные приведены исходя из максимально возможного содержания опасных веществ в оборудовании и трубопроводах. Сероводород в составе попутно добываемого газа, отсутствует (01-3195.1/20С1775-ТР1.ТЧ таблица 4).</p> <p>Проектируемые сооружения кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, относятся к опасным производственным объектам, в соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p> <p>Проектируемые объекты идентифицируются по признакам:</p> <p>– 2.1 - получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ в количествах, указанных в приложении 2 к</p>							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	
						Лист	21

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

Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (по признаку транспортирования опасных веществ);

– 2.2 - использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа (в состав объекта входят скважины, замерные устройства, блок закачки химических реагентов, контрольно-измерительные приборы и автоматика, расположенные на территории площадки куста скважин).

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ (п. 2 ст. 2, п.3 приложение 2), кусты скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, после ввода в эксплуатацию, будут зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов Ростехнадзора, в составе существующего ОПО «Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения ТПП «Урайнефтегаз» (Рег. № А58-30016-2992, класс опасности – III).

Регистрация объекта осуществляется Заказчиком, в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 30.11.2020 № 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».

По количеству опасного вещества в технологическом процессе, куст скважин № 8 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения, соответствует IV классу опасности.

По количеству опасного вещества в технологическом процессе, куст скважин № 11 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения, соответствует IV классу опасности.

Класс опасности ОПО присваивается при регистрации объекта в государственном реестре и проектной документацией не назначается.

Изменение класса опасности действующего ОПО, в связи с реализацией проектных решений, не происходит. В соответствии со статьей 14 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997, разработка Декларации промышленной безопасности для объектов III класса опасности, не требуется.

Свидетельство о регистрации - А58-30016, эксплуатирующей организации ООО «Лукойл-Западная Сибирь», выданное Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14.08.2023, представлено в Приложении А.

Карта учета опасного производственного объекта «Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения ТПП «Урайнефтегаз» (Рег. № А58-30016-2992, класс опасности – III), приведена в приложении Б.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				Лист
														22

2.7 Описание технических решений по обеспечению безопасности

2.7.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации трубопроводов и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

Герметичность оборудования и трубопроводов, является важнейшим условием предупреждения аварийных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами горючих веществ, которые получают и используются в ходе технологического процесса.

Меры, направленные на предотвращение разгерметизации оборудования и трубопроводов, можно разделить на технические и организационные.

Технические мероприятия:

– конструкции и материалы эксплуатируемого оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение их прочности и износостойкости в рабочем диапазоне давлений и температур, вызываемых местными условиями, а также на обеспечение их коррозионной стойкости к рабочей среде;

– система сбора и транспорта нефти полностью герметизирована. Вся аппаратура, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, оснащена предохранительными клапанами, которые выбраны с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 536 «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;

– наружная поверхность технологического оборудования и трубопроводов имеет антикоррозионное покрытие;

– оборудование и трубопроводы на объекте расположены с учетом безопасного подъезда или проезда автотехники.

Организационные мероприятия:

– планово-предупредительный ремонт оборудования, плановый осмотр оборудования и трубопроводов, проверка системы блокировок и предохранительных клапанов;

– к обслуживанию объекта допускаются лица, ознакомленные с конструкцией, принципом действия и порядком работы объекта в целом;

– ежедневный обход производственных участков с целью осуществления контроля состояния оборудования и трубопроводов (во время приема-сдачи смен, в начале рабочего дня и оперативно в течение смены) с записью в журнале приема-сдачи смены;

– периодическое обследование и дефектоскопия сварных соединений трубопроводов и оборудования;

– проведение регламентных испытаний оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность в соответствии с графиком;

– систематический контроль осадки фундаментов емкостей, трубопроводов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	23

- использование наиболее безопасных способов размещения горючих веществ и материалов, а также материалов, взаимодействие которых друг с другом приводит к образованию горючей среды;
- изоляция горючей среды от источников зажигания;
- поддержание безопасной концентрации в среде окислителя и (или) горючих веществ;
- механизация и автоматизация технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;
- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;
- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;
- удаление из помещений, технологического оборудования и коммуникаций пожароопасных отходов производства, отложений пыли и пуха;
- применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и (или) взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;
- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок или других устройств, исключающих появление источников зажигания;
- применение оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающих образование статического электричества;
- устройство молниезащиты зданий, сооружений, строения и оборудования;
- поддержание безопасной температуры нагрева веществ, материалов и поверхностей, которые контактируют с горючей средой
- применение искробезопасного инструмента при аварийных и плановых ремонтах технологического оборудования;
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени.

К организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности, предусматриваемым на проектируемом объекте, в соответствии п. 8.1 СП 231.1311500.2015, относятся:

- организация подразделений пожарной охраны, предусмотренная статьей 4 Федерального закона от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», созданных в целях обеспечения пожарной безопасности объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений, и их взаимодействия с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл. 101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ						Лист
															26

В соответствии со ст. 99 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и п. 4.2.70 ПУЭ (изд. 7), наружное противопожарное водоснабжение на площадках кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения, предусмотрено передвижной пожарной техникой.

Организация водоснабжения на площадке куста скважин в аварийных ситуациях, предусматривает наличие на месторождении прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м³ в соответствии с п. 7.3.9 СП 231.1311500.2015. Пожарные автоцистерны оборудованы комплектом специальных средств для локализации и ликвидации очага возгорания (пожара). Комплект пожаротушения должен доставляться к месту пожара в пожарной машине.

Для обеспечения безопасной работы подразделений пожарной охраны, проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- наличие пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники;
- для предупреждения деформации и обрушения строительных конструкций, приняты достаточные пределы огнестойкости строительных конструкций;
- молниезащита и защита от статического электричества проектируемых сооружений.

Согласно требованиям п. 163 Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении правил противопожарного режима в Российской Федерации», в местах установки мобильной пожарной техники оборудуются и обозначаются места заземления, которые определяются специалистами энергетических объектов.

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

Проектной документацией предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения.

Структура системы телемеханики кустов скважин № 8, № 11 Западно-Семивидовского месторождения обеспечивает выполнение функций контроля и оптимального управления производством в целом, а также управление отдельными установками, как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях.

Контроль за режимами работы оборудования, управление технологическим процессом, на объектах кустов скважин № 8, № 11 осуществляются автоматически локальными станциями телемеханики на основании заложенных алгоритмов управления. Станции телемеханики располагаются в блоках аппаратурных на площадках кустов скважин.

Станции телемеханики кустов скважин № 8, № 11 обеспечивают:

- реализацию алгоритмов управления электроприводной задвижкой на нефтегазосборном трубопроводе куста скважин при аварийных ситуациях;

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							28

– сбор информации от оборудования нижнего и первого уровня, оборудования охранно-пожарной сигнализации (ОПС);

– сопряжение с оборудованием сети связи для передачи данных на второй уровень.

Станция телемеханики поставляется комплектно с измерительной установкой.

Для обмена данными с уровнем диспетчерского пункта, применяется оборудование связи.

Станция телемеханики располагается в блоке аппаратурном на площадке куста скважин.

Оперативному персоналу предоставляется возможность наблюдения за ходом процесса и управление режимами работы оборудования с автоматизированного рабочего места (АРМ оператора) производственного персонала, располагаемого в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения.

На АРМ оператора отображается текущий режим работы технологического оборудования, аварийные и предупредительные сообщения системы при отклонениях наиболее важных технологических параметров за допустимые границы, диагностическая информация о работоспособности комплекса технических средств, а также отчеты установленной формы.

К объектам автоматизации куста скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения:

– устье добывающей скважины (поз. 1.1...1.7 (7 шт.);

– измерительная установка полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами, станцией телемеханики и блоком измерений и обработки информации (БИОИ);

– блок дозирования реагентов полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР);

– емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$;

– комплектная трансформаторная подстанция;

– блок аппаратурный, поставляемый комплектно с измерительной установкой;

– трубопровод нефтегазосборный Н1 (участок от ИУ до границы куста);

К объектам автоматизации куста скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения относятся:

– устье добывающей скважины (поз. 1.1...1.6 (6 шт.);

– устье нагнетательной скважины (поз. 2.1, 2.2 (2 шт.), в том числе с отработкой на нефть (поз. 2.1, 2.2 (2 шт.);

– устье водозаборной скважины поз. 3.1, 3.2 (2 шт.);

– измерительная установка полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами, станцией телемеханики и блоком измерений и обработки информации (БИОИ);

– блок дозирования реагентов полной заводской готовности в комплекте со средствами измерения, приборами и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							29
Ивв. № подл.	101871						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

- емкость дренажная, $V=8 \text{ м}^3$;
- комплектная трансформаторная подстанция;
- блок аппаратный, поставляемый комплектно с измерительной установкой;
- трубопровод нефтегазосборный Н1 (участок от ИУ до границы куста);

Для добывающих скважин, предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

Добывающие скважины оборудованы электроцентробежными насосными агрегатами со станциями управления, которые обеспечивают бесперебойную работу насосных агрегатов в автоматическом режиме. Станции управления располагаются на площадке под электрооборудование.

Объемы автоматизации для добывающих скважин:

- местный контроль буферного избыточного давления добываемой жидкости (нефтегазоводяная эмульсия);
- сигнализация наличия напряжения питания станции управления ЭЦН;
- автоматическое отключение всех ЭЦН при пожаре на кусте скважин (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке, блоке дозирования реагентов, блоке аппаратном, а также при срабатывании ручного извещателя, установленного около устья добывающей скважины, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке, блоке дозирования реагентов, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении на выходе измерительной установки).

Для нагнетательных скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации: в первоначальный период (на период отработки на нефть), с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН, в дальнейшем – перевод скважин на закачку воды в пласт.

Объемы автоматизации нагнетательных скважин в период отработки на нефть, аналогичны объемам автоматизации добывающих скважин.

Для водозаборных скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

Водозаборные скважины оборудованы электроцентробежными насосными агрегатами со станциями управления, которые обеспечивают бесперебойную работу насосных агрегатов в автоматическом режиме. Станции управления располагаются на площадке под электрооборудование.

Объемы автоматизации для водозаборных скважин:

- местный контроль буферного избыточного давления добываемой жидкости (вода пресная);
- местный контроль линейного избыточного давления добываемой жидкости (вода пресная) до и после фильтра;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	101871	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
											30

- сигнализацию наличия напряжения питания станции управления ЭЦН;
- измерение объемного расхода воды пресной (м3/ч) по каждой скважине;
- автоматическое отключение всех ЭЦН при пожаре на кусте № 11 (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке, блоке дозирования реагентов, блоке аппаратурном, а также при срабатывании ручного извещателя), загазованности 50 % НКПР в измерительной установке, блоке дозирования реагентов.

Измерительная установка позволяет проводить замер дебита скважин, основанный на принципе измерения жидкости с помощью счетчика СКЖ. Счетчик СКЖ предназначен для измерения массы сырой нефти (жидкости) в составе нефтегазоводяной смеси, поступающей из скважин, на объектах добычи нефти.

Объемы автоматизации обеспечивают:

- выдачу сигнала «Авария» в БИОИ при аварийном состоянии установки;
- выдачу информации в БИОИ о работе скважин;
- контроль и сигнализация загазованности;
- автоматическое включение вытяжного вентилятора в блок-боксе при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей 10 % НКПР;
- включение резервного вытяжного вентилятора при выходе из строя рабочего;
- местное управление вентиляцией и включение вытяжного вентилятора от кнопки дистанционного управления;
- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;
- отключение электроприемников (кроме аварийной вентиляции) при загазованности 50 % НКПР в блок-боксе;
- пожарную сигнализацию;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- сигнализацию несанкционированного доступа.

Измерительная установка куста скважин имеет в своем составе блок измерений и обработки информации (БИОИ) и станцию телемеханики (ТМ) располагаемые в блоке аппаратурном, которые обеспечивают бесперебойную работу установки в автоматическом режиме.

Измерительная установка (блоки технологические, блоки аппаратурные), комплектуется средствами автоматизации заводом-изготовителем.

Станция телемеханики, БИОИ производит обработку измерительной информации, поступающей от первичных преобразователей, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений (переключение скважин, сигнализация положения переключателя скважин).

Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				

Блок дозирования реагентов имеет в своем составе станцию управления СУ БДР, поставляемую комплектно заводом-изготовителем, которая обеспечивает бесперебойную работу в автоматическом режиме. СУ БДР размещена в отсеке автоматики блока дозирования реагента. Интеграция сигналов СУ БДР в станцию телемеханики осуществляется по интерфейсу RS-485 и физическим линиям связи (аналоговые, дискретные сигналы).

Блок дозирования реагентов комплектуется средствами автоматизации заводом-изготовителем. Для сбора информации с первичных датчиков и преобразователей, в состав блока входит станция управления (СУ БДР), выполненная на базе микропроцессорного контроллера. СУ БДР устанавливается в отсеке автоматики блока дозирования реагента (поз. 5).

Блок аппаратурный

Для блока аппаратурного предусмотрены объемы автоматизации:

- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- сигнализация несанкционированного доступа в помещение.

Трубопровод нефтегазосборный Н1

Объемы автоматизации обеспечивают:

- местный контроль избыточного давления нефтегазоводяной эмульсии в нефтегазосборном трубопроводе после задвижки Зд1;
- местное управление задвижкой с электроприводом Зд1;
- дистанционное управление задвижкой с электроприводом Зд1, контроль состояния запорной арматуры;
- автоматическое закрытие задвижки с электроприводом Зд1 при пожаре на кусте скважин (при срабатывании автоматических пожарных извещателей в измерительной установке, блоке дозирования реагентов, блоке аппаратурном, а так же при срабатывании ручного извещателя, установленного около устья добывающей скважины, загазованности 50 % НКПР в измерительной установке, блоке дозирования реагентов, аварийном максимальном или аварийном минимальном избыточном давлении нефтегазоводяной эмульсии на выходе измерительной установки.

Обмен информацией между общей станцией телемеханики и станциями управления ЭЦН, БИОИ, осуществляется по интерфейсному сигналу RS-485 ModBus RTU.

Обмен информацией между общей станцией телемеханики и станцией управления блока дозирования реагентов (СУ БДР) осуществляется по интерфейсному сигналу RS-485 ModBus RTU и физическим линиям связи.

Передача данных от полевого оборудования КИП (датчики, преобразователи, исполнительные механизмы), до станции телемеханики, осуществляется по физическим линиям

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							32

связи. Для передачи на диспетчерский пункт ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения ТПП «Урайнефтегаз», предусматривается организация радиоканала связи.

2.7.5 Контроль загазованности воздушной среды

Проектной документацией предусматривается постоянный мониторинг трубопроводной системы и оборудования кустовой площадки.

Для технологического оборудования и сооружений, расположенных на площадках куста скважин, предусматривается контроль и сигнализация загазованности.

Контроль воздушной среды сигнализаторами дозрывоопасных концентраций, осуществляется в помещениях категории В-1а и на наружных площадках в зонах класса В-1г.

Датчики ДВК определяют присутствие основных видов углеводородов и измеряют дозрывоопасные концентрации метана, пропана, бутана, изобутана, пентана, циклопентана, гексана, пропилена, паров нефти и нефтепродуктов, паров этилового или метилового спиртов в смеси с азотом или воздухом.

На рассматриваемом объекте, в помещениях контролируется легкий газа (метан), так как в компонентном составе контролируемой газовой смеси его наибольшая концентрация.

В помещении измерительной установки, датчики ДВК, исходя из плотности метана (плотность по воздуху 0,6), устанавливаются на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником.

Установка датчиков ДВК в блок-боксах выполняется заводом-изготовителем.

Датчик сигнализирует два порога концентраций: нижний (10 % НКПР) и верхний (50 % НКПР). При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде, включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация, у входа снаружи помещения, дополнительно при 10 % НКПР, включается аварийная вентиляция.

При загазованности 50 % НКПР на объектах куста скважин (измерительная установка, блок дозирования реагентов), станция телемеханики автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

Сигналы (аналоговые, дискретные) от датчиков ДВК передаются в станцию телемеханики и далее по каналам связи в диспетчерский пункт ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения на АРМ производственного персонала.

В качестве стационарных сигнализаторов дозрывоопасных концентраций (ДВК) используются датчики типа ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог). Газосигнализатор дозрывоопасных концентраций ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог) имеет сертификат соответствия и разрешение Федеральной службы по техническому надзору на применение, предназначен для измерения дозрывоопасных концентраций метана, пропана, бутана, изобутана, пентана, циклопентана,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №		Лист	33

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

гексана, этана, этилена, пропилена, паров ацетона, бензола, толуола, метилтретбутилового эфира, этилового или метилового спиртов в смеси с азотом или воздухом в диапазоне температур от минус 60 °С до плюс 65 °С.

Газосигнализатор ДГС ЭРИС-210 IR (или аналог) является стационарным прибором, выполнен во взрывозащищенном исполнении, применяется во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой взрывозащиты 1Exd[ia]IICT6X.

На площадках кустов скважин, обслуживаемым персоналом осуществляется контроль воздушной среды газоанализатором портативным ПГ ЭРИС-414 (или аналог) с маркировкой взрывозащиты 1ExdiaIICT4GbX. Измеряемые газы - горючие газы и пары.

Во время проведения монтажных работ на площадке куста скважин, либо технического обслуживания (у узлов запорно-регулирующей арматуры и приборов визуального контроля технологических параметров), осуществляется дополнительный контроль загазованности воздушной среды с помощью переносных газоанализаторов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист	
							34	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист	
								34
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
101871								

3 Описание используемых методов анализа, моделей аварийных процессов и обоснование их применения, исходные предположения и ограничения

3.1 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчетов

При выборе методов проведения анализа риска учитывались такие факторы, как этап функционирования объекта, цели анализа, критерии приемлемого риска, тип анализируемого опасного производственного объекта и характер опасности.

Основным методом анализа риска аварий на проектируемом объекте выбран метод количественного анализа риска, характеризующийся возможностью оценивать и сравнивать различные опасности по единым показателям.

Выбранный метод характеризуется расчетом нескольких показателей риска (распределение потенциального риска, индивидуальный риск, коллективный риск) и включает результаты других методов оценки риска (логико-графические методы «деревьев событий»).

В качестве критерия приемлемого уровня риска при эксплуатации проектируемых объектов принято значение величины индивидуального риска для людей, находящихся на территории объекта, не выше 10^{-6} в год в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В ходе оценки риска учитываются принятые проектные решения по обеспечению безопасности на опасном производственном объекте, используются статистические данные по аварийности оборудования, применяемому на проектируемом объекте, учитываются особенности окружающей местности и метеоусловий. Все это позволяет провести всесторонний анализ риска на рассматриваемом объекте с применением количественных критериев риска.

При проведении анализа риска использовались следующие руководства, методики и указания:

– Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 № 387 (использовалось для определения структуры раздела и организации общей процедуры анализа опасностей и оценки риска);

– Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 № 4 (использовалось при расчете количества вещества, участвующего в аварии на нефтегазосборных трубопроводах);

– «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утв. приказом МЧС РФ от 10.07.2009 № 404 (использовалась при оценке

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							35

3.2 Определение параметров выброса опасных веществ (параметры интенсивности выброса, продолжительность, масса выброса)

Для определения количества опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, учитывается деление технологического оборудования и трубопроводов на изолируемые запорной арматурой секции (участки); интервал срабатывания и производительность систем аварийного сброса и опорожнения.

Масса аварийного выброса опасных веществ определяется как масса вещества в аппарате (трубопроводе) с учетом перетоков от соседних аппаратов (участков) в течение времени обнаружения выброса и перекрытия запорной арматуры (задвижек) с учетом массы стока вещества из отсеченного блока (трубопровода).

Время срабатывания запорной арматуры, принимаемое согласно СП 12.13130.2009: для арматуры с ручным управлением – 300 сек, с электрическим приводом – 120 сек.

При разгерметизации емкостного оборудования, содержащего ЛВЖ, учитывается максимальный рабочий уровень заполнения оборудования. В случае полного разрушения емкости или оборудования в окружающее пространство поступает весь объем вещества, заключенного в оборудовании, с образованием зеркала разлива.

Для расчета количества вещества, участвующего в аварии на нефтегазосборных трубопроводах, использовалось «Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 № 4.

Общий объем вытекшей жидкости определяется процессами во всей разветвленной трубопроводной системе. Общий объем V определяют по формуле

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (1)$$

где V_1 - объем жидкости, вытекшей в напорном режиме, то есть с момента повреждения до остановки перекачки, m^3 ;

- V_2 - объем жидкости, вытекшей в безнапорном режиме, с момента остановки перекачки до закрытия трубопроводной арматуры, m^3 ;

- V_3 - объем жидкости, вытекшей с момента закрытия трубопроводной арматуры до прекращения утечки (до момента прибытия аварийно-восстановительной бригады и ликвидации утечки или до полного опорожнения отсеченной части трубопровода), m^3 .

Скорость истечения жидкости из нефтегазосборного трубопровода (U_0) на участках, где существует избыточное давление, определяется по формуле

$$U_0 = \sqrt{2 \cdot \frac{P - P_{нар}}{\rho}}, \quad (2)$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ		Лист
												37

где P - осредненное по сечению давление жидкости, Па

- Pнар - давление снаружи нефтегазосборного трубопровода, Па;

- ρ - осредненная по сечению плотность газожидкостной смеси, кг/м³.

Для сухопутных участков Pнар = 101325 Па, для подводных участков нефтегазосборного трубопровода величину Pнар определяется как сумма атмосферного давления и давления столба жидкости над отверстием разгерметизации.

Соответственно, поток массы (M0) через отверстие задается выражением

$$M0 = \alpha \cdot S_j \cdot U0 \cdot \rho, \quad (3)$$

где α - коэффициент, который принимает максимально возможное значение, равное 0,6;

- S_j - площадь отверстия разгерметизации, м².

В конечном итоге, V1 - объем жидкости, вытекшей в напорном режиме для каждого варианта истечения определяется по формуле

$$V1 = M0 \cdot t1 / \rho, \quad (4)$$

где t1 = время, прошедшее с момента начала аварии до остановки перекачки.

Объем жидкости (V2), вытекшей в безнапорном режиме, с момента остановки перекачки до закрытия трубопроводной арматуры, определяется по формуле

$$V2 = M0 \cdot t2 / \rho, \quad (5)$$

где t₂ - время, прошедшее с момента остановки перекачки до времени перекрытия задвижек, с.

Объем жидкости (V3), вытекшей с момента закрытия трубопроводной арматуры до прекращения утечки принимается согласно объему нефтепродукта, заключенному в участке отсекаемого трубопровода и определяется согласно формуле

$$V_3 = \frac{l_{mp} \cdot \pi \cdot (D_{mp} - 2 \cdot h_{mp})^2}{4}, \quad (6)$$

где l_{тр} – длина отсекаемого участка трубопровода, м;

- D_{тр} – диаметр трубопровода, м;

- h_{тр} – толщина стенки трубопровода.

3.3 Оценка действия поражающих факторов

3.3.1 Оценка последствий сценариев, сопровождающихся взрывом (дефлаграционным горением) облака ГПВС

Расчет параметров ударной волны, зон действия поражающих факторов при взрывах топливно-воздушных смесей проводится в соответствии с «Методикой определения расчетных

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

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

01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ

Лист

38

величин пожарного риска на производственных объектах» (утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.06.2009).

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

Для количественной оценки параметров барического воздействия фронта ударной волны взрыва, образующейся при сгорании облака ГПВС, использовался метод расчета параметров волны давления при сгорании газопаровоздушных смесей в открытом пространстве.

Для расчета параметров воздушных волн давления определен класс горючего вещества по степени чувствительности к возбуждению взрывных процессов и класс окружающего пространства по степени загроможденности.

При стандартных источниках инициирования (открытое пламя, в том числе при огневых работах, искры при ударах и трении, молнии, разряды статического электричества, неосторожные действия человека: курение, разведение костров и т.д.) в условиях рассматриваемых объектов наиболее вероятно сгорание облака паров нефти, нефтепродукта со скоростью до 150 м/с (нефть, нефтепродукты - среднечувствительные вещества класса 3, загроможденность окружающего пространства - класс IV (слабо загроможденное и свободное пространство)).

Ожидаемый режим сгорания облака - дефлаграция, скорость фронта пламени V_{Γ} , м/с, определяется соотношением

$$V_{\Gamma} = k_1 \cdot M_r^{1/6}, \quad (7)$$

где k_1 - константа, равная 43;

- M_r – масса горючего вещества, содержащегося в облаке, кг.

После того как определен вероятный режим взрывного превращения, рассчитываются основные параметры воздушных ударных волн (избыточное давление ΔP и импульс волны давления I) в зависимости от расстояния до центра облака.

Для дальнейших расчетов необходимо оценить агрегатное состояние топлива в смеси. Предполагается, что смесь гетерогенная, если более 50 % топлива содержится в облаке в виде капель, иначе ГПВС считается газовой. Расчеты проводятся в предположении газовой ГПВС.

В случае дефлаграционного взрывного превращения облака ГПВС к параметрам, влияющим на величины избыточного давления и импульса положительной фазы, добавляются скорость видимого фронта пламени V_{Γ} и степень расширения продуктов сгорания σ . Для газовых смесей σ принимается равной 7.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							39

Для вычисления параметров воздушной ударной волны на заданном расстоянии r от центра облака предварительно рассчитывается соответствующее безразмерное расстояние R_x , по соотношению

$$R_x = r/(E/P_0)^{1/3}, \quad (8)$$

где r - расстояние от центра облака ГПВС, м;

- P_0 - атмосферное давление, Па;

- E - эффективный энергозапас ГПВС, Дж.

Эффективный энергозапас горючей смеси E , Дж, определяется по соотношениям

$$E = M_r q_r \text{ при } c_r \leq c_{ст}, \quad (9)$$

$$E = M_r q_r c_{ст} / c_r \text{ при } c_r > c_{ст}, \quad (10)$$

где M_r - масса горючего вещества в облаке ГПВС, участвующая в создании поражающих факторов взрыва, кг;

- q_r - удельная теплота сгорания газа, Дж/кг;

- c_r - концентрация горючего вещества в облаке ГПВС, кг/м³;

- $c_{ст}$ - стехиометрическая концентрация вещества в смеси с воздухом, кг/м³.

При расчете параметров взрыва облака ГПВС, лежащего на поверхности земли, величина эффективного энергозапаса удваивается.

Безразмерные давление P_{x1} и импульс фазы сжатия I_{x1} определяются по соотношениям

$$P_{x1} = (V_r/C_0)^2 ((\sigma - 1)/\sigma) (0,83/R_x - 0,14/R_x^2), \quad (11)$$

$$I_{x1} = (V_r/C_0) ((\sigma - 1)/\sigma) (1 - 0,4(\sigma - 1)V_r/\sigma C_0) (0,06/R_x - 0,01/R_x^2 - 0,0025/R_x^3), \quad (12)$$

где V_r - скорость видимого фронта пламени, определяемая по формуле (7), м/с;

C_0 - скорость звука в воздухе, м/с;

σ - степень расширения продуктов сгорания, для газовых смесей σ принимается равной 7;

R_x - безразмерное расстояние от центра облака ГПВС.

Выражения (11) и (12) справедливы для значений R_x , больших величины $R_{кр} = 0,34$, иначе вместо R_x в соотношения (11) и (12) подставляется величина $R_{кр}$.

После определения безразмерных величин давления и импульса фазы сжатия вычисляются соответствующие им размерные величины избыточного давления ΔP , Па, и импульса фазы разрежения, I , Па·с; по формулам

$$\Delta P = P_x P_0, \quad (13)$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл. 101871	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист		
										01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	40
											40

$$I = I_x(P_0)^{2/3} E^{1/3} / C_0, \quad (14)$$

3.3.2 Оценка последствий сценариев, сопровождающихся пожаром

Определение параметров воздействия и зон поражения при горении пролива, а также зон поражения продуктами горения проводится на основе «Методики определения величин пожарного риска на производственных объектах» (Приказ МЧС от 10.07.2009 № 404).

При пожаре пролива в создании поражающего фактора – теплового излучения принимает участие вся масса пролившейся нефти.

Для оценки параметров теплового излучения при пожарах разливов используется метод расчета интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ГЖ и ЛВЖ.

Данный метод может применяться для расчета интенсивности теплового излучения при пожарах разливов нефтепродуктов и позволяет определить среднеповерхностную плотность теплового излучения пламени в зависимости от величины приведенного диаметра разлива, углового коэффициента облученности, высоты пламени и удаленности от границы открытого пламени, а также с учетом коэффициента пропускания атмосферы.

Диаметр очага пожара (эффективный диаметр пролива) d , м, рассчитывается по формуле

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{пр}}{\pi}}, \quad (15)$$

где $F_{пр}$ - площадь пролива, m^2 .

Форма пламени в рассматриваемых сценариях моделируется круговым цилиндром, занимающим наклонное положение в направлении ветра, диаметр основания этого цилиндра равен диаметру очага пожара. Использовалась формула (16) для расчета длины пламени L , м, без учета влияния ветра.

$$L = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0,61}, \quad (16)$$

где ρ_a – плотность окружающего воздуха, kg/m^3 ;

ρ_a – плотность насыщенных паров горючей жидкости при температуре кипения, kg/m^3 ;

m' – удельная массовая скорость выгорания топлива, $kg/(m^2 \cdot c)$. Значение m' для нефти и нефтепродуктов определяется по формуле

$$m' = \frac{0,001 \cdot H_{сг}}{L_g + C_p \cdot (T_b - T_a)}, \quad (17)$$

где $H_{сг}$ – удельная теплота сгорания, kJ/kg ;

L_g – удельная теплота испарения жидкости, kJ/kg ;

C_p – удельная теплоемкость жидкости, $kJ/(kg \cdot K)$;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
											41

T_b – температура кипения жидкости при атмосферном давлении, К;

T_a – температура окружающей среды, К.

Интенсивность теплового излучения q , кВт/м², для пожара пролива ЛВЖ, ГЖ определяется по формуле

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (18)$$

где E_f - среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м²;

F_q - угловой коэффициент облученности;

τ - коэффициент пропускания атмосферы.

Для нефти и нефтепродуктов допускается величину среднеповерхностной интенсивности теплового излучения пламени E_f , кВт/м², определять по формуле

$$E_f = 140 \cdot e^{-0,12 \cdot d} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12 \cdot d}), \quad (19)$$

τ – коэффициент пропускания атмосферы, определяется по формуле

$$\tau = e^{-7 \cdot 10^{-4} \cdot (r - 0,5 \cdot d)}, \quad (20)$$

Угловой коэффициент облученности F_q определяется по формуле

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_H^2}, \quad (21)$$

F_v и F_H – факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени, по следующим формулам

$$F_v = \frac{1}{\pi} \cdot \left(-E \cdot \operatorname{arctg} D + E \cdot \left(\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot b \cdot (1 + a \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right) \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) + \frac{\cos \theta}{C} \cdot \left(\operatorname{arctg} \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \operatorname{arctg} \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right) \right), \quad (22)$$

$$F_H = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\operatorname{arctg} \left(\frac{1}{D} \right) + \frac{\sin \theta}{C} \cdot \left(\operatorname{arctg} \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \operatorname{arctg} \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right) - \left(\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot (b+1 + a \cdot b \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right) \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) \right), \quad (23)$$

$$a = \frac{2 \cdot L}{d}, \quad (24)$$

$$b = \frac{2 \cdot X}{d}, \quad (25)$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Взам. инв. №		Подп. и дата		01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
													42

$$A = \sqrt{(a^2 + (b + 1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b + 1) \cdot \sin \theta)}, \quad (26)$$

$$B = \sqrt{(a^2 + (b - 1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b - 1) \cdot \sin \theta)}, \quad (27)$$

$$C = \sqrt{(1 + (b^2 - 1) \cdot \cos^2 \theta)}, \quad (28)$$

$$D = \sqrt{\left(\frac{b - 1}{b + 1}\right)}, \quad (29)$$

$$E = \frac{a \cdot \cos \theta}{b - a \cdot \sin \theta}, \quad (30)$$

$$F = \sqrt{(b^2 - 1)}, \quad (31)$$

- где X - расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м;
 - d - эффективный диаметр пролива, м;
 - L - длина пламени, м;
 - θ - угол отклонения пламени от вертикали под действием.

3.3.3 Оценка последствий сценариев, сопровождающихся сгоранием ГПВС при реализации пожара-вспышки

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

В этом случае реализуется так называемый пожар-вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (то есть поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке R_F определяется формулой

$$R_F = 1,2 \cdot R_{НКПР}, \quad (32)$$

где $R_{НКПР}$ - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, определяемый по формуле

$$R_{НКПР} = 7,8 \cdot \left(\frac{m_{\Pi}}{\rho_{\Pi} \cdot C_{НКПР}}\right)^{0,33}; \quad (33)$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
													43
Ивв. № подл.	101871												
Подп. и дата													
Взам. инв. №													

где $m_{п}$ - масса паров ЛВЖ, поступивших в открытое пространство за время испарения, кг;
 - $\rho_{п}$ - плотность паров ЛВЖ при расчетной температуре, кПа;
 - $C_{НКПР}$ - нижний концентрационный предел распространения пламени, % об.

3.3.4 Методики оценки последствий воздействия поражающих факторов

Критерии поражения людей опасными факторами аварий

Для оценки поражения людей опасными факторами аварий использовалось Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387).

При оценке последствий воздействия опасных факторов аварий на опасном производственном объекте и для оценки степени возможного поражения людей и разрушения зданий, сооружений по вычисленным параметрам поражающих факторов могут использоваться как детерминированные (учитывающие только величину поражающих факторов), так и вероятностные критерии (по пробит-функции, характеризующей вероятность возникновения последствий определенного масштаба в зависимости от уровня воздействия).

С помощью таблицы 3.1 определяется условная вероятность поражения человека.

Таблица 3.1 - Значения условной вероятности поражения человека в зависимости от P_r

Условная вероятность поражения, %	P_r									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	-	2,67	2,95	3,12	3,25	3,36	3,45	3,52	3,59	3,66
10	3,72	3,77	3,82	3,90	3,92	3,96	4,01	4,05	4,08	4,12
20	4,16	4,19	4,23	4,26	4,29	4,33	4,36	4,39	4,42	4,45
30	4,48	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,38A	4,67	4,69	4,72
40	4,75	4,77	4,80	4,82	4,85	4,87	4,90	4,92	4,95	4,97
50	5,00	5,03	5,05	5,08	5,10	5,13	5,15	5,18	5,20	5,23
60	5,25	5,28	5,31	5,33	5,36	5,39	5,41	5,44	5,47	5,50
70	5,52	5,55	5,58	5,61	5,38A	5,67	5,71	5,74	5,77	5,81
80	5,84	5,88	5,92	5,95	5,99	6,04	6,08	6,13	6,18	6,23
90	6,28	6,34	6,41	6,48	6,55	6,38A	6,75	6,88	7,05	7,33
-	0,00	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90
99	7,33	7,37	7,41	7,46	7,51	7,58	7,65	7,75	7,88	8,09

Детерминированные критерии устанавливают значения поражающего фактора, при которых наблюдается тот или иной уровень поражения (разрушения).

Детерминированные критерии присваивают определенной величине негативного воздействия поражающего фактора конкретную степень поражения людей, разрушения зданий, инженерно-технических сооружений.

В общем случае пробит-функция P_r имеет вид, представленный формулой

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							44

$$Pr = a + b \cdot \ln D, \quad (34)$$

где

- а и b - константы, зависящие от вида и параметров негативного воздействия;

- D - доза негативного воздействия (для оценки воздействия теплового излучения - функция плотности, интенсивности теплового излучения и времени воздействия; для барического воздействия - избыточное давление на фронте ударной волны и импульс фазы сжатия; для токсического воздействия - концентрация токсического вещества и время воздействия).

Детерминированные критерии поражения тепловым излучением

При оценке воздействия теплового излучения основным критерием поражения является интенсивность теплового излучения.

Для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение интенсивности теплового излучения, превышающее 7,0 кВт/м².

Детерминированные критерии поражения людей приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 - 30 с Ожог первой степени через 15 - 20 с Ожог второй степени через 30 - 40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Непереносимая боль через 3 - 5 с Ожог первой степени через 6 - 8 с Ожог второй степени через 12 - 16 с	10,5

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции Pr описывается выражениями

$$Pr = -12,8 + 2,56 \ln(D), \quad (35)$$

$$D = t \cdot q^{4/3}, \quad (36)$$

Величина эффективного времени экспозиции t, с, вычисляется для пожара пролива по формуле

$$t = t_0 + \frac{x_0}{u_{cp}}, \quad (37)$$

где

- t₀ - характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с (принимается равным 5 с.);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
													45
Ивв. № подл.	101871												
Подп. и дата													
Взам. инв. №													

- x_0 - расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м^2), м;

- u_{cp} - средняя скорость движения человека к безопасной зоне, м/с (принимается 5 м/с).

При использовании пробит-функции в качестве зон стопроцентного поражения принимаются зоны поражения, где значение пробит-функции достигает величины, соответствующей вероятности в 90 %. В качестве зон, безопасных с точки зрения воздействия поражающих факторов, принимаются зоны поражения, где значения пробит-функции достигают величины, соответствующей вероятности в 1 %.

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

Детерминированные критерии поражения ударной волной

Величина избыточного давления 5 кПа на фронте падающей ударной волны принимается безопасной для человека. Воздействие на человека ударной волны с избыточным давлением на фронте более 120 кПа рекомендуется принимать в качестве смертельного поражения.

Для воздействия волны давления на человека, находящегося вне здания, формулы для пробит-функции Pr имеют вид формул

$$Pr = 5,0 - 5,74 \cdot \ln S, \quad (38)$$

$$S = \frac{4,2}{\bar{P}} + \frac{1,3}{\bar{t}}; \quad (39)$$

$$\bar{P} = \frac{\Delta P}{P_0}; \quad (40)$$

$$\bar{t} = \frac{I^+}{P_0^{1/2} \cdot m^{1/3}} \quad (41)$$

где

- m - масса тела человека (допускается принимать равной 70 кг), кг;

- ΔP - избыточное давление волны давления, Па;

- I^+ - импульс волны давления, Па·с;

- P_0 - атмосферное давление, Па.

Порядок расчета количества пострадавших при возникновении аварийной ситуации

Расчет количества пострадавших при возникновении аварийной ситуации выполнен на основании руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	46

не защищен из-за незначительных защитных свойств укрытия), или превышать 1 в случае гибели людей при обрушении зданий;

- $\Phi_i(x,y)$ – количество поражающих факторов, которые могут действовать одновременно при реализации i -го сценария в точке с координатами (x,y) ;

- $P_{гиб}^{ij}(x,y)$ – условная вероятность гибели незащищенного человека на открытом пространстве в точке территории с координатами (x,y) от j -го поражающего фактора при реализации i -го сценария аварии.

Согласно руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387), при оценке количества пострадавших учитывалось территориальное распределение людей в пределах зоны действия поражающих факторов.

Ивл. № подл. 101871	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 48
			01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	

контроля признаков нефтегазоводопроявлений и уровня бурового раствора в скважине. Общий ущерб от аварии составил - 3098715 руб.

18.07.2014 - ООО «Варьеганская нефтяная буровая компания». Кустовая площадка № 156, Верхне-Коликъеганское месторождение, ХМАО-Югра в 240 км от г.Радужный. Во время проведения спуско-подъемных операций произошел неконтролируемый выброс газовой смеси с последующим возгоранием (по причине применения неисправного противовыбросового оборудования). В результате пожара был разрушен вышечно-лебедочный и редукторный блок буровой установки, а также поврежден блок очистки бурового раствора. Общий ущерб от аварии составил - 133587778 руб.

06.09.2014 - ООО «Интегра-Бурение», ОАО «Ямал СПГ», 21 км от поселка Сабетта, скважина № 2471, кустовой площадки № 47 Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения. На буровой установке БУ 6000/400 ЭК-БМЧ при проведении спуско-подъемных операций произошло газонефтеводопроявление с последующим возгоранием (причина аварии - несоблюдение проектных решений по спуску хвостовика, превышение скорости подъема бурильного инструмента). Буровая установка уничтожена, травмированы десять человек. Общий ущерб от аварии составил – 105000000 руб.

17.10.2014 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», 24 км от г. Усинска, скважина № 1184 Усинского нефтяного месторождения. При производстве работ по подземному ремонту скважины произошел неконтролируемый выброс нефтесодержащей жидкости по причине нарушения технологии проведения работ. В результате произошло загрязнение нефтесодержащей жидкостью территории куста скважин, ограниченной обвалованием. Общий ущерб от аварии составил - 929250 руб.

09.01.2015 - ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «КРС «Евразия», 60 км западнее г. Тарко-Сале. При ведении работ по освоению скважины №1004Г куста №37 Северо-Губкинского месторождения, произошел гидроудар, с последующим разрушением срывного патрубка переводника. Произошло возгорание буровой с последующим деформированием основания и падением вышки на скважину № 1006г, что привело к разрушению фонтанной арматуры и возгоранию. Ущерб от аварии составил - 477306,9 руб., пострадавших нет.

28.01.2015 - ОАО «РИТЭК», ТПП «РИТЭК-Уралойл». Скважина № 143 Александровского месторождения ЦЦНГ-2, 85 км от г. Перми. При проведении работ по перфорации колонны на скважине произошел выброс попутного нефтяного газа с последующим возгоранием. Ущерб от аварии составил 14243702 руб.

22.05.2015 - ООО «Башнефть-Добыча», Фонд скважин Дачно-Репинского месторождения. При осуществлении работ по капитальному ремонту скважины № 5248 Дачно- Репинского месторождения произошло газоводонефтепроявление с последующим выбросом опасных

Ивл. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										50
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

веществ и возгоранием. Смертельно травмированы два работника ООО «Уфимское УКПРС». Экономический ущерб от аварии составил - 243 тыс. руб.

23.06.2015 - ООО «РН-Юганскнефтегаз», система промысловых трубопроводов Усть-Балыкского месторождения. В результате разгерметизации трубопровода «УП № 8 – т.19» (раскрытая трещина по шву вдоль тела трубы, длиной 4170 мм, ширина в месте максимального раскрытия 550 мм) на расстоянии ориентировочно 3400 метров от узла переключения, произошел выход нефтесодержащей жидкости на водную поверхность поймы протоки Чеускина. Экономический ущерб от аварии составил - 50800000 руб.

18.08.2015 - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Скважина № 502 Жилинского месторождения. При проведении работ по освоению скважины (осуществлении технологической операции по подъему колонны насосно-компрессорных труб из скважины) началось газоводопроявление с последующим выбросом опасных веществ. Экономический ущерб от аварии составил: 95518 тыс. руб.

22.08.2015 - ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», скважина № 116 месторождения им. Мирзоева, Ногликский район, Сахалинская область. При подготовке скважины № 116 к резке бокового ствола, проводились работы по извлечению эксплуатационной колонны. В процессе ловильных работ, произошло падение (неконтролируемое складывание) верхней секции вышки буровой установки МБУ-140. Смертельно травмированы 2 работника подрядной организации АО «СНПХ». Ущерб от аварии составил 98657 руб.

10.04.2016 ООО «РН-Краснодарнефтегаз», скважина № 1551 Троицкой площади «Анастасиевско-Троицкого» месторождения. При подъеме скважинного оборудования (пакер, насосно-компрессорные трубы), началось нефтегазоводопроявление с последующим выбросом опасных веществ. Экономический ущерб от аварии составил 2682187,17 руб., пострадавших нет.

28.05.2016 - Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-Муравленко». Система промысловых трубопроводов Сугмутского месторождения, 83 км от г. Муравленко. В результате разгерметизации межпромыслового трубопровода произошел разлив нефтесодержащей жидкости. Экономический ущерб от аварии составил 924923 руб., пострадавших нет.

15.07. 2016 - ПАО «Оренбургнефть», Фонд скважин Пролетарского месторождения. При осуществлении работ по капитальному ремонту скважины № 24 Пролетарского месторождения произошло газоводонефтепроявление с последующим выбросом опасных веществ и возгоранием агрегата для подъема скважин. Травмированы два работника АО «Самотлорнефтепромхим». Экономический ущерб от аварии составил 1 000 000 руб.

22.09.2016 - Система внутрипромысловых трубопроводов КСП-56 Верхне-Возейского нефтяного месторождения (ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"). В результате разгерметизации участка трубопровода «ГЗУ -2438А - до УЗ № 5», произошел выход нефтесодержащей жидкости.

Ивв. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

Технические причины аварии: Образование раскрытой трещины трубы в зоне сплавления сварного шва под воздействием коррозионно-активной жидкости. Экономический ущерб от аварии составил 61 397 000 руб. в том числе экологический ущерб 15 008 000 руб.

10.04.2017 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Фонд скважин нефтяного месторождения им. А.Алабушина ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». При производстве работ по извлечению аварийного оборудования на скважине произошло НГВП с последующим возгоранием. Экономический ущерб от аварии составил 956 703 тыс. руб. Технические причины аварии: Снижение гидростатического столба жидкости глушения вследствие отсутствия постоянного долива.

15.07.2017 - ООО «Сургутнефтегаз» Фонд скважин. Произошло разрушение устьевого оборудования скважины с последующим выбросом газа. Экономический ущерб от аварии составил 1768,8 тыс. руб. Технические причины аварии: Вскрытие скважиной локальной реликтовой газогидратной залежи природного происхождения при растеплении в летний период создало аномальное давление, которое привело к разрушению устьевого оборудования с последующим возгоранием.

27.07.2017 - ООО «Башнефть – Добыча» Межпромысловый трубопровод. Разгерметизация напорного нефтепровода ДНС «Метели»- ДНС «Кунганак» с выбросом нефти и попаданием в реку. Экономический ущерб от аварии составил: 51 494 тыс. руб. Технические причины аварии: Разгерметизация нефтепровода вследствие возникновения коррозии из-за несоответствующей подготовки транспортируемой нефти требованиям проекта.

10.08.2017 - АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» Фонд скважин Ван-Еганского месторождения. При производстве работ по бурению скважины ООО «Интегра-Бурение» произошло нефтегазопроявление, с последующим возгоранием. Экономический ущерб от аварии составляет: 381 449, 492 тыс. руб. Технические причины аварии: Уменьшение гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня в скважине в результате недостаточного долива бурового раствора в скважину.

20.09.2017 - ООО «Газпромнефть-Оренбург» Фонд скважин. При осуществлении работ по капитальному ремонту скважины № 1105-2 произошло газоводонефтепроявление с последующим выбросом опасных веществ. Экономического ущерба нет. Технические причины аварии: Нарушение технологии проведения ремонтных работ на скважине подрядной организацией.

05.08.2017 - Публичное акционерное общество «Татнефть имени В.Д. Шашина» Фонд скважин. При эксплуатации скважины оборудованной станком-качалкой, произошел отворот устьевого сальника. Экономический ущерб от аварии составил 93,6 тыс. руб. Технические причины аварии: Нарушена соосность головки балансира станка – качалки с канатной подвеской относительно колонны штанг скважинного насоса. Изменение алгоритма работы станка качалки.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	101871	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
											52

10.01.2018 - ООО «Ульяновскнефтегаз» Фонд скважин Кондаковского месторождения. При осуществлении работ по капитальному ремонту скважины № 33 произошло разрушение крепления заделки мертвого конца талевого каната подъемного агрегата АПРС-40, в результате аварии смертельно травмирован мастер бригады по капитальному ремонту скважин. Экономический ущерб от аварии составил 3 млн. 936 тыс. руб. Технические причины аварии: Отрыв сварочного и болтового соединений, механизма крепления неподвижной ветви талевого каната от металлоконструкций рамы платформы АПРС-40, с низкой степенью прочности материалов, выполненный собственными силами в нарушение требований проектной документации завода-изготовителя.

09.03.2018 - ООО «Кынско Часельское нефтегаз» Участок комплексной подготовки газа. При проведении работ по капитальному ремонту скважины (КРС) № 221-Р, произошло газоводопроявление, перешедшее в открытый фонтан, без возгорания. Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 25 млн. 867 тыс. руб. Технические причины аварии: Потеря раствором блокирующей пачки соответствующих реологических свойств для предотвращения газопроявления из-за длительного хранения до начала закачки. Превышение величины пластового давления по отношению к величине гидростатического давления столба раствора в скважине вследствие понижения уровня раствора до критического значения из-за фактора поглощения.

21.04.2018 - ПАО «Татнефть» Фонд скважин Ромашкинского месторождения. При производстве работ по капитальному ремонту скважины № 10837 при спуске электроцентробежного насоса произошел выброс газонефтяной смеси с последующим возгоранием. В результате аварии пострадало 2 человека из них 1 смертельно. Экономический ущерб от аварии составляет: 3 млн. 3804 тыс. руб. Технические причины аварии: Проведение капитального ремонта скважины без глушения раствором. Выполнение ремонта скважины с возможным газонефтеводопроявлением, при неустановленном противовыбросовом оборудовании на устье скважины, в период ремонта.

4.2 Анализ возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте

Основными факторами, способствующими возникновению и развитию аварийных ситуаций на проектируемых нефтегазосборных трубопроводах, являются следующие специфические особенности данного производственного объекта:

- обращение в технологическом процессе значительных количеств пожаровзрывоопасных веществ (нефти, попутного нефтяного газа);
- высокое давление в трубопроводах;
- возможность разрушения при неправильных действиях персонала.

Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

Пожары и взрывы могут являться результатом разгерметизации системы в период пуска, эксплуатации и остановки объекта, размещения опасных производственных объектов при наличии источника воспламенения, либо в период проведения работ повышенной опасности (огневые работы, как в период ремонта, так и в процессе эксплуатации).

Практика эксплуатации и анализ свойств, обращающихся на проектируемом объекте веществ, показали, что разгерметизация любых элементов технологической системы может привести к выбросу опасных веществ в производственные помещения и на площадку объекта, с возможностью последующего воспламенения или взрыва. Воспламенение образующегося облака ТВС происходит от постоянных или случайных источников воспламенения.

Основные причины возникновения аварий на проектируемых объектах приведены ниже.

Причины, связанные с разрушением (разгерметизацией) оборудования и трубопроводов

К основным причинам, приводящим к разрушениям и отказам оборудования и трубопроводов, относятся:

- нарушение прочности технологического оборудования и трубопроводов;
- внешнее механическое повреждение оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии).

Нарушение прочности оборудования и трубопроводов может быть вызвано заводскими дефектами, дефектами сварочно-монтажных работ, хрупкостью металла, физическим износом, температурной деформацией, коррозионными и эрозийными процессами, воздействием вибрации.

Перечисленные причины (за исключением последней) могут привести к появлению трещин и вызвать как частичное, так и полное разрушение технологического оборудования и трубопроводов.

Внешние механические повреждения оборудования и трубопроводов на площадке возможны вследствие транспортных аварий, проведения погрузо-разгрузочных работ, воздействия на трубопроводы и оборудование поражающих факторов техногенных аварий на соседних технологических узлах.

В большинстве случаев данные аварии являются следствием недостаточной квалификации персонала, несоблюдения правил технической эксплуатации и технической безопасности, отсутствием контроля со стороны лиц, ответственных за проведение работ.

Причины, связанные с основными (типовыми) процессами. Анализ технологических процессов, применяемых на площадке куста скважин, определил перечень основных типовых процессов, представляющих опасность с точки зрения создания условий для возникновения аварийных ситуаций. К ним относятся гидродинамические и газодинамические процессы.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							54

персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

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;
- снежные заносы и аномальное понижение (повышение) температуры воздуха;
- резкое колебание температуры окружающего воздуха в течение суток;
- попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних объектах;
- преднамеренные действия (диверсия).

Ивл. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
				01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

5 Результаты идентификации опасности аварий

5.1 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Исходя из приведенных выше, возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций, с учетом отказов и неполадок трубопроводов (оборудования), возможных ошибочных действий персонала и внешних воздействий природного и техногенного характера, можно сделать вывод, что аварии на территории проектируемого объекта, будут развиваться по общей схеме. Блок-схема типового сценария развития аварии представлена на рисунке 2.

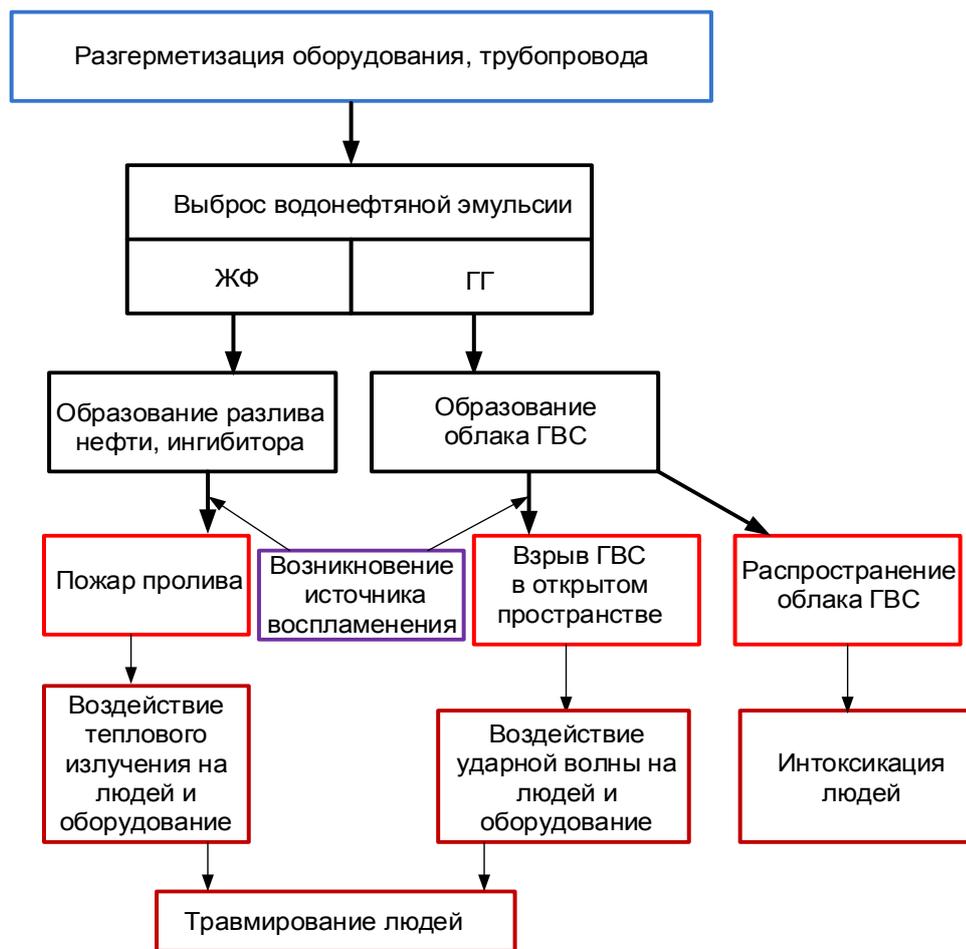


Рисунок 2 - Блок-схема типового сценария развития аварии

Основными опасными веществами, обращающимися на проектируемом объекте, являются – нефть и попутный нефтяной газ.

Характер аварийных ситуаций, связанных с выбросами из технологического оборудования или трубопроводов опасных веществ, определяется их специфическими свойствами и количествами.

Сценарии, развитие которых происходит по одной схеме или которые характеризуются общими признаками (поражающими факторами), объединены в группы сценариев.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. инв. №	101871	01-3195.1/20C1775-AOP.TЧ	Лист
											57

Таблица 5.2 - Краткое описание возможных сценариев аварийных ситуаций

Номера составляющих объекта, номера оборудования	Возможные исходы аварийных ситуаций
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения	
1 – Измерительная установка на 10 подключений	C1.1.1, C1.1.2, C1.1.3, C1.1.4
2 – Блок дозирования реагентов	C1.2.1, C1.2.2, C1.2.3, C1.2.4
3 – Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м	C1.3.1, C1.3.2, C1.3.3, C1.3.4
4 – Нефтегазосборный трубопровод выкидной - Н19, Ø 89x8 мм, L= 72,0 м	C1.4.1, C1.4.2, C1.4.3, C1.4.4
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения	
1 – Измерительная установка на 10 подключений	C2.1.1, C2.1.2, C2.1.3, C2.1.4
2 – Блок дозирования реагентов	C2.2.1, C2.2.2, C2.2.3, C2.2.4
3 – Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м	C2.3.1, C2.3.2, C2.3.3, C2.3.4
4 – Нефтегазосборный трубопровод выкидной - Н19, Ø 89x8 мм, L= 105,0 м	C2.4.1, C2.4.2, C2.4.3, C2.4.4

5.2 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов

Максимальное количество опасных веществ, участвующее в возможных авариях и в создании поражающих факторов по выбранным сценариям, представлено в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Количество опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов при реализации сценариев развития аварийных ситуаций

Номер сценария	Результат развития аварийной ситуации	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварийной ситуации	участвующего в создании поражающих факторов
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения				
1 Измерительная установка на 10 подключений				
C1.1.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	0,322	0,322
C1.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	0,322	0,322
C1.1.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	0,025	0,0025
C1.1.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	0,025	0,0025
2 Блок дозирования реагентов				
C1.2.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	2,875	2,875
C1.2.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	2,875	2,875
C1.2.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	0,051	0,0076
C1.2.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	0,051	0,0076

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	101871

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-AOP.TЧ	Лист 59
------	---------	------	-------	-------	------	---------------------------------	------------

Номер сценария	Результат развития аварийной ситуации	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварийной ситуации	участвующего в создании поражающих факторов
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м				
C1.3.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	31,173	31,173
C1.3.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	28,706	28,706
C1.3.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	2,927	0,2927
C1.3.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	2,927	0,2927
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 72,0 м				
C1.4.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	15,481	15,481
C1.4.2	Пожар пролива нефти на открытой площадке	Тепловое излучение пламени пожара	14,254	14,254
C1.4.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	1,454	0,1454
C1.4.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	1,454	0,1454
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения				
1 Измерительная установка на 10 подключений				
C2.1.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	0,322	0,322
C2.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	0,322	0,322
C2.1.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	0,025	0,0025
C2.1.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	0,025	0,0025
2 Блок дозирования реагентов				
C2.2.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	2,875	2,875
C2.2.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	2,875	2,875
C2.2.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	0,051	0,0076
C2.2.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	0,051	0,0076
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м				
C2.3.1	Пролив нефти без возгорания	Загрязнение территории	31,182	31,182
C2.3.2	Пожар пролива нефти в помещении	Тепловое излучение пламени пожара	28,708	28,708
C2.3.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	2,927	0,2927
C2.3.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	2,927	0,2927
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 105,0 м				
C2.4.1	Пролив нефти без	Загрязнение территории	15,609	15,609

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							60

Номер сценария	Результат развития аварийной ситуации	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварийной ситуации	участвующего в создании поражающих факторов
	возгорания			
C2.4.2	Пожар пролива нефти на открытой площадке	Тепловое излучение пламени пожара	14,361	14,361
C2.4.3	Взрыв облака ГПВС	Избыточное давление ударной волны	1,464	0,1464
C2.4.4	Вспышка облака ГПВС	Высокотемпературные продукты сгорания	1,464	0,1464

5.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов аварийных ситуаций

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов аварий проводился на основании данных о количестве опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов, в соответствии с моделями, приведенными в разделе 3.

Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов при возможных аварийных ситуациях на проектируемых объектах Западно-Семивидовского месторождения, представлены в таблицах 5.4 - 5.6.

Таблица 5.4 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов взрывов топливоздушных смесей на здания и сооружения

Номер сценария	Полное разрушение зданий, 100 кПа	50 %-ное разрушение зданий, 53 кПа	Средние повреждения, 28 кПа	Умеренные повреждения зданий, 12 кПа	Нижний порог повреждения человека волной давления, 5 кПа	Малые повреждения (разбита часть остекления), 3 кПа
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения						
C1.1.3	Избыточное давление на стенки блока составит 344,1 кПа					
C1.2.3	Избыточное давление на стенки блока составит 486,81 кПа					
C1.3.3	-	-	-	-	49,07	88,40
C1.4.3	-	-	-	-	28,84	53,88
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения						
C2.1.3	Избыточное давление на стенки блока составит 344,1 кПа					
C2.2.3	Избыточное давление на стенки блока составит 486,81 кПа					
C2.3.3	-	-	-	-	49,07	88,40
C2.4.3	-	-	-	-	29,0	54,16

Изм. № подл.	101871							01-3195.1/20C1775-AOP.TЧ	Лист
									61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 5.5 - Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов вспышки облака ГПВС

Номер сценария	Радиус зоны воздействия высокотемпературных продуктов сгорания, м	Высота зоны НКПР, м	Радиус зоны НКПР, м
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения			
C2.1.4	5,08	0,16	4,24
C2.2.4	4,42	0,14	3,69
C2.3.4	20,31	0,63	16,93
C2.4.4	16,71	0,52	13,93
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения			
C2.1.4	5,08	0,16	4,24
C2.2.4	4,42	0,14	3,69
C2.3.4	20,31	0,63	16,93
C2.4.4	16,75	0,52	13,96

Таблица 5.6 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожаров проливов

Номер сценария	Площадь разлива нефти, м ²	Параметр поражения / радиус зоны, м			
		Непереносимая боль через 3-5 с, ожог 1 степени через 6-8 с, q=10,5 кВт/м ²	Непереносимая боль через 20-30 с, ожог 1 степени через 15-20 с, q=7 кВт/м ²	Безопасно для человека в брезентовой одежде, q=4,2 кВт/м ²	Без негативных последствий в течение длительного времени, q=1,4 кВт/м ²
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения					
C1.1.2	18,0	3,45	4,89	7,26	14,30
C1.2.2	14,0	4,72	6,77	10,17	20,62
C1.3.2	175,0	9,48	13,18	19,07	35,96
C1.4.2	86,9	7,43	10,38	14,96	28,29
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения					
C2.1.2	18,0	3,45	4,89	7,26	14,30
C2.2.2	14,0	4,72	6,77	10,17	20,62
C2.3.2	175,0	9,48	13,18	19,07	35,96
C2.4.2	87,6	7,45	10,39	15,01	28,37

Размеры зон действия поражающих факторов при развитии аварийных ситуаций по рассмотренным сценариям, представлены в графической части на чертеже:

- 01-3195.1/20C2775-АОР.ГЧ1, лист 3 «Ситуационный план зон действия поражающих факторов аварий на площадке куста скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения (1:500)»;
- 01-3195.1/20C2775-АОР.ГЧ2, лист 3 «Ситуационный план зон действия поражающих факторов аварий на площадке куста скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения (1:500)».

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ГЧ	Лист
							62

5.4 Оценка возможного числа пострадавших

Эксплуатация кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, предусматривается без постоянного присутствия производственного персонала. Обслуживающий персонал совершает периодические объезды (обходы), во время которых производит осмотр и обслуживание трубопроводов и оборудования.

При оценке возможного числа пострадавших, в том числе погибших, учитывалось, что на территории куста скважин при плановых осмотрах, в наибольшую смену находится 4 человека.

Согласно руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387), при оценке количества пострадавших учитывалось территориальное распределение людей в пределах зоны действия поражающих факторов.

В сценариях, связанных с возникновением аварийной ситуации в помещении измерительной установки принято, что в помещении может находиться один человек.

Перечень аварийных сценариев, в которых по результатам проведенных расчетов существует вероятность безвозвратной потери людей из числа персонала, а также имеются пострадавшие, приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Количество рабочего персонала, попадающего в зоны действия поражающих факторов при авариях

Номер сценария	Описание сценария	Возможное количество	
		погибших	пострадавших
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения			
1 Измерительная установка на 10 подключений			
C2.1.1	Пролив нефти в помещении без возгорания	0	0
C2.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	1	1
C2.1.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	0	1
C2.1.4	Вспышка облака ГПВС	1	1
2 Блок дозирования реагентов			
C2.2.1	Пролив химреагента в помещении без возгорания	0	0
C2.2.2	Пожар пролива химреагента в помещении	0	1
C2.2.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	0	1
C2.2.4	Вспышка облака ГПВС	0	1
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м			
C2.3.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	0	0
C2.3.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	1	1
C2.3.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	0	2
C2.3.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1	1
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 72,0 м			
C2.4.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	0	0
C2.4.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	1	1

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-AOP.TЧ	Лист
							63

Номер сценария	Описание сценария	Возможное количество	
		погибших	пострадавших
C2.4.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	0	1
C2.4.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1	1
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения			
1 Измерительная установка на 10 подключений			
C2.1.1	Пролив нефти в помещении без возгорания	0	0
C2.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	1	1
C2.1.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	0	1
C2.1.4	Вспышка облака ГПВС	1	1
2 Блок дозирования реагентов			
C2.2.1	Пролив химреагента в помещении без возгорания	0	0
C2.2.2	Пожар пролива химреагента в помещении	0	1
C2.2.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	0	1
C2.2.4	Вспышка облака ГПВС	0	1
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м			
C2.3.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	0	0
C2.3.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	1	1
C2.3.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	0	2
C2.3.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1	1
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 105,0 м			
C2.4.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	0	0
C2.4.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	1	1
C2.4.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	0	1
C2.4.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1	1

Полученные данные о размерах зон поражения и количестве пострадавших, дают представления о масштабах возможных аварий на территории проектируемых кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского нефтяного месторождения.

По результатам проведенных расчетов по рассмотренным аварийным ситуациям, существует вероятность безвозвратной потери людей из числа персонала, а также имеются пострадавшие.

При аварийном выбросе нефти из оборудования или нефтегазосборного трубопровода, вред здоровью физических лиц может быть причинен в случае реализации сценариев с воспламенением пролива нефти, взрывом облака ГПВС и «пожаром-вспышкой» облака ГПВС.

Гибель человека в результате воздействия поражающих факторов пожара пролива и вспышки облака ГПВС, возможна только при нахождении его непосредственно в опасной зоне воздействия пламени пожара (в пределах площади разлива).

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							64

В ходе проведения анализа риска на рассматриваемых участках трубопроводов и оборудования, были выделены наиболее опасные места разгерметизации с точки зрения вероятности присутствия обслуживающего персонала.

6.1 Технический риск

Любой сценарий, описывающий аварию, начинается с инициирующего события (разгерметизации технологического аппарата, емкости, участка трубопровода, содержащего взрывопожароопасное вещество и утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой (технический риск).

Сведения по частоте реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для технологического оборудования и трубопроводов проектируемого объекта, приведены в таблицах 6.1 и 6.2 (согласно Приложению 1 к пункту 15 Методики (Приложение к приказу МЧС РФ от 10.07.2009 № 404).

Таблица 6.1 - Обобщенные статистические данные по оценке частоты отказа оборудования

Наименование оборудования	Инициирующее аварийное событие	Частота разгерметизации, год ⁻¹
Резервуары, емкости, сосуды и аппараты под давлением	Разгерметизация с последующим истечением жидкости, газа или двухфазной среды (полное разрушение)	3,0·10 ⁻⁷

Таблица 6.2 - Частоты утечек из технологических трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек, (м ⁻¹ × год ⁻¹)				
	Малая (диаметр отверстия 12,5 мм)	Средняя (диаметр отверстия 25 мм)	Значительная (диаметр отверстия 50 мм)	Большая (диаметр отверстия 100 мм)	Разрыв
50	5,7 × 10 ⁻⁶	2,4 × 10 ⁻⁶	-	-	1,4 × 10 ⁻⁶
100	2,8 × 10 ⁻⁶	1,2 × 10 ⁻⁶	4,7 × 10 ⁻⁷	-	2,4 × 10 ⁻⁷
150	1,9 × 10 ⁻⁶	7,9 × 10 ⁻⁷	3,1 × 10 ⁻⁷	1,3 × 10 ⁻⁷	2,5 × 10 ⁻⁸

Удельная частота аварий на участке с возникновением дефектных отверстий определенного размера λ , год⁻¹·м⁻¹, на рассматриваемых объектах трубопроводного транспорта трубопроводного транспорта определяется по формуле

$$\lambda = \lambda_{\text{ср}} \cdot f^{Lp}_m, \quad (44),$$

где

- $\lambda_{\text{ср}} = 2,7 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹·м⁻¹ для нефтегазосборных трубопроводов, ввиду отсутствия информации в официальных нормативно-технических документах, принята согласно Приложению № 6 «Методики определения расчетов по оценке пожарного риска на

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							66

производственных объектах» (утв. Приказом МЧС РФ от 10.06.2009 № 404) равной базовой частоте разгерметизации магистральных нефтепроводов;

- f_m^{Lp} - доля разрывов, принятая согласно Методическим рекомендациям по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» (утв. приказом Ростехнадзора от 29.12.2022 № 478). Доля разрывов f_m^{Lp} нефтегазосборных трубопроводов при возникновении «гильотинного» разрыва $f_{\text{«гильотинный разрыв»}} = 0,03$.

Конечная вероятность разгерметизации рассматриваемых участков нефтегазосборных трубопроводов $P_{ав}$, 1/год, определяется с учетом временем работы и длины рассматриваемого участка трубопровода по формуле

$$P_{ав} = l \cdot \lambda, \quad (45)$$

где

- l – длина рассматриваемого участка трубопровода, м;

- λ – величина среднестатистической частоты аварий, $\text{год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$.

После определения частоты разгерметизации трубопровода, производится построение сценариев развития аварий, отражающих технологические особенности рассматриваемых производств, связанных в первую очередь с возможными режимами взрывного превращения образовавшейся в результате разгерметизации оборудования взрывоопасной среды.

На рисунке 3 приведено «дерево событий» возникновения и развития аварийных ситуаций, на основе которых проводились расчеты по оценке риска для опасных производственных объектов.

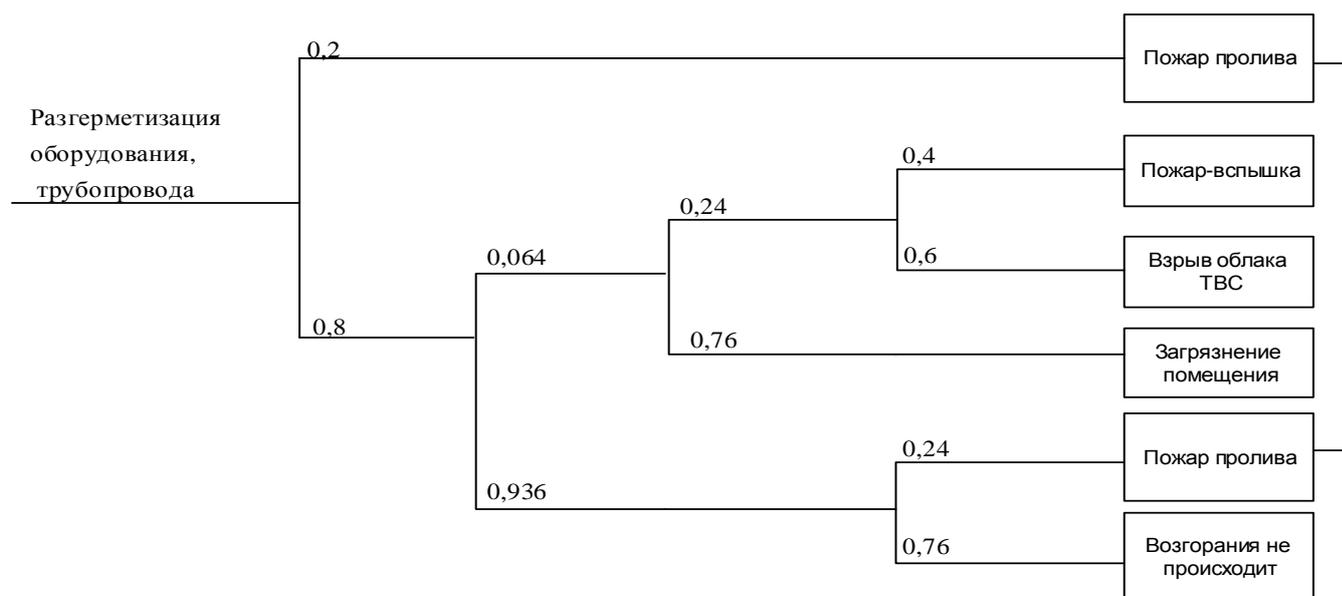


Рисунок 3 - «Дерево событий» при разгерметизации проектируемого оборудования, технологических нефтегазосборных трубопроводов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	101871				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Для определения вероятности реализации сценариев аварий, вероятность инициирующего события (разгерметизация) умножается на вероятность конечного события, определенного по дереву событий, с учетом времени работы оборудования.

При проведении количественной оценки вероятности разгерметизации технологического оборудования были приняты следующие предпосылки и допущения:

- время работы оборудования – 8760 часов в год;
- при оценке вероятности возникновения взрыва ГПВС учитывалась годовая условная вероятность штиля;
- условная вероятность аварии в течение суток постоянная.

Расчетные показатели вероятности возникновения аварийных сценариев на площадках кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Перечень сценариев аварий и вероятность их реализации

Номер сценария	Описание сценария	Вероятность, год ⁻¹
1 Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения		
1 Измерительная установка на 10 подключений		
C1.1.1	Пролив нефти в помещении без возгорания	$1,82 \cdot 10^{-7}$
C1.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	$1,14 \cdot 10^{-7}$
C1.1.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	$2,21 \cdot 10^{-9}$
C1.1.4	Вспышка облака ГПВС	$1,47 \cdot 10^{-9}$
2 Блок дозирования реагентов		
C1.2.1	Пролив химреагента без возгорания	$1,82 \cdot 10^{-7}$
C1.2.2	Пожар пролива химреагента и в помещении	$1,14 \cdot 10^{-7}$
C1.2.3	Взрыв облака ГПВС	$2,21 \cdot 10^{-9}$
C1.2.4	Вспышка облака ГПВС	$1,47 \cdot 10^{-9}$
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м		
C1.3.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	$1,62 \cdot 10^{-7}$
C1.3.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	$1,01 \cdot 10^{-7}$
C1.3.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	$1,96 \cdot 10^{-9}$
C1.3.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	$1,31 \cdot 10^{-9}$
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 72,0 м		
C1.4.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	$3,15 \cdot 10^{-7}$
C1.4.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	$1,97 \cdot 10^{-7}$
C1.4.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	$3,82 \cdot 10^{-9}$
C1.4.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	$2,55 \cdot 10^{-9}$
2 Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения		
1 Измерительная установка на 10 подключений		
C2.1.1	Пролив нефти в помещении без возгорания	$1,82 \cdot 10^{-7}$
C2.1.2	Пожар пролива нефти в помещении	$1,14 \cdot 10^{-7}$

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							68

Номер сценария	Описание сценария	Вероятность, год ⁻¹
C2.1.3	Взрыв облака ГПВС в помещении	2,21 · 10 ⁻⁹
C2.1.4	Вспышка облака ГПВС	1,47 · 10 ⁻⁹
2 Блок дозирования реагентов		
C2.2.1	Пролив химреагента без возгорания	1,82 · 10 ⁻⁷
C2.2.2	Пожар пролива химреагента и в помещении	1,14 · 10 ⁻⁷
C2.2.3	Взрыв облака ГПВС	2,21 · 10 ⁻⁹
C2.2.4	Вспышка облака ГПВС	1,47 · 10 ⁻⁹
3 Нефтегазосборный трубопровод - Н1, Ø 114x5 мм, L= 37,0 м		
C2.3.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	1,62 · 10 ⁻⁷
C2.3.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	1,01 · 10 ⁻⁷
C2.3.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1,96 · 10 ⁻⁹
C2.3.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	1,31 · 10 ⁻⁹
4 Нефтегазосборный трубопровод - Н19, Ø 89x8 мм, L= 105,0 м		
C2.4.1	Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода	4,60 · 10 ⁻⁷
C2.4.2	Пожар пролива в результате разгерметизации трубопровода	2,87 · 10 ⁻⁷
C2.4.3	Взрыв облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	5,57 · 10 ⁻⁹
C2.4.4	Вспышка облака ГПВС в результате разгерметизации трубопровода	3,72 · 10 ⁻⁹

Полученные данные о размерах зон поражения, количестве пострадавших, частоте реализации инициирующих взрывопожароопасные ситуации событий для оборудования и трубопроводов, дают представления о масштабах возможных аварий на территории кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения.

6.2 Оценка количественных показателей риска

Оценка количественных показателей риска выполнена согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387).

Потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории.

Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1.

Величину потенциального риска $R_{\text{пот}}(x,y)$, год⁻¹, в определенной точке (x,y) на территории площадочного объекта и в зонах, граничащих с площадочным объектом, рекомендуется определять по формуле

$$R_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^I Q_i \cdot \min \left(1, 1 - \prod_{j=1}^{\Phi_i(x,y)} \left(1 - v_{\text{уязв}}^{ij}(x,y) \cdot P_{\text{гиб}}^{ij}(x,y) \right) \right) \quad (46)$$

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							69

где: I - число сценариев развития аварий;

- Q_i - частота реализации в течение года i -го сценария развития аварии, год⁻¹.

Индивидуальный риск - частота поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых факторов опасности аварий.

Величину индивидуального риска $R_{инд}^i$, год⁻¹ для i -го индивида рекомендуется определять по формуле

$$R_{инд}^i = \sum_{k=1}^G q_{ki} \cdot R_{пот}(x, y), \quad (47)$$

где

- q_{ki} - вероятность присутствия i -го индивида в k -ой области территории с учетом продолжительности действия поражающего фактора;

- G - число областей, на которые условно можно разбить территорию, при условии, что величину потенциального риска на всей площади каждой из таких областей можно принять одинаковой.

Коллективный риск - ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенный период времени.

Величину коллективного риска $R_{колл}$, чел./год, рекомендуется определять по формуле

$$R_{колл} = \sum_{j=1}^J N_{г}^j \cdot Q_j, \quad (48)$$

где

- Q_j - частота j -го сценария, при котором ожидаемое количество погибших лиц равно $N_{г}^j$.

Для проектируемого куста скважин долю времени, при которой персонал подвергается опасности, можно оценить величиной 0,08 (принята согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» как для производственного объекта без постоянного пребывания персонала).

Значения потенциального и индивидуального риска на площадках кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения, представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Значения потенциального, индивидуального и коллективного рисков

Наименование трубопровода	Значение потенциального риска, 1/год	Значение индивидуального риска, 1/год	Значение коллективного риска, чел./год
Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения	$7,48 \cdot 10^{-9}$	$2,47 \cdot 10^{-8}$	$5,41 \cdot 10^{-7}$
Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения	$8,77 \cdot 10^{-9}$	$2,89 \cdot 10^{-8}$	$6,33 \cdot 10^{-7}$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101871	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
											70

Приемлемым уровнем индивидуального риска для рассматриваемых опасных производственных объектов, принята величина 10^{-6} в год, согласно требованиям Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Таким образом, полученное значение индивидуального риска для человека при эксплуатации проектируемых кустов скважин, значительно ниже уровня индивидуального риска на предприятиях нефтегазодобычи и является приемлемым.

На основании сравнительного анализа рассчитанных показателей риска аварий на территории проектируемых объектов, и показателей, приведенных в Федеральном законе от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», можно сделать вывод, что комплекс инженерно-технических мероприятий по предупреждению аварий и чрезвычайных ситуаций на проектируемых объектах предусматривает поддержание величины индивидуального риска в приемлемых показателях.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Индв. № подл.	101871						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

7 Анализ неопределенностей результатов оценки риска аварий

Основные неопределенности проведенного анализа риска, связаны с отсутствием уточненных данных по частоте отказов на производственных объектах Западно-Семивидовского нефтяного месторождения и использование данной информации для проводимых расчетов:

- статистических данных по аварийности на проектируемых объектах;
- статистических данных по вероятностям возникновения тех или иных поражающих факторов.

Такого рода неопределенности могут снижать показатели риска на один два порядка.

Оценка количества, опасных веществ, участвующих в аварийном выбросе (в том числе многофазных смесей), из аварийного объекта достаточно сложная задача и зависит от многих факторов. Поэтому для инженерной оценки количества аварийных выбросов в работе были использованы следующие допущения, в конечном итоге завышающие объемы аварийных выбросов:

- истекающая жидкость однородная с равномерно растворенным в ней газом;
- количество нефти в аварийном выбросе определяется с учетом обводненности;
- количество газа в аварийном выбросе с учетом газового фактора.

Такой подход является консервативным, увеличивающим значения полученных показателей риска. Еще одной неопределенностью, существенно влияющей на количество опасных веществ, участвующих в аварии, возможные последствия аварий и, в конечном счете, на показатели риска является время существования режимов истечения.

Время существования режимов истечения зависит от места аварии и оперативности реагирования ремонтных служб промысла. Для принятых размеров дефектных отверстий и режимов истечения, время определялось на основе экспертной оценки. С учетом реальной обстановки на промысле, данный показатель может как завышать, так и занижать полученные показатели риска.

Согласно данным сайта Ростехнадзора, график фонового риска смертельных случаев на предприятиях нефтедобычи приведен на рисунке 4.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	101871	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	72

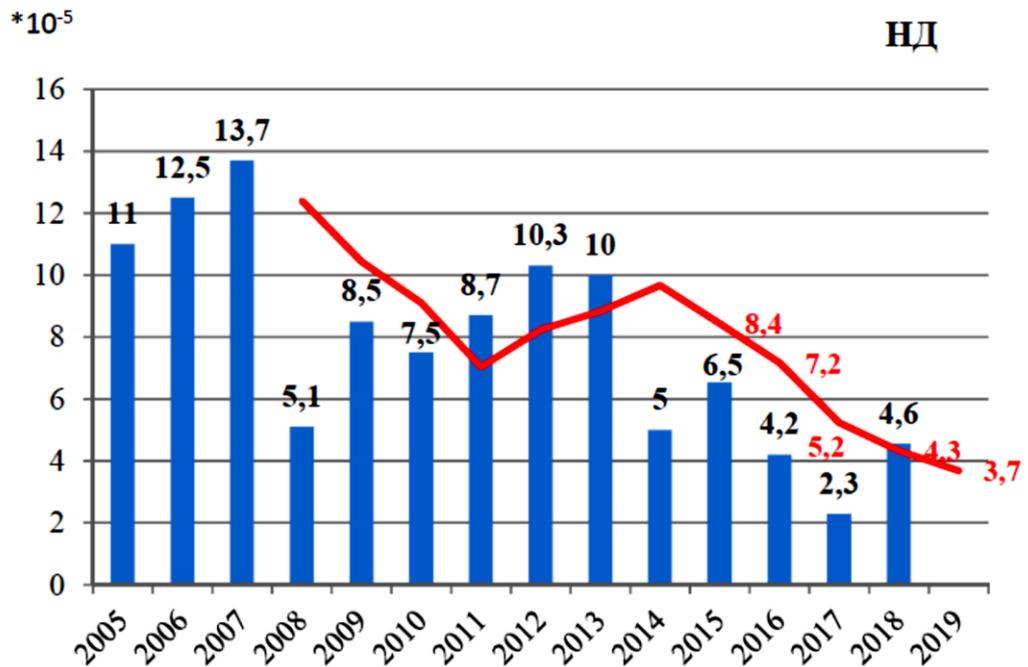


Рисунок 4 - График фоновой смертности на предприятиях нефтедобычи

Для нефтедобывающей промышленности, к которой можно отнести и объекты проектирования, фоновый риск гибели людей (Rф) составляет 37 погибших на 1 млн. рискующих.

Определение критериев допустимого уровня риска гибели людей

Согласно таблице № 6-3 Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387, куст скважин относится к опасным производственным объектам с малым риском аварии, по показателю возможного числа погибших до 5 человек и эпизодического нахождения третьих лиц в зонах смертельного поражения при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии.

Уровень риска RdB, дБР для сравнения значений показателей риска аварий на опасном производственном объекте с фоновым риском гибели персонала на ОПО НГК, определялся в соответствии с рекомендациями Руководства по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», утв. приказом РТН от 12.09.2023 № 331.

Согласно таблице № 1 приложения № 2 к Руководству по безопасности, среднегодовой фоновый риск гибели людей в отраслях нефтегазового комплекса при аварии на ОПО, достигал 7,3 погибших на 100 тыс. рискующих ($7,3 \cdot 10^{-5}$ чел./год), т.е. уровень риска RdB = -4,3 дБР.

Согласно таблице № 4 приложения № 3 к Руководству по безопасности, коэффициент запаса КЗ для установления риска гибели персонала на данном опасном производственном

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

объекте составляет $K_3=10$. Дополнительный понижающий коэффициент для объектов нового строительства составляет – 3, согласно требованиям п. 14 Руководства по безопасности.

Допустимый риск гибели персонала от поражающих факторов аварии на рассматриваемых проектируемом объекте составит:

$$R_d = R_f / K_3 = 7,3 \cdot 10^{-5} / 10 / 3 = 2,43 \cdot 10^{-6} \text{ чел./год.}$$

Опасность поражения в случаях аварии на проектируемом оборудовании для населения отсутствует, так как населённые пункты находятся на удалённом расстоянии и в зону воздействия поражающих факторов не попадают, соответственно уровень риска гибели для населения не определялся.

Результаты оценки риска гибели для персонала, представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Результаты оценки риска гибели для персонала

Наименование объекта	Индивидуальный риск гибели для персонала ОПО, R, год ⁻¹	Фоновый риск гибели R _{нг}	Уровень риска RdB, дБR
Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения	$2,47 \cdot 10^{-8}$	$2,43 \cdot 10^{-6}$	-19,94
Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения	$2,89 \cdot 10^{-8}$	$2,43 \cdot 10^{-6}$	-19,25

Уровень рассчитанного риска RdB, не превышает фоновый риск гибели людей в отраслях нефтегазового комплекса (нефтегазодобывающей промышленности) RdB = -4,3 дБR и является приемлемым.

Уровень риска измеряется в децибелах риска гибели человека (дБR) и на практике может принимать значения от -50 до +20 дБR.

На основании проведенного анализа риска можно сделать вывод о том, что основные технические решения и мероприятия в области промышленной безопасности направленные на обеспечение безопасности на площадках размещения проектируемых кустов скважин, являются достаточными для обеспечения безопасной эксплуатации ОПО нефтегазового комплекса.

Население близлежащих населенных пунктов и производственный персонал близлежащих производственных предприятий, не попадает в зоны действия поражающих факторов от возможных аварийных ситуаций на территории проектируемых кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения.

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ	Лист
							74

8 Обобщение оценок риска аварий, в том числе с указанием степени опасности аварий на ОПО и (или) составляющих ОПО

Полученные данные о размерах зон поражения, количестве пострадавших, частоте реализации инициирующих взрывопожароопасные ситуации событий на оборудовании и трубопроводах, дают представления о масштабах возможных аварий на территории кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения.

Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии) – сценарий аварии с наибольшим ущербом по людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды.

Сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) - сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени.

Куст скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения

Наиболее опасными авариями на территории куста скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения, с наибольшим ущербом по людским ресурсам (по количеству пострадавших и погибших), являются аварии по сценариям:

– **С1.3.2** «Гильотинный разрыв нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром 114x5 мм, L = 37,0 м, с возникновением пожара пролива».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор - тепловое излучение пламени пожара.

Наименование опасного вещества, участвующего в аварии - нефть.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 28,706 т, в создании поражающих факторов: 28,706 т. Площадь разлива нефти при аварии составит – 175,0 м².

В результате развития аварийного сценария **С1.3.2**, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших - 1 человек.

Вероятность реализации аварии по сценарию **С1.3.2**, составит – $1,01 \cdot 10^{-7}$ 1/год.

– **С1.3.4** «Гильотинный разрыв нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром 114x5 мм, L = 37,0 м, с возникновением пожара-вспышки».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор - высокотемпературные продукты сгорания.

Наименование опасного вещества, участвующего в аварии - попутный нефтяной газ.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 2,927 т, в создании поражающих факторов: 0,2927 т.

В результате развития аварийного сценария **С1.3.4**, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших - 1 человек.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №		Лист	75

Вероятность реализации аварии по сценарию **C1.3.4**, составит – $1,31 \cdot 10^{-9}$ 1/год.

Наиболее вероятной аварией на территории куста скважин № 8 Западно-Семивидовского месторождения при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов, может быть авария по сценарию **C1.4.1** «Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода Н19, Ø 89x8 мм, L= 72,0 м».

В случае реализации данного сценария, в окружающее пространство поступит 15,481 т нефтегазовой эмульсии, в том числе 14,254 т нефти.

Зона загрязнения нефтегазовой эмульсией составит – 92,66 м².

Пострадавших при развитии данной аварии не ожидается.

Вероятность возникновения аварии по данному сценарию **C1.4.1**, составит $3,15 \cdot 10^{-7}$ 1/год.

Куст скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения

Наиболее опасными авариями на территории куста скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения, с наибольшим ущербом по людским ресурсам (по количеству пострадавших и погибших), являются аварии по сценариям:

– **C2.3.2** «Гильотинный разрыв нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м, с возникновением пожара пролива».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор - тепловое излучение пламени пожара.

Наименование опасного вещества, участвующего в аварии - нефть.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 28,708 т, в создании поражающих факторов: 28,708 т. Площадь разлива нефти при аварии составит – 175,0 м².

В результате развития аварийного сценария **C2.3.2**, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших - 1 человек.

Вероятность реализации аварии по сценарию **C2.3.2**, составит – $1,01 \cdot 10^{-7}$ 1/год.

– **C2.3.4** «Гильотинный разрыв нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м, с возникновением пожара-вспышки».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор - высокотемпературные продукты сгорания.

Наименование опасного вещества, участвующего в аварии - попутный нефтяной газ.

Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 2,927 т, в создании поражающих факторов: 0,2927 т.

В результате развития аварийного сценария **C2.3.4**, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших - 1 человек.

Вероятность реализации аварии по сценарию **C2.3.4**, составит – $1,31 \cdot 10^{-9}$ 1/год.

Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ				

Наиболее вероятной аварией на территории куста скважин № 11 Западно-Семивидовского месторождения при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов, может быть авария по сценарию **С2.4.1** «Загрязнение территории в результате разгерметизации трубопровода Н19, Ø 89х8 мм, L= 105,0 м».

В случае реализации данного сценария, в окружающее пространство поступит 15,609 т нефтегазовой эмульсии, в том числе 15,609 т нефти.

Зона загрязнения нефтегазовой эмульсией составит – 93,42 м².

Пострадавших при развитии данной аварии не ожидается.

Вероятность возникновения аварии по данному сценарию **С2.4.1**, составит $4,60 \cdot 10^{-7}$ 1/год.

Ивл. № подл.	101871	Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №							Лист
											77
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

9 Рекомендации по уменьшению риска

Учитывая то, что полностью исключить возможность возникновения крупной аварии на площадках кустов скважин № 8 и № 11 Западно-Семивидовского месторождения невозможно, персонал объекта должен быть осведомлен о возможных чрезвычайных ситуациях на объекте и готов к реальным действиям при возникновении и развитии аварий.

Предупредительные мероприятия – организационные и инженерно-технические решения, уменьшающие риски возникновения инцидентов, аварий, производственных неполадок и ЧС, снижающие интенсивность поражающих факторов промышленных аварий или уменьшающие последствия их воздействия на людей, окружающую среду, имущество и производственную деятельность предприятия в целом, в том числе направленные на выполнение нормативных требований.

Для сохранения достигнутого уровня риска аварии в качестве реализации перспективных мероприятий по уменьшению риска аварий и повышению уровня промышленной безопасности проектируемого объектов рекомендуется решать следующие вопросы:

а) обеспечивать систематическое и целенаправленное проведение инструктажей по следующим направлениям:

- все вновь принимаемые на работу проходят вводный инструктаж, первичный инструктаж на рабочем месте и теоретическое обучение безопасным методам работы;
- допуск рабочих к самостоятельной работе осуществляется только после обучения, стажировки на рабочем месте и проверки знаний;
- осуществляется периодическая проверка знаний по охране труда, промышленной и пожарной безопасности у рабочих и специалистов производства;
- регулярно проводится обучение производственного персонала и отработка навыков по безопасному проведению технологических процессов в соответствии с требованиями производственных инструкций;

б) обеспечивать постоянный контроль соблюдения эксплуатационным персоналом требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности на закрепленных за ними рабочих местах;

в) систематически осуществлять надзор за соблюдением правил, инструкций и других нормативных документов по промышленной безопасности, в том числе обеспечивать:

- допуск к выполнению огневых и газоопасных работ лиц, прошедших специальное обучение;
- регулярное проведение профилактических работ на производстве по предупреждению пожаров, взрывов, отравлений и т.д.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист	
										78	
01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ											

– контроль загазованности воздушной среды с использованием переносных индивидуальных газоанализаторов.

Меры, снижающие тяжесть последствий возможных аварий:

– с целью предотвращения несанкционированного доступа на объект производственного назначения физических лиц, транспортных средств и грузов на месторождении существует и действует система обеспечения безопасности эксплуатационного объекта;

– постоянного присутствия обслуживающего персонала на объекте не предусматривается, обслуживающий персонал может находиться не территории объекта при проведении осмотра, технического обслуживания или проведении ремонтных работ;

– 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.

Меры обеспечения готовности к локализации и ликвидации последствий аварий:

– организация эксплуатации и надзора за системами противопожарной защиты;

– организация пожарной охраны объектов и взаимодействие с территориальными подразделениями Федеральной противопожарной службы при тушении пожаров;

– планирование организационно-технических мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности на объекте (модернизация оборудования, реконструкция, капитальное строительство, улучшение условий труда, организация охраны труда и т.д.);

– мероприятия, обеспечивающие поддержание высокой готовности к ликвидации возможных аварий всех подразделений предприятия, ответственных за проведение такого рода работ, путем поддержания на должном уровне технического оснащения, проведения соответствующих учений по ликвидации возможных аварий с периодичностью не менее одного раза в квартал;

– мероприятия, обеспечивающие охрану объектов Западно-Семивидовского месторождения от несанкционированных и криминальных вмешательств в их работу;

– организация обучения персонала правилам пожарной безопасности;

– соблюдение работающим персоналом требований, правил и норм охраны труда и производственной безопасности, периодическая проверка знаний и допуск к самостоятельной работе.

Решения по системам физической защиты и охраны опасного производственного объекта от постороннего вмешательства, обустройству и расположению контрольно-пропускных пунктов:

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							80

– для предотвращения несанкционированного доступа физических лиц на территорию Западно-Семивидовского месторождения, предусмотрено наличие контрольно-пропускных пунктов в местах въезда на территорию месторождения, обеспечивающих круглосуточное наблюдение за передвижением (въезд/выезд) транспортных средств на объекты ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);

– ограждение каждой площадки куста скважин обвалованием. По периметру куста скважин выполняется обвалование высотой 1 м, шириной по верху 0,5 м и заложением откосов 1:1,5;

– входы в технологический блок измерительной установки, блок дозирования реагентов и аппаратурном блоке, оборудованы дверями, оснащенными замками (ГОСТ 5089-2011);

– технологические блоки оснащены датчиками (охранной сигнализацией в аппаратурном и технологическом блоках), автоматически передающими сигналы о несанкционированном проникновении в блок на существующий АРМ оператора пульта управления в диспетчерский пункт, расположенный на территории ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения;

– предусмотрено наружное освещение территории площадки куста скважин, которое обеспечивает необходимые условия видимости в темное время суток (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Решения по системам оповещения об авариях:

– для оповещения персонала о чрезвычайных ситуациях, предусматривается использовать радиотелефонную связь;

– в случае угрозы или возникновения аварийной чрезвычайной ситуации, в первую очередь передается информация обслуживающему персоналу, указываются пути эвакуации и время на эвакуацию;

– оповещение территориальных органов управления по делам ГО и ЧС об аварийных ситуациях, должно производиться немедленно, в установленной форме.

Оперативно-диспетчерская радиосвязь и информирование выездных бригад при проведении каких-либо работ на объектах о возможной опасности и чрезвычайных ситуациях, доведение сигналов ЧС до единой дежурной диспетчерской службы (ЕДДС) муниципального образования осуществляется посредством взрывозащищенных радиостанций, работающих в аналоговом режиме в зоне обслуживания сети оперативной радиосвязи.

Диспетчер оповещает выездные бригады и обслуживающий персонал, посредством системы подвижной радиосвязи. Выездные бригады, оснащенные взрывозащищенными радиостанциями, в случае возникновения пожара связываются с ближайшей пожарной частью, через дежурного диспетчера ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения.

Ивл. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							81

Пункт управления, оповещения по сигналам о чрезвычайных ситуациях, находится в диспетчерском пункте ЦДНГ-3 Усть-Тетеревского месторождения ТПП «Урайнефтегаз».

Ликвидация аварий и последствий стихийных бедствий на объекте, выполняются силами предприятия с привлечением, в необходимых случаях, сил и средств местных органов власти, штабов МЧС и МВД в зависимости от тяжести аварии и возможных ее последствий.

В случае угрозы возникновения аварий на производственном объекте, в том числе связанных с разливом нефти, нефтепродуктов или подтоварной воды, работник предприятия (очевидец) немедленно сообщает об этом (по радио или мобильным телефонам, по рации, персонально) непосредственному руководителю и в центральную инженерно-техническую службу ТПП «Урайнефтегаз».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							82
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Инд. № подл.	101871						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

- 18 ГОСТ Р 51901.5-2005 «Менеджмент риска. Руководство по применению методов анализа надежности»
- 19 ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
- 20 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»
- 21 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»
- 22 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
- 23 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»
- 24 СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»
- 25 ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (изд. 6, 7)
- 26 Атлас природных и техногенных опасностей в Российской Федерации. Под общей редакцией С.К. Шойгу. М. ИПЦ «Дизайн. Информация. Картография»: 2005
- 27 Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России. Под редакцией Ю.А. Дадонова и В.Я. Кершенбаума. М.: АНО «Технонефтегаз»
- 28 Бейкер У., П. Кокс. Взрывные явления. Оценка и последствия. «Мир», 1986
- 29 Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Изд. 7-ое, пер и доп. В трех томах. Под редакцией Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. Л., «Химия», 1976
- 30 Измалков В.И., Измалков А.В. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. М. С.-Пб., 1998
- 31 Маршалл В. Основные опасности химических производств. М.: Мир, 1989
- 32 Мастрюков Б.С. .Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно – техногенной сфере. Прогнозирование последствий. М.:Академия, 2012

Ивл. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										85
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Приложение А. Свидетельство о регистрации ОПО



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**
Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ

А58-30016

Эксплуатирующая организация:
Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь",
628484, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20
ИНН: 8608048498

Опасные производственные объекты, эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов":

№ п/п	Полное наименование объекта	Регистрационный номер	Дата регистрации	Класс опасности
1	Площадка дожимной насосной станции № 2 (ДНС-2) Повховского месторождения, ТПП "Повхнефтегаз"	A58-30016-0001	30.03.2001	III Класс
2	Участок предварительной подготовки нефти, ТВО ДНС-3 Повховского месторождения, ТПП "Повхнефтегаз"	A58-30016-0002	30.03.2001	III Класс
3	Участок предварительной подготовки нефти, ТВО ДНС-5 Повховского месторождения, ТПП "Повхнефтегаз"	A58-30016-0003	30.03.2001	III Класс

Дата выдачи: "14" августа 2023 г.

Руководитель



И.Е. Нисковских

AA 483763

Ивл. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20C1775-АОР.ТЧ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Приложение
к Свидетельству о регистрации

номер и дата выдачи
А58-30016 "14" августа 2023 г.

лист 41 из 52

Перечень опасных производственных объектов

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"

№ п/п	Полное наименование объекта	Регистрационный номер	Дата регистрации	Класс опасности
316	Фонд скважин Западно-Котухтинского месторождения ТПП "Повхнефтегаз"	A58-30016-2991	22.04.2015	III Класс
317	Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения, ТПП "Урайнефтегаз"	A58-30016-2992	21.07.2015	III Класс
318	Сеть газопотребления полигона для размещения отходов Ватьеганского месторождения ТПП "Повхнефтегаз"	A58-30016-2993	01.03.2016	III Класс
319	Площадка дожимной насосной станции с УПСВ №20 Нивагальского месторождения ТПП "Лангепаснефтегаз"	A58-30016-2994	25.05.2016	III Класс
320	Система промысловых газопроводов Пякяхинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз"	A58-30016-2995	26.12.2016	III Класс
321	Система межпромысловых трубопроводов Пякяхинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз"	A58-30016-2996	28.12.2016	III Класс
322	Система промысловых нефтепроводов Пякяхинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз"	A58-30016-2997	28.12.2016	III Класс
323	Фонд скважин Восточно - Икилорского месторождения, ТПП "Когалымнефтегаз"	A58-30016-2998	21.06.2017	III Класс

Дата выдачи: "14" августа 2023 г.

Руководитель



И.Е. Нисковских

Без Свидетельства о регистрации недействительно

АА 105591

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	101871				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Приложение Б. Сведения, характеризующие ОПО

КАРТА УЧЕТА

опасного производственного объекта в государственном
реестре опасных производственных объектов

1. Опасный производственный объект

1.1. Полное наименование опасного производственного объекта	Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения ТПП «Урайнефтегаз» (4)
1.2. Местонахождение (адрес) опасного производственного объекта	Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Кондинский р-он, Западно-Семивидовское месторождение нефти
1.3. Код местонахождения опасного производственного объекта по ОКАТО	7111600000

2. Признаки опасности опасного производственного объекта и их числовые обозначения (отметить в правом поле знаком «V» признаки опасности)

2.1. Получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ, предусмотренных пунктом 1 приложения 1 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в количествах, указанных в приложении 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».	2.1. V
2.2. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскала: а) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии); б) воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия; в) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскала.	2.2.
2.3. Использование стационарно установленных грузоподъемных механизмов (за исключением лифтов, подъемных платформ для инвалидов), эскалаторов в метрополитенах, канатных дорог, фуникулеров.	2.3.
2.4. Получение, транспортирование, использование расплавов черных и цветных металлов, сплавов на основе этих расплавов с применением оборудования, рассчитанного на максимальное количество расплава 500 килограммов и более.	2.4.
2.5. Ведение горных работ (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работ по обогащению полезных ископаемых.	2.5.
2.6. Осуществление хранения или переработки растительного сырья, в процессе которых образуются взрывоопасные пылевоздушные смеси, способные самовозгораться, возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также осуществление хранения зерна, продуктов его переработки и комбикормового сырья, склонных к самосогреванию и самовозгоранию	2.6.

3. Класс опасности опасного производственного объекта и его числовое обозначение

(отметить в правом поле знаком «V» один из классов опасности, установленный в соответствии с требованиями приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»)

3.1. Опасный производственный объект чрезвычайно высокой опасности	I класс
3.2. Опасный производственный объект высокой опасности	II класс
3.3. Опасный производственный объект средней опасности	III класс V
3.4. Опасный производственный объект низкой опасности	IV класс

Ивл. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. ивл. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

4. Дополнительные факторы, влияющие на установление класса опасности:

(при наличии нижеуказанных факторов отметить в правом поле знаком «V»)

4.1. Опасные производственные объекты, предусмотренные пунктом 3 приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	V
4.2. Опасные производственные объекты, предусмотренные пунктом 4 приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	
4.3. Опасные производственные объекты, предусмотренные подпунктом 1 пункта 5 приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	
4.4. Наличие факторов, предусмотренных пунктом 11 приложения 2 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов, предусмотренных пунктом 4 приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	

5. Виды деятельности, на осуществление которых требуются лицензии при эксплуатации объекта
(отметить в правом поле знаком «V» лицензируемые виды деятельности)

5.1. Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности	
5.2. Деятельность, связанная с обращением взрывчатых материалов промышленного назначения	
5.3. Эксплуатация взрывопожароопасных производственных объектов	
5.4. Эксплуатация химически опасных производственных объектов	

6. Эксплуатирующая организация (в соответствии с учредительными документами)

6.1. Коды и номера организации (юридического лица/индивидуального предпринимателя)	ОКПО	45784016
	ОКОГУ	41115
	ОГРН/ОГРНИП	1028601441978
	ИНН	8608048498
6.2. Сведения об организации	6.2.1. Юридическое лицо/индивидуальный предприниматель	6.2.2. Подразделение юридического лица по месту нахождения объекта
6.3. Полное наименование	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	
6.4. Адрес местонахождения, почтовый индекс	628486 Российская Федерация, Тюменская область, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д.20	
6.5. Телефон	(34667) 2-20-00	
6.6. Факс, электронный адрес	(34667) 2-98-00	
6.7. Должность руководителя	Заместитель главного инженера-начальник УПВ, ОТ и ОС	
6.8. Ф.И.О. руководителя	Тормышев Валерий Николаевич	
Подпись руководителя		
Дата подписания руководителем		

7. Сведения о регистрации объекта в государственном реестре

(заполняются регистрирующим органом)

7.1. Регистрационный номер	A58-30016-2992	
7.2. Дата регистрации	21.07.2015	
7.3. Дата перерегистрации		
7.4. Сведения о регистрирующем органе	7.4.1. По месту нахождения юридического лица	7.4.2. По месту нахождения объекта (ведомственной принадлежности)
	Северо-Уральское управление Ростехнадзора	
7.5. Полное наименование	Северо-Уральское управление Ростехнадзора	
7.6. Должность руководителя	Руководитель управления	
7.7. Ф.И.О. руководителя	Лосев Леонид Владимирович	
Подпись руководителя		
Дата подписания руководителем	21.07.2015	

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20C1775-AOP.TЧ

Сведения, характеризующие ОПО

1. ОПО

1.1. Полное наименование ОПО	Фонд скважин Западно-Семивидовского месторождения, ТПП «Урайнефтегаз» (4)
1.2. Место нахождения (адрес) ОПО	(86) Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Кондинский р-он, Западно-Семивидовское месторождение нефти
1.3. Код общероссийского классификатора территорий муниципальных образований - места нахождения ОПО (ОКТМО)	71816000

2. Признаки опасности ОПО и их числовые обозначения

(отметить в правом поле знаком «V» признаки ОПО)

2.1. Получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ, предусмотренных пунктом 1 приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ в количествах, указанных в приложении 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	V
2.2. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля:	
а) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии)	
б) воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия	
в) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскаля	
2.3. Использование стационарно установленных грузоподъемных механизмов (за исключением лифтов, подъемных платформ для инвалидов), эскалаторов в метрополитенах, канатных дорог, фуникулеров	
2.4. Получение, транспортирование, использование расплавов черных и цветных металлов, сплавов на основе этих расплавов с применением оборудования, рассчитанного на максимальное количество расплава 500 килограммов и более	
2.5. Ведение горных работ (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работ по обогащению полезных ископаемых	
2.6. Осуществление хранения или переработки растительного сырья, в процессе которых образуются взрывоопасные пылевоздушные смеси, способные самовозгораться, возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также осуществление хранения зерна, продуктов его переработки и комбикормового сырья, склонных к самосогреванию и самовозгоранию	

3. Класс ОПО и его числовое обозначение

3.1. ОПО чрезвычайно высокой опасности	I класс
3.2. ОПО высокой опасности	II класс
3.3. ОПО средней опасности	III класс V
3.4. ОПО низкой опасности	IV класс

Изм. № подл.	101871
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

4. Классификация ОПО:

(отметить в правом поле знаком «V»)

4.1. ОПО бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата, указанные в пункте 3 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	V
4.2. ОПО газораспределительных станций, сетей газораспределения и сетей газопотребления, предусмотренные пунктом 4 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.3. ОПО, предусмотренные пунктом 5 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.4. ОПО, предусмотренные пунктом 6 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.5. ОПО, предусмотренные пунктом 7 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.6. ОПО, предусмотренные пунктом 8 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.7. ОПО, предусмотренные пунктом 9 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.8. Наличие факторов, предусмотренных пунктом 11 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
на землях особо охраняемых природных территорий	
на континентальном шельфе Российской Федерации	
во внутренних морских водах, территориальном море или прилежащей зоне Российской Федерации	
на искусственном земельном участке, созданном на водном объекте, находящемся в федеральной собственности	

5. Виды деятельности, на осуществление которых требуется получение лицензии для эксплуатации ОПО

(отметить в правом поле знаком «V» лицензируемые виды деятельности)

5.1. Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности	
5.2. Деятельность, связанная с обращением взрывчатых материалов промышленного назначения	

6. Заявитель

6.1. Полное наименование заявителя	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
6.2. Адрес места нахождения (места жительства) юридического лица (индивидуального предпринимателя)	628486, Российская Федерация, Тюменская область, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д.20
6.3. Должность руководителя	Первый заместитель генерального директора – главный инженер ТПП «Урайнефтегаз»
6.4. Ф.И.О. руководителя	Мухаметов Денис Гафурович по доверенности №86/7-н/86-2018-1-708 от 20.04.2018г.
6.5. Подпись руководителя	
6.6. Дата подписания руководителем	01.10.2018г.

7. Реквизиты ОПО и территориального органа Ростехнадзора

7.1. Регистрационный номер	A58-30016-2992
7.2. Дата регистрации	21.07.2015г.
7.3. Дата перерегистрации	
7.4. Полное наименование территориального органа Ростехнадзора	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
7.5. Должность уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	НАЧАЛЬНИК МЕЖРЕГИОНАЛЬНОГО КОНТРОЛЬНО-АНАЛИТИЧЕСКОГО ОТДЕЛА
7.6. Ф.И.О. уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	Молоков Г.В.
7.7. Подпись уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	
7.8. Дата подписания уполномоченным лицом территориального органа Ростехнадзора	02 НОЯ 2018

М.П.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	101871				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

Лист

91

8. Сведения о составе ОПО

№ п/п	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
1.	Скважины ЦДНГ-3	Использование и получение опасных веществ	Общее количество – 13 Нефть.	Поисковые – 3 Разведочные – 6 Водозаборные – 2 Добывающая – 2 Год ввода в эксплуатацию: 2015 – 2018 гг.	2.1.
1.1	Одиночные скважины	Использование и получение опасных веществ	Скважины №№ 11002Р; 11003; 11005П; 11013П; 11014П; 11016Р; 11022Р; 11023Р; 11024Р Нефть.	Введены в эксплуатацию: 2015 – 2018 гг.	2.1.
1.2	Куст №6	Использование и получение опасных веществ	Скважины №№ 5216Г ; 5323 ; 6001В; 6002В.	Введены в эксплуатацию: 2018 г.	2.1.
2.	Устьевые арматуры одиночных скважин	Использование и получение опасных веществ	АФКЭ1-65х21К1ХЛ – 5 шт. АФКЭ-65х21ХЛ – 2 шт. АНК1 65х21 К1ХЛ – 1шт. АФК1Э 65х210 К1ХЛ – 3 шт. АФКЭ1-65х210 – 2 шт.	Дата изготовления: 2013 – 2018 гг.	2.1.
Содержание сернистого водорода менее 1 % от объема продукции					

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивв. № подл.	101871				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ

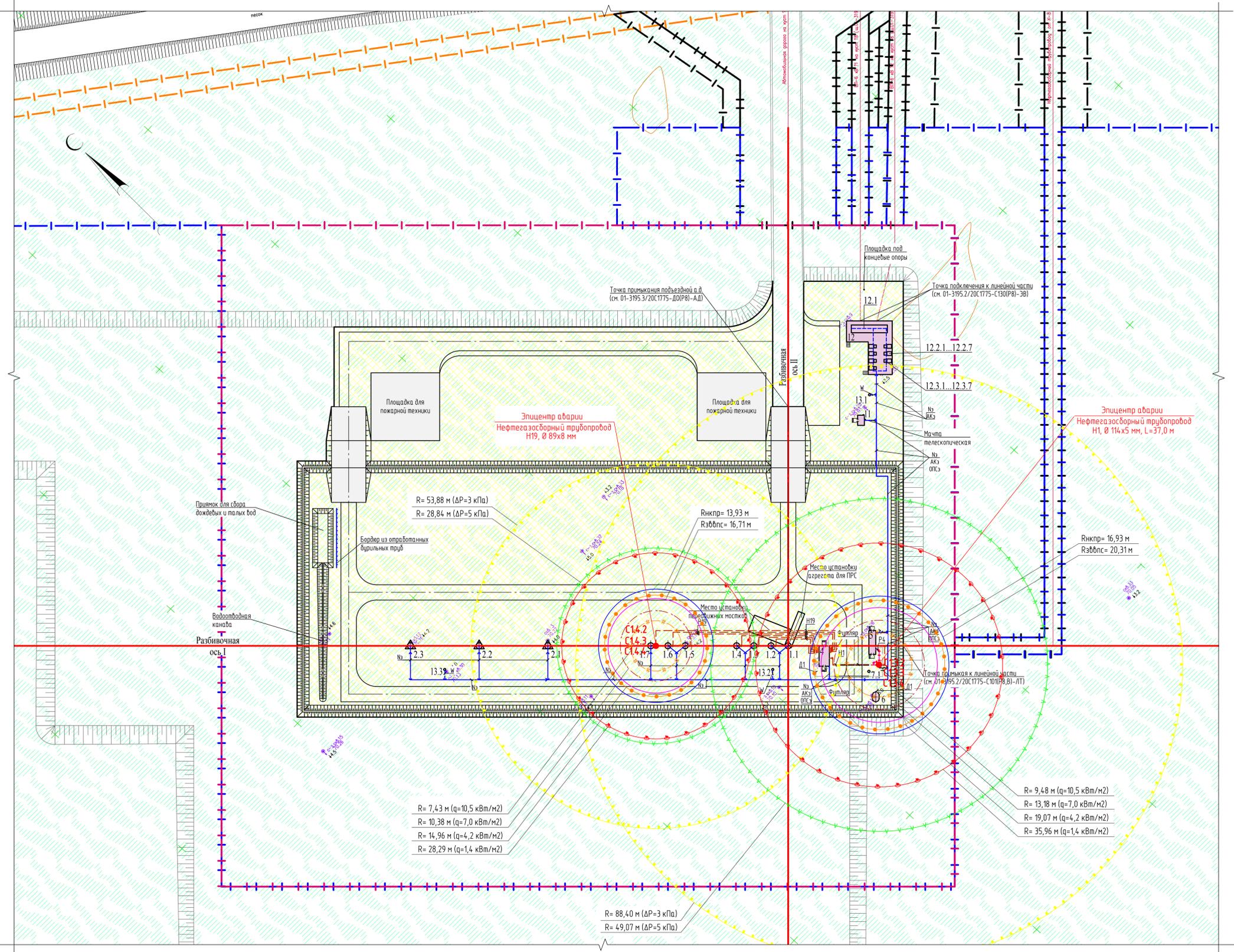
Лист

92

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-3195.1/20С1775-АОР.ТЧ	Лист
							93
Изм. № подл.	101871	Подп. и дата	Взам. инв. №				



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Проектируемое сооружение
	Щебеночное покрытие
	Трубопровод проектируемый надземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Место изменения способа прокладки кабелей
	Трубопровод подземный в кожухе
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выкидной
	Трубопровод дренажа с оборудования
	Трубопровод ингибитора парафина-(сол)-отложений надземный на опорах
	Кабели системы электроснабжения на эстакаде
	Кабели в траншее в трубе
	Проводки системы автоматизации на эстакаде
	Проводки системы охранно-пожарной сигнализации на эстакаде
	Граница земельного участка в долгосрочную аренду
	Граница земельного участка в краткосрочную аренду
	Граница ранее отведенных земельных участков
	Граница земельного участка под инженерные коммуникации

Наиболее опасный сценарий аварийной ситуации:

Наиболее опасными авариями на территории площадки куста скважин № 8 Западно-Семибродского месторождения, с наибольшим ущербом по людским ресурсам (по количеству пострадавших и погибших), являются аварии по сценарию: - С13.2 «Пожар пролива, при разгерметизации нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор – тепловое излучение пламени пожара. Наименование опасного вещества, участвующего в аварии – нефть. Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 28,706 т, в создании поражающих факторов: 28,706 т. В результате развития аварийного сценария С13.2, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших – 1 человек. Вероятность реализации аварии по сценарию С13.2, составит – 1,01 x 10⁻⁷ 1/год.

- С13.4 «возникновение пожара-вспышки, при разгерметизации нефтегазосборного технологического трубопровода Н1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор – высокотемпературные продукты сгорания. Наименование опасного вещества, участвующего в аварии – попутный нефтяной газ. Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 2,927 т, в создании поражающих факторов: 0,2927 т. В результате развития аварийного сценария С13.4, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших – 1 человек. Вероятность реализации аварии по сценарию С13.4, составит – 1,31 x 10⁻⁹ 1/год.

Методика расчета зон поражения и определение риска аварии: Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Условные обозначения

Зоны действия поражающих факторов взрывов ГПВС:

- Эпицентр взрывного преобразования
- Нижний порог повреждения человека волной давления, ΔP=5 кПа
- Малые повреждения зданий (разбита часть остекления), ΔP=3 кПа

Зоны действия основных поражающих факторов пожара пролива:

- Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 10,5 кВт/м²
- Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 7,0 кВт/м²
- Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 4,2 кВт/м²
- Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 1,4 кВт/м²

Зоны действия поражающих факторов вспышки облака ГПВС:

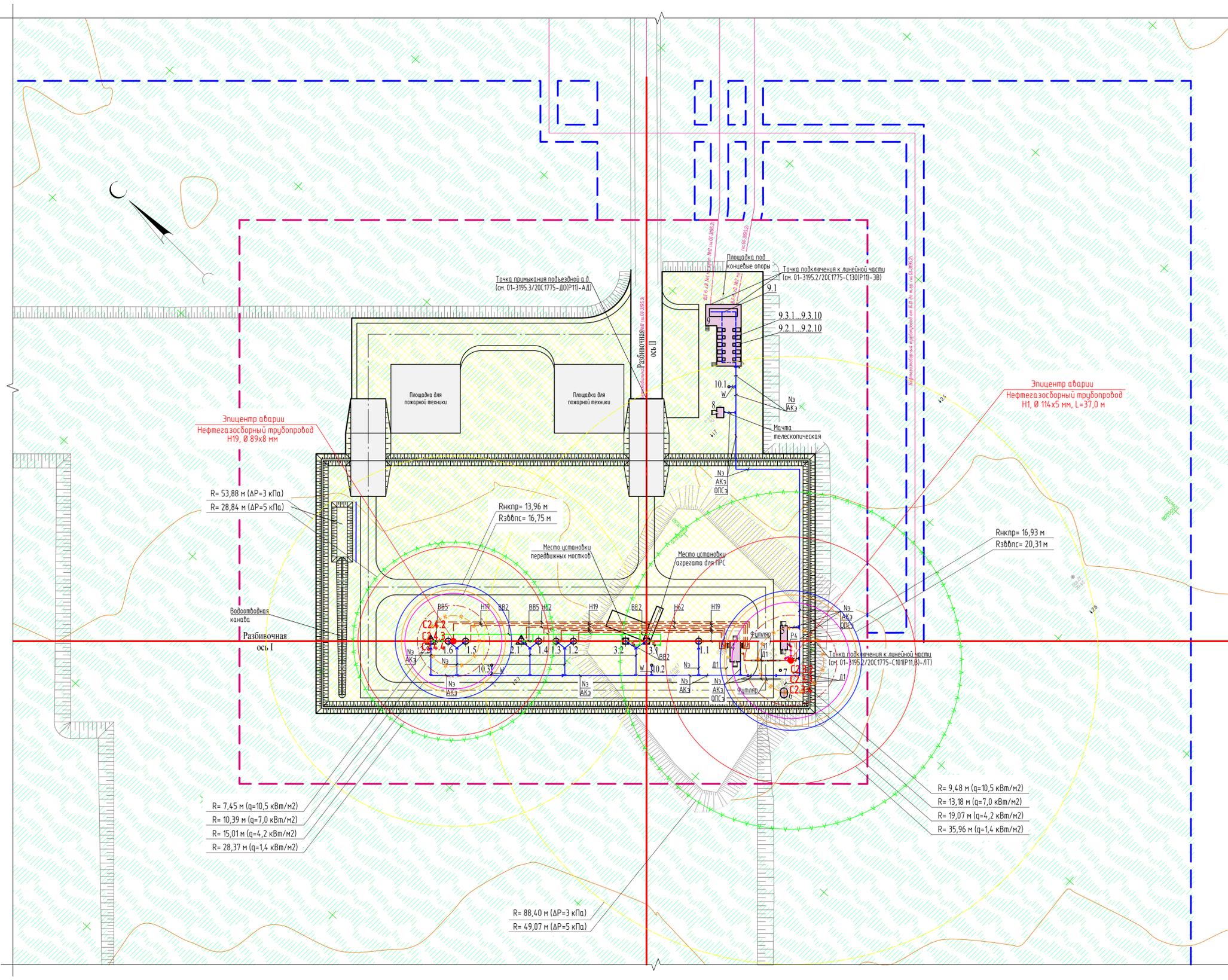
- Радиус зоны НКПР
- Радиус зоны воздействия высокотемпературных продуктов сгорания

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
11	Устье добывающей скважины	-
3,8,9,10	Номер не использован	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м ³	-
7.1	Молниезащит	-
11	Блок аппаратурный	-
12	Площадка под электрооборудование	-
12.1	Комплектная трансформаторная подстанция	-
12.2.1	Станция управления	-
12.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
13.1,13.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
12	Устье добывающей скважины	-
12.2.2	Станция управления	-
12.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
13	Устье добывающей скважины	-
12.2.3	Станция управления	-
12.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
14	Устье добывающей скважины	-
12.2.4	Станция управления	-
12.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		
15	Устье добывающей скважины	-
12.2.5	Станция управления	-
12.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
16	Устье добывающей скважины	-
12.2.6	Станция управления	-
12.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
17	Устье добывающей скважины	-
12.2.7	Станция управления	-
12.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
2.1	Устье нагнетательной скважины	-
9 этап строительства		
2.2	Устье нагнетательной скважины	-
10 этап строительства		
2.3	Устье нагнетательной скважины	-
13.3	Опора освещения	-
11 этап строительства		
5	Блок дозирования реагентов	-

01-3195.1/20С1775-АОР ГЧ				
Кусты №8, №11 Западно-Семибродского месторождения				
Изм.	Контр.	Лист	№ док.	Подпись
Разр.	Маслова	03.11.23		
Проб.	Семенов	09.11.23		
Кусты скважин №8, №11				
И. контр.	Гагарина	03.11.23		
Г.ИП	Демидова	03.11.23		
Ситуационный план зон действия поражающих факторов аварии на площадке куста скважин № 8 Западно-Семибродского месторождения (1500)				ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»

Лист № 01
Всего листов 10



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Проектируемое сооружение
	Щебеночное покрытие
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Место изменения способа прокладки кабелей
	Трубопровод подземный в кожухе
	Водовод пластовой воды от БКНС
	Водовод до нагнетательной скважины
	Трубопровод нефтегазосборный
	Трубопровод выщелочной
	Нефтепровод отработки нагнетательной скважины
	Трубопровод дренажа с оборудованием
	Трубопровод ингибитора парафино-(соле)-отложений наземный на опорах
	Кабели системы электроснабжения на эстакаде
	Кабели системы электроснабжения в трубе
	Проводки системы автоматизации на эстакаде
	Проводки системы охранно-пожарной сигнализации на эстакаде
	Граница земельного участка в долгосрочную аренду
	Граница земельного участка в краткосрочную аренду

Наиболее опасный сценарий аварийной ситуации:

Наиболее опасными авариями на территории площадки куста скважин №11 Западно-Семидубовского месторождения, с наибольшим ущербом по людским ресурсам (по количеству пострадавших и погибших), являются аварии по сценариям:

- С2.3.2 «Пожар пролива, при разгерметизации нефтегазосборного технологического трубопровода N1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м»

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор – тепловое излучение пламени пожара. Наименование опасного вещества, участвующего в аварии – нефть. Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 28,708 т, в создании поражающих факторов: 28,708 т. В результате развития аварийного сценария С2.3.2, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших – 1 человек.

Вероятность реализации аварии по сценарию С2.3.2, составит – 1,01 x 10⁻⁷ 1/год.

- С2.3.4 «Возникновение пожара-вспышки, при разгерметизации нефтегазосборного технологического трубопровода N1, диаметром Ø 114x5 мм, L = 37,0 м».

Основные исходные расчетные данные: основной поражающий фактор – высокотемпературные продукты сгорания. Наименование опасного вещества, участвующего в аварии – попутный нефтяной газ. Количество опасного вещества, участвующего в аварии: 2,927 т, в создании поражающих факторов: 0,2927 т.

В результате развития аварийного сценария С2.3.4, возможное количество пострадавших составит 1 человек, погибших – 1 человек.

Вероятность реализации аварии по сценарию С2.3.4, составит – 1,31 x 10⁻⁹ 1/год.

Методика расчета зон поражения и определение риска аварии: Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Условные обозначения

- Зоны действия поражающих факторов взрывов ГПВС:
 - ⊗ Эпицентр взрывного преобразования
 - ⊕ Нижний порог повреждения человека волной давления, ΔP=5 кПа
 - Малые повреждения зданий (разбита часть остекления), ΔP=3 кПа
- Зоны действия основных поражающих факторов пожара пролива:
 - Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 10,5 кВт/м²
 - Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 7,0 кВт/м²
 - Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 4,2 кВт/м²
 - Граница зоны с интенсивностью теплового излучения 1,4 кВт/м²
- Зоны действия поражающих факторов вспышки облака ГПВС:
 - Радиус зоны НКПР
 - Радиус зоны воздействия высокотемпературных продуктов сгорания

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
1 этап строительства		
1.1	Устье добывающей скважины	-
4	Измерительная установка	-
6	Емкость дренажная, V=8 м ³	-
7	Маневровый	-
8	Блок аппаратурный	-
9	Площадка под электрооборудование	-
9.1	Комплексная трансформаторная подстанция	-
9.2.1	Станция управления	-
9.3.1	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.1,10.2	Опора освещения	-
2 этап строительства		
3.1	Устье водозаборной скважины	-
9.2.2	Станция управления	-
9.3.2	Трансформатор питания погружных насосов	-
3 этап строительства		
3.2	Устье водозаборной скважины	-
9.2.3	Станция управления	-
9.3.3	Трансформатор питания погружных насосов	-
4 этап строительства		
1.2	Устье добывающей скважины	-
9.2.4	Станция управления	-
9.3.4	Трансформатор питания погружных насосов	-
5 этап строительства		
1.3	Устье добывающей скважины	-
9.2.5	Станция управления	-
9.3.5	Трансформатор питания погружных насосов	-
6 этап строительства		
1.4	Устье добывающей скважины	-
9.2.6	Станция управления	-
9.3.6	Трансформатор питания погружных насосов	-
7 этап строительства		
2.1	Устье нагнетательной скважины	-
9.2.7	Станция управления	-
9.3.7	Трансформатор питания погружных насосов	-
8 этап строительства		
1.5	Устье добывающей скважины	-
9.2.8	Станция управления	-
9.3.8	Трансформатор питания погружных насосов	-
10.3	Опора освещения	-
9 этап строительства		
1.6	Устье добывающей скважины	-
9.2.9	Станция управления	-
9.3.9	Трансформатор питания погружных насосов	-
10 этап строительства		
2.2	Устье нагнетательной скважины	-
9.2.10	Станция управления	-
9.3.10	Трансформатор питания погружных насосов	-
11 этап строительства		
5	Блок дозирования реагентов	-

01-3195.1/20С1775-АОР ГЧ					
Кусты №8, №11 Западно-Семидубовского месторождения					
Изм.	Контур	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Маслова				03.11.23
Проб.	Семенов				09.11.23
Кусты скважин №8, №11				Станд.	Лист
				П	3
Ситуационный план зон действия поражающих факторов аварии на площадке куста скважин №11 Западно-Семидубовского месторождения (1:500)					ООО «НИПИ «Нефтегазпроект»
И.контр.	Гагарина				03.11.23
Г.ИП	Демидова				03.11.23

№ 01-3195.1/20С1775-АОР ГЧ