РОССИЯ



Краснодарский край г. Краснодар ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»

СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (БКНС) НА УРНЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами

Часть 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов

Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Том 12.1.2

Регистрационный №					
Федеральная служба по экологическому,					
технологическому и атомному надзору					

Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов

БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (БКНС) НА УРНЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных объектов
No

ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», г. Краснодар

РОССИЯ



Краснодарский край г. Краснодар ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»

СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (БКНС) НА УРНЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами

Часть 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов

Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Том 12.1.2

NHB. Главный инженер Взам. Главный инженер проекта Подп. и дата Начальник отдела ЭиПБ Инв. № подл. 31048/□

АА Попов

П.В. Филиппов

Л.С. Кесова

2021

3

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

	Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750 02-0	0621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ- С	Содержание тома 12.1.2	3
1750 02	0621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-	Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов	4
		Графическая часть	
1	1750621/0115Д-П-011.029.000- ДПБ-02-ПРЛ-001	Площадка БКНС. План размещения основного технологического оборудования	62
2	1750621/0115Д-П-011.029.000- ДПБ-02-СХ-001	Площадка УПСВ-2 с МФНС-2. Экспликация оборудования и трубопроводов	63
3	1750621/0115Д-П-011.029.000- ДПБ-02-СХ-002	Площадка УПСВ-2 с МФНС-2. Фрагмент технологической схемы	64
4	1750621/0115Д-П-011.029.000- ДПБ-02-СХ-003	БКНС-1.1. Монтажно-технологическая схема	65

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

. инв. №

Взам											
. и дата											
Подп.											
								1750621/0115Д-П-011.0	029.000- <u>[</u>	ЦПБ-02-0	
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
<u> </u>		Разра	аб.	Остап	енко		11.10.21		Стадия	Лист	Листов
подл.	П/								П		1
₽	. 8 10 Н. контр.							Содержание тома 12.1.2			
	310	Н. кон	нтр.	Кудря			11.10.21	·	000 (НК «Рос» НТЦ»	нефть» -
Инв.		ГИП Филиппов 11.10								ппц″	

1750621_0115D-P-011_029_000-DPB-02-rC01_Tom_12_1_2.docx

4 ОГЛАВЛЕНИЕ Сведения о технологических процессах 6 6 1.1 Сведения об опасных веществах 1.2 Данные о технологии и оборудовании 8 Принципиальная технологическая схема с обозначением Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть основного технологического оборудования, указанием раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса 8 1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получаются, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества 10 1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию 10 Описание технических решений по обеспечению безопасности 12 1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных 12 выбросов опасных веществ 1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов опасных веществ 12 1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности 13 1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности 23 11.10.2 2 Анализ риска аварии 27 27 Анализ аварий 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих Писаренко 27 объектов) 2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, <u> Зогласовано</u> связанных с опасными веществами 27 лав.спец. 2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий 30 2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий 32 Определение возможных причин возникновения аварии и 32 факторов, способствующих возникновению и развитию аварий ZHB. 2.2.2 35 Определение сценариев аварий для опасных веществ Взам. 2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на 37 результаты анализа риска аварии дата Подп. и 1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02 Изм. Кол.уч Лист № док Подп. Дата Разраб. Остапенко 11.10.2 Иная документация в случаях, Стадия Лист Листов Инв. № подл. предусмотренных федеральными законами Зав. группой 11.10.21 Еремин П 58 31048/□ Декларация промышленной безопасности 11.10.21 Нач.отд. Кесова опасных производственных объектов ООО «НК «Роснефть» -Расчетно-пояснительная записка к Н. контр. Кудря 11.10.21 декларации промышленной безопасности НТЦ» ГИП Филиппов опасных производственных объектов

1750621 0115D-P-011 029 000-DPB-02-rC01 Tom 12 1 2.docx

Формат А4

5 2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов 39 2.2.5 42 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов 2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть 44 результате аварии раскрыта или передана третьим лицам только по соелашению между Разработчиком и Заказчиком 2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и 45 физическим лицам и вреда окружающей среде 2.3 Оценка риска аварий, включающую данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта) 47 2.3.1 Вероятность (частота реализации) возможных аварий 47 2.3.2 Данные о показателях риска причинения вреда работникам 53 декларируемого объекта и физическим лицам Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и 2.3.1 риска причинения вреда окружающей природной среде природной среде 54 3 55 Выводы и предложения 3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических ЛИЦ 55 3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) 57 риска 3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска 57 аварий 4 Список использованных источников 59 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования 4.1 промышленной безопасности 59 일 4.2 Перечень документации организации, используемой при разработке ZHB. расчетно-пояснительной записки 59 Взам. 4.3 Перечень используемой литературы 60 Таблица регистрации изменений 61 Подп. и дата Инв. № подл. 31048/□ Лист 1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02 2 Кол.уч Лист № док Подп. Дата

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соелашению между Разработчиком и Заказчиком

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

1.1 Сведения об опасных веществах

Характеристики опасных веществ, обращающихся в оборудовании декларируемого объекта, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика масла турбинного

75KC 334(Наименование					
л тол Зака	параметра	Параметр	Источник информации			
раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчи	1 Название вещества – торговое – химическое	масло турбинное Тп-22С Марка 1ингибированное нефтяное турбинное масло	ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С Марка 1»			
и передана т _. ию между Раз	2 Вид	Вязкая маслянистая жидкость, обычно темно-коричневая, в тонких слоях желтовато-коричневая	Справочник «Вредные вещества в промышленности», т. 1, М., «Химия», 1971 г			
раскрыта ил по соглашен	3 Формула: – эмпирическая – структурная.	Смесь углеводородов парафинового ряда, непредельных углеводородов, ароматических соединений, высших парафинов	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», М., Ассоциация «Пожнаука», 2000 г.			
	4 Физические свойства: — плотность при 15°C, кг/м³; — вязкость кинематическая при 40°C, мм²/с.	лотность при 15°C, 3; 903 язкость кинематиче-				
	5 Данные о взрывопожароопасности: — температура вспышки в открытом тигле, °С; — температура самовоспламенения, °С.	Горючая жидкость 186 400	ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С Марка 1»			
	6 Данные о токсической опасности (углеводороды в пересчете на С): ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ (пары в пересчете на С); класс опасности. ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ (масла нефтяные минеральные по аэрозолю); класс опасности.	ые о токсической сти (углеводоро- ресчете на С): в воздухе рабо- ы, мг/м³ (пары в зорание на С); с опасности. в воздухе рабо- ы, мг/м³ (масла ые минеральные розолю);				
31048/□	Изм. Кол.уч. Лист № док. Подг	1750621/0115Д-П-011.02 п. Дата	9.000-ДПБ-02			

	Наименование параметра		Параметр	Источник информации				
W	7 Реакционная способ- ность	7 Реакционная способ- В химические реакции в рабочих усло-						
цам только и и Заказчиком	8 Запах	Специф	рический	Справочник «Вредны вещества в промышлен ности», т. 1, М., «Химия», 1971 г.				
раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком	9 Коррозионное воздей- ствие	ствием плуатац накаплы	е масла коррозионным воздейне обладает. В процессе эксции возможно окисление масла, ивание в нем воды, что привеозникновению коррозионной акти	Справочное руководств «Коррозионная стой кость оборудования химических производств Нефтеперерабатывающая промышленность Л., «Химия», 1990 г.				
раскрыта или по соглашеник	10 Меры предосторож- ности	атации с откры крообра щение опасног тары не струмет Гермет щения, ты с ма общеоб	щениях для хранения и эксплумасел запрещается обращение ытым огнем и источниками исазования, искусственное осведолжно быть во взрывобезм исполнении. При вскрытии допускается использовать инны, дающие при ударе искруизация оборудования. Помев которых производятся рабовслами, должны быть снабжены бменной приточно-вытяжной яцией с механическим побужним	ности», т. 1, М., «Хі мия», 1971 г. ТУ 38.101821-201 «Масло турбинно Тп-22С Марка 1»				
	11 Информация о воздей		•					
	11.1 На людей	ми. При возмож ная бол та, рак тельног экземы	ают канцерогенными свойства- и вдыхании масляных аэрозолей ны острые отравления, голов- пь, сердцебиение, тошнота, рво- с дыхательных путей. При дли- м контакте с кожей вызывают п, дераматиты, фотодерматиты, зы, фолликулиты, рак кожи.	вещества в промышле ности», т. 1, М., «Х мия», 1971 г.				
	11.2 На окружающую среду	При ра тов окр От пора врежде ний пр						
	12 Средства защиты	Для за тельны ные пр пораже	реры продуктами горения масел щиты от паров масла в значи- х концентрациях - промышлен- отивогазы. Для предупреждения ний кожи — специальные мази и Специальная одежда, обувь.	ности», т. 1, М., «Хі				
i i								
31048/П				ли				

Формат А4

ZHB.

Взам.

и дата

Подп.

		8
Наименование параметра	Параметр	Источник информации
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Специальная чистка одежды При разливе масла в производственном помещении необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой ветошью; при разливе масла на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим удалением.	ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С Марка 1»
14 Меры первой помощи пострадавшим	При попадании масла турбинного на открытые участки тела необходимо удалить его и обильно промыть кожу теплой водой с мылом. При попадании на слизистую оболочку глаз — обильно промыть теплой водой. При легких острых отравлениях лечения обычно не требуется. В тяжелых случаях - искусственное дыхание. Начинать его надо немедленно и до восстановления самостоятельного дыхания или появления трупных пятен. Избегать переохлаждения и перегрева. При рвоте - внутривенное вливание раствора глюкозы. При раздражении слизистых оболочек — содовые ингаляции. В случае попадания в желудок - растительное масло внутрь, затем промывание желудка	Справочник «Вредные вещества в промышленности», т. 1, М., «Химия», 1971 г. ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С Марка 1»

1.2 Данные о технологии и оборудовании

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

Промысловая подготовка нефти и воды на УПСВ включает в себя следующие основные технологические операции:

- сепарация нефти (отделение свободного попутного нефтяного газа);
- частичное обезвоживание нефти до обводенности 10..65 % (об.);
- внешний транспорт нефтегазовой эмульсии мультифазными насосами на ЦПС Усть-Тегусского месторождения;
- дегазация и отстаивание пластовой воды для поддержания системы ППД;
- транспорт подготовленной пластовой воды шурфными насосами и БГНУ в водонагнетательные скважины кустовых площадок.

Исходным сырьем, поступающим на УПСВ, является продукция кустов скважин с №1 по №6 Урненского месторождения.

ᅙ	П/						
의)48/I						
В.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Согласно ранее выполненным проектам для обеспечения промысловой подготовки нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа на площадке УПСВ-2, МФНС-2 размещается следующий набор технологического оборудования, площадок и сооружений:

- узел подключения (УДР);
- насосная 1 шт., состоящая из блоков с мультифазными насосами МРС 268 Q=328 м3/ч, Рвых=3,6 МПа (НВ1...НВ3, 2 рабочих, 1 резервный);
- площадка фильтров, состоящая из фильтров DN 250 PN 40 (Ф1...Ф5) − 5 шт.;
- отстойник пластовой воды V=100м³ (ОВ-1..ОВ-3) 3 шт.;
- дегазатор воды V=100м3 (ДГ-1..ДГ-2) 2 шт.;
- резервуар вертикальный стальной V=3000 м³ (PBC-3000) для очистки подтоварной воды 1 шт.;
- дренажная емкость уловленной нефти V=63 м3 (Е7) с полупогружным электронасосом (НП7) ННВП 50/80 1 шт.
- емкость дренажная, V=8 м³ 1 шт. (E1);
- емкость для дизтоплива, V=5 м³ (E2);
- сепаратор входной V=100 м³ 5 шт. (С1/1..С1/5);
- сепаратор топливного газа V=0,4 м³ − 1 шт. (ГС-1);
- буфер-накопитель V=80 м³ − 1 шт. (С2);
- емкость уловленной нефти V=16 м³ 1 шт. (Е4);
- емкость шлама V=25 м³ 2 шт. (E5/1, E5/2);
- емкость дренажная V=25 м³ с насосом погружным НВД 50/80 (Е3/1) 1 шт.;
- емкость дренажная V=25 м³ с насосом погружным НВД 50/50 (E3/2) 1 шт.;
- емкость дренажная V=16 м³ (E5/3) 1 шт.;
- блок дозирования ингибитора коррозии УДХ1:
- блок дозирования противотурбулентной присадки УДХ2;
- блок дозирования ингибитора бактерицида УДХЗ в составе:
- блок дозирования ингибитора коррозии УДХ4;
- блок дозирования деэмульгатора УДХ5;
- шурфная установка:
 - 1) с насосами Q=1000 м³/сут (Ш1..Ш11) 11 шт.;
 - 2) дренажными емкостями E 5/3 V=16 м³ (1шт.), E 5/4 V=8 м³ (1 шт.).
- блок распределения воды (БРВ1) 1 шт.;

ДОГ	8/⊓						
₽	348						
В.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

NHB.

Взам.

Подп. и дата

- сепаратор факельный (ФС1) 1 шт.;
- факельное хозяйство в составе:
 - 1) факел аварийного сжигания газа совмещённый (СФ1) 1 шт.;
 - 2) расширительная камера DN 500 мм (РК1) 1 шт.;
 - 3) факельный сепаратор V=4 м³ (ФС) 1 шт.;
 - 4) конденсатосборник V=16 м³ (E6/1, E6/2) 2 шт.
- БГНУ с насосами на базе ГНУ 1000-2000, напором 2000 м с подпорными насосами производительностью 1000 м³/час, напором 30 м.

Для увеличения производительности УПСВ -2, МФНС-2 Урненского месторождения по воде для нужд системы поддержания пластового давления (ППД) проектом предусматривается проектирование БКНС 1.1.

Работа БКНС-1.1 осуществляется по дополнительному объему закачки воды и параллельно работе шурфовых насосов, с возможностью вывода части шурфов в резерв.

Для обеспечения производительности УПСВ-2 по закачке воды в систему поддержания пластового давления настоящим проектом предусматриваются следующее технологическое оборудование:

- БКНС-1.1 с насосами марки ЦНС 240-1900 (ЦН-1/1..1/4) 4 шт;
- дренажная емкость V=5 м³ (ДЕ-1) 1 шт;
- дренажная емкость сбора масла V=5 м³ (ДЕ-2) − 1 шт.

Принципиальные технологические схемы БКНС представлены в графической части тома (1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02-СХ-001, 1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02-СХ-002, 1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02-СХ-003).

1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получаются, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества

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

1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию приведены в таблице 3.

прдл	8/⊓						
흳)48						
	31(
Инв.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Инв. № подл. Подп. и дата Взам. инв. № 31048/П

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

ج ا ا									азработчиком			
Изм. Ко	Таблица 2 – Перечень с	основного тех	кнологического обо	рудова	ния, в к	котором	и обращаю [.]	тся опасн	ные вещест	ва		
Кол.уч. Лист	Наименование блока	Наименование блока Позиция по схеме		і рудования опасное і		Количество, шт. (км) по генпла- ну Назначение		ние		ческая харак еристика		
2				П	пощадка	а БКНО)					
№ док.	БКНС-1.1 - Маслобак, масло турбинное		<i>И</i> аслобак, масло		}	Охлаждение подшипниковых опор, смазка подшипников нас са и электродвигателей			/=0,5 м³ Р=атм. Т=атм.			
Подп.	Дренажная емкость сбора масла	ДЕ-2	Емкость, масло бинное	о тур-	1		82		Дренаж оборудования		V=5 м³ Р=атм. Т=атм.	
Дата	Дренажная емкость	ДЕ-1	Емкость, жидк (дренаж от зд БКНС-1.1)	ания	1		81	Дренаж оборудования			V=5 м ³ Р=атм. Т=атм.	
175	Дренажная емкость	H8	Погружной эле насос, масло бинное		2 (1 р. чий, 1 зервн	1 pe-	81		екачки жид 3512/1 пере			=6,3 м³/ч Н=120 м
0621/	Таблица 3 – Данные о ј	распределени	и опасных вещест	в по об	орудова	нию						
1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02		Позиция	наименование оборудования, опасное вещество ств		По	озиция		Количество опасного вещества			сод	ские условия ержания то вещества
-011.02	наименование опока т	по суеме			ᇜᆝᇚ	іо ген- плану				давле- ние, МПа		
9.0							жидкості	ь газ	жидкость	газ		
8				П	пощадка	а БКНО	<u> </u>					
- 실	БКНС-1.1	- 1	Иаслобак, масло турбинное	8		80.1	0,189	-	1,510	-	атм.	атм.

Формат А4

Лист

¦ =

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

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

В БКНС-1.1 предусмотрены индивидуальные маслосистемы для насосов и электродвигателей.

Установки маслосистем предназначены для обеспечения циркуляции и охлаждения масла в трубопроводах и охладителях системы смазки, а также подачи охлажденного, очищенного масла к подшипникам скольжения насоса и электродвигателя.

Конструкция маслобака обеспечивает полный слив отстоявшейся воды или масла, при его замене, с маслобака.

Для слива отработанного масла при его замене в маслосистеме БКНС-1.1 предусмотрена дренажная емкость сбора масла.

Емкость устанавливается подземно на свайное основание исключающее просадку и всплытие емкости в процессе эксплуатации.

Емкость оснащена внутренним и наружным антикоррозионным покрытием в соответствии с СП 245.1325800.2015, соответствующей защитному покрытию весьма усиленного типа конструкции № 17, таблице 6, ГОСТ Р 51858-2002, толщиной не менее 2,0 мм.

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

За основу компоновки генерального плана площадки приняты технологические схемы, размещение коридоров для прокладки технологических сетей с учетом транспортных связей, условий строительства и ремонта. Генплан выполнен с учетом требований санитарных и противопожарных норм и правил.

В основу планировочного решения плана положены следующие принципы:

- группирование объектов по функциональному назначению;
- рациональное проектирование транспортных и инженерных коммуникаций;
- экономное использование территории.

Сбор утечек насосов и дренажей от здания БКНС-1.1 предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЕ-1 объемом V=5м³. Откачка жидкости из емкости ДЕ-1 предусмотрена полупогружным вертикальным насосом ПЦН-10 марки ННВП 6,3/120 в поток воды 3512/1 перед БКНС-1.1. Сбор утечек маслонасосов и отработанного масла блока БКНС-1.1 предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЕ-2 V=5м³. Откачка масла из емкости ДЕ-2 производится с помощью передвижных средств.

ιοд	П/						
흳)48/I						
<u>"</u>	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		•					•

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности

1.3.3.1 Категории зданий и сооружений по взрыво- и пожарной опасности, степени огнестойкости зданий и сооружений

Пожарно-технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Пожарно-технические характеристики

Наименование блоков и сооружений	Категория помещений по СП 12.13130.2009	Категория блока, сооружения по СП 12.13130.2009	Класс функциональной пожарной опасности №123-ФЗ	Степень огнестойкости ФЗ №123; СП 2.13130.2020	Класс конструктивной пожарной опасности ФЗ №123; СП 2.13130.2020
Плош	адка БКН0	C			
БКНС-1.1	B1, B3	В	Ф 5.1	IV	C0
Дренажная емкость V=5м³	-	Дн	-	-	-
Дренажная емкость сбора масла V=5м³	-	Вн	-	-	-
Емкость подземная производственно-	_	Вн	-	-	_
дождевых сточных вод V=16м³ с насосом					
Установка дозирования поглотителя кис- лорода (шкафного типа)	-	Дн	-	-	-

1.3.3.2 Пожаротушение

Проектом предусматривается наружное и внутреннее пожаротушение проектируемого здания БКНС-1.1 согласно СП 8.13130.2020 «Свод правил системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности» и СП 10.13130.2020 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Нормы и правила проектирования».

Наружное пожаротушение БКНС-1.1 осуществляется от существующих пожарных гидрантов ПГ-2, ПГ-3, расположенных на существующем кольцевом противопожарном водопроводе площадки МФНС-2 Урненского месторождения на расстоянии не более 200 м.

Существующее противопожарное водоснабжение площадки УПСВ-2, МФНС-2 включает в себя следующие сооружения и сети:

- резервуары противопожарного запаса воды, объемом 300 м³ каждый;
- насосную станцию противопожарного водоснабжения с насосами пожаротушения 1Д250-125а, производительностью 240 м³/ч, напором 101 м (1 раб. 1 рез.) и

1 ≃ 1							
흳)48						
B.	31(
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

MHB. №

Взам.

Подп. и дата

циркуляционными насосами ЦНС38-44, производительностью $38 \text{ m}^3/\text{ч}$, напором 44 м (1 раб. 1 рез.);

- кольцевой противопожарный водопровод.

Для внутреннего пожаротушения проектируется тупиковый участок противопожарного водопровода (B2) DN80 мм от точки подключения к кольцевому противопожарному водопроводу DN200 мм площадки МФНС-2 до площадки БКНС-1.1 Урненского месторождения.

1.3.3.3 Система автоматического обнаружения и сигнализации о пожаре

Автоматическая система пожарной сигнализации предназначена для раннего обнаружения и определения очага пожара в контролируемом блоке (помещениях БКНС), передача данных системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре дежурному оператору на существующий АРМ в здании АБК на запроектированной ранее площадке УПСВ-2.

С площадки УПСВ-2 ранее предусмотрена передача всех данных работы системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре на существующий АРМ в пожарном депо Усть-Тегусского месторождения. Передача всех данных системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре выполняется по запроектированным ранее каналам связи.

Защите системой автоматической пожарной сигнализации подлежат все помещения блоков независимо от площади, за исключением помещений:

- с мокрыми процессами, душевых, плавательных бассейнов, санузлов, мойки;
- венткамер (за исключением вытяжных, обслуживающих производственные помещения категории А или Б), насосных водоснабжения, бойлерных, тепловых пунктов;
- категории В4 (за исключением помещений категории В4 в зданиях классов функциональной пожарной опасности Ф1.1, Ф1.2, Ф2.1, Ф4.1 и Ф4.2) и Д по пожарной опасности;
- лестничных клеток;
- тамбуров и тамбур-шлюзов;
- чердаков (за исключением чердаков в зданиях классов функциональной пожарной опасности Ф1.1, Ф1.2, Ф2.1, Ф4.1 и Ф4.2).

На проектируемой площадке БКНС выполняется раздельная система охранной сигнализации и система пожарной сигнализации.

На существующей площадке УПСВ-2 для системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре в существующем здании АБК предусмотрен пульт контроля и управле-

100	П/						
힞)48						
B.	310						
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

ния охранно-пожарный ПКиУОП для управления системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Во взрывоопасных зонах и в блоках категории «А» по взрывопожарной опасности (СП 12.13130.2009) применяется оборудование во взрывозащищенном исполнении. В данном проекте нет взрывоопасных зон и помещений, блок БКНС имеет категорию «ВЗ» по СП 12.13130.2009, поэтому все оборудование предусматривается общепромышленного исполнения.

В состав систем автоматической пожарной сигнализации (АПС), оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) входят:

- технические средства обнаружения пожара (пожарные извещатели);
- технические средства сбора и обработки информации (приборы приемноконтрольные пожарные);
- технические средства оповещения (звуковые и световые оповещатели).

В состав системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре на проектируемой площадке БКНС входят:

- прибор приемно-контрольный охранно-пожарный ППКОП на 20 шлейфов (для подключения шлейфов пожарной сигнализации);
- блок контрольно-пусковой (для системы оповещения о пожаре);
- блок сигнально-пусковой;
- блок защитный сетевой;
- блок защитный коммутационный;
- блок защиты линии;
- блок коммутации 24-RS485-01;
- резервированный источник питания на 24 В в комплекте с аккумуляторными батареями АКБ.

В данном проекте предусматривается оснащение системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре следующих поставляемых блоков и проектируемых сооружений:

- БКHC-1.1;
- дренажная емкость V=5 м³ и дренажная емкость сбора масла V=5 м ручной пожарный извещатель.

подл.	Ш/						
흳	048/⊓						
/HB.	31(
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

В блоке БКНС-1.1 системой пожарной сигнализации оснащаются следующие помещения:

- машинный зал;
- аппаратурный блок;
- блок КТП №2;
- блок КТП №1;
- блок ЧРП;
- блоки РУ.

В блоке БКНС-1.1 выполняется оповещение о пожаре первого типа в соответствии с требованиями СП 3.13130.2009. Система оповещения о пожаре также входит в комплект поставки завода-изготовителя.

В блоке БКНС-1.1 на проектируемой площадке БКНС устанавливается прибор приемно-контрольный охранно-пожарный (контроль 20 шлейфов пожарной сигнализации), блок контрольно-пусковой, блок сигнально-пусковой, блок защитный сетевой, блок защитный коммутационный, блок коммутации 24-RS485-01, блок защиты линии, блок бесперебойного питания на 24 В в комплекте с аккумуляторными батареями.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП (существующий в здании АБК на площадке УПСВ-2) применен для совместной работы, контроля, управления и программирования ППКОП и блоков релейных.

Приборы системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре на проектируемой площадке БКНС устанавливаются в БКНС-1.1 в шкафу пожарной сигнализации (шкаф ПС). Проектируемые приборы пожарной сигнализации на проектируемой площадке БКНС подключаются в существующую на площадке систему пожарной сигнализации и оповещения о пожаре по кабелю магистрального интерфейса RS-485.

Автоматические пожарные извещатели установлены (заводами-изготовителями) в контролируемых помещениях на потолке в соответствии с требованиями СП 484.1311500.2020, с учетом технических характеристик, указанных в паспортах на оборудование.

В блоке БКНС-1.1 в помещениях, оснащаемых системой пожарной сигнализации, на потолках, на расстоянии согласно СП 484.1311500.2020 заводами-изготовителями установлены извещатели пожарные дымовые оптико-электронные общепромышленного исполнения. У выходов из контролируемых помещений установлены извещатели пожарные ручные ИПР общепромышленного исполнения. Снаружи блока устанавливаются извещатели пожарные ручные уличного исполнения, имеющие работоспособность в температурном режиме от минус 55°C.

л. Подп. и	
Инв. № подл.	31048/⊓

NHB. No

Взам.

дата

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

и дата

Подп.

Для оповещения о пожаре, внутри и снаружи блока БКНС-1.1 заводомизготовителем установлены оповещатели свето-звуковые (комбинированные).

В БКНС-1.1 заводом-изготовителем установлено следующее оборудование:

- приборы приемно-контрольные охранно-пожарные на 20 шлейфов сигнализации;
- блок контрольно-пусковой (для системы оповещения о пожаре);
- блок сигнально-пусковой;
- блок защитный сетевой;
- блок защиты линии;
- источник резервированного питания с АКБ.

Оборудование охранной и пожарной сигнализации комплектной поставки, устанавливается в навесных шкафах ОС и ПС. Шкафы входят в комплект поставки заводовизготовителей.

В поставляемом на проектируемой площадке блоке БКНС-1.1 заводомизготовителем устанавливаются следующие извещатели и оповещатели:

- извещатели пожарные дымовые оптико-электронные общепромышленного исполнения;
- извещатели пожарные ручные общепромышленного исполнения;
- оповещатели комбинированные (световой + звуковой) общепромышленного исполнения на 12/24 В.

От приборов комплектной поставки предусмотрена передача сигнала «Пожар» в вентсистему, к шкафу электроснабжения, в систему автоматизации.

Блок на проектируемой площадке БКНС выделен в отдельную зону контроля пожарной сигнализации (ЗКПС).

В зоне контроля решение о возникновении пожара осуществляется выполнением одного из алгоритмов А или В. Алгоритм А выполнятся при срабатывании одного извещателя пожарного без осуществления процедуры перезапроса. В качестве извещателя пожарного для данного алгоритма применяются ручные пожарные извещатели ИПР. Алгоритм. В выполнятся при срабатывании автоматического извещателя пожарного и дальнейшем повторном срабатывании этого же извещателя пожарного или другого автоматического извещателя пожарного той же ЗКПС за время не более 60 сек, при этом повторное срабатывание должно осуществляться после процедуры автоматического перезапроса.

При нажатии ручного пожарного извещателя прибор приемно-контрольный охранно-пожарный передает сигнал «Пожар» в смежные системы и на верхний уровень.

₽ ₽	048/						
NHB.	31	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

NHB.

Взам.

Подп. и дата

При сработке любого из автоматических пожарных извещателей прибор приемноконтрольный охранно-пожарный переходит в режим «Внимание» и повторно выполняет запрос. В случае подтверждения запроса прибор передает сигнал «Пожар» в смежные системы (автоматизация, вентиляционные системы и т. д.) и на верхний уровень.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный, получив сообщение «Пожар», по линии интерфейса RS-485 включают соответствующие реле прибора приемно-контрольного охранно-пожарного и блока контрольно-пускового.

Все сообщения отображаются и регистрируются на пульте контроля и управления охранно-пожарном ПКиУОП.

На территории проектируемой площадки БКНС на опоре эстакады устанавливается ручной пожарный извещатель. Рядом с ручным пожарным извещателем устанавливается знак пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015. Рядом с ручным пожарным извещателем предусматривается установка знака пожарной безопасности «Кнопка включения установок (систем) пожарной автоматики» (F10).

Ручные пожарные извещатели устанавливаются на путях эвакуации людей при пожаре, на высоте 1,5 м от уровня пола в легкодоступных и видных местах.

На проектируемой площадке БКНС на опоре эстакады устанавливается извещатель пожарный ручной взрывозащищенного исполнения.

Все приборы, оборудование и вспомогательные устройства, проектируемые для обеспечения пожарной безопасности, имеют соответствующие сертификаты пожарной безопасности МЧС Российской Федерации.

1.3.3.4 Решения по молниезащите и защите от статического электричества. Перечень мероприятий по заземлению

Проектом предусматриваются основные защитные мероприятия: автоматическое отключение питания, защитное заземление и уравнивание потенциалов, а также выполняется молниезащита, защита от статического электричества и от заноса высоких потенциалов проектируемых объектов. Устройства заземления отвечает требованиям ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81. Молниезащита и защита от статического электричества выполняется в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» и РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности».

Для выполнения автоматического отключения питания в сетях 0,4 кВ TN-C-S предусмотрено согласование характеристик защитных аппаратов и параметров защитных проводников, обеспечивающее нормированное время отключения поврежденной цепи

1 ≥	I						
<u>o</u>	₩						
ΙŽ	Ιě						
<u> </u>	က်						
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат защитному заземлению (занулению). Система заземления в сети 6 кВ ТІ, в сетях 0,4 кВ ТN-C-S.

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства в любое время года 4 Ома может быть увеличено в соответствии с ПУЭ разд.1.7 в 0,01р раз при ρ грунта более 100 Ом⋅м, но не более десятикратного и обеспечивается применением естественных и искусственных заземлителей.

На проектируемой площадке БКНС-1.1 заземляющее устройство защиты от прямых ударов молнии объединено с заземляющим устройством электроустановок.

Заземляющие устройства: БКНС-1.1 (поз.80.1), состоит из естественных заземлителей - свайного фундамента, объединенного стальным ростверком и искусственных заземлителей из вертикальных электродов - круга оцинкованного диаметром 16 мм длиной 5 м и горизонтальных заземлителей из круга оцинкованного диаметром 12 мм, проложенных по периметру сооружений на глубине 0,5 м, на расстоянии не более 1 м от свайного фундамента.

Заземляющие устройства прочих сооружений площадки состоят из естественных заземлителей - свайного фундамента и искусственных заземлителей - двух вертикальных электродов (круга оцинкованного диаметром 16 мм длиной 5 м) объединенных между собой и с фундаментом сооружения горизонтальным заземлителем из круга оцинкованного диаметром 12 мм, проложенным на глубине 0,5 м. Искусственные заземлители и заземляющие проводники площадки выполнены в соответствии с ГОСТ Р 50571.5.54-2013.

Для объединения заземляющих устройств сооружений, в качестве магистрали защитного заземления используется металлическая балка кабельной эстакады, которая по всей длине имеет непрерывную электрическую связь с нейтралью трансформаторов и объединяет все естественные заземлители площадки (свайные фундаменты зданий, эстакад).

Заземление кабельных конструкций обеспечивается сварным швом при приварке кабельных стоек к металлической балке эстакады. Надёжное электрическое соединение

ō	П/						
흳	148/						
اء ا	310						
¥		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

MHB. No

Взам.

Подп. и дата

В соответствии с требованиями ПУЭ в проектируемых сооружениях предусматривается устройство основной системы уравнивания потенциалов, соединяющей между собой следующие проводящие части:

- нулевой защитный проводник питающей линии;
- заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе;
- металлические части каркаса здания;
- корпуса распределительных щитов;
- металлоконструкции технологических блоков;
- заземляющее устройство системы молниезащиты.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов. Все металлические нетоковедущие части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат защитному занулению путем присоединения их к нулевому защитному проводнику (РЕ). В качестве нулевого защитного проводника используются дополнительные жилы кабелей.

В проектируемых электроустановках в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питание, поэтому в зданиях и сооружениях площадки предусмотрена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Проектируемая БКНС-1.1 (поз.80.1) в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" относится по опасности ударов молнии к специальным объектам ограниченной опасности, не представляющей опасность для непосредственного окружения.

В качестве естественных молниеприемников БКНС-1.1 (поз.80.1), блоков пожарных гидрантов (поз.505.1, 505.2) используются металлические кровли модулей, в качестве то-коотводов - металлические конструкции (колонны зданий), которые присоединены к наружному заземляющему устройству не реже, чем через 20 м по периметру здания.

Кровля проектируемых блоков выполнена из стального оцинкованного листа толщиной 0,6 мм, при этом обеспечена электрическая непрерывность между стальными ли-

[티	8/⊓						
흿)48						
B.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

읟

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

стами кровли. Необходимость защиты кровли от прожога и горючие материалы под кровлей отсутствуют.

В качестве защиты от ПУМ выступает кровля сооружений, в роли молниеотвода естественные металлические конструкции сооружений, присоединенные к токоведущим конструкциям. Под кровлей проектируемых сооружений воспламеняющиеся материалы отсутствуют.

Для защиты сети 0,4 кВ от грозовых перенапряжений при ударе молнии в прожекторную мачту с молниеотводом предусматривается установка ящика с УЗИП класса І перед точкой ввода кабелей наружного освещения на кабельную эстакаду, которые обеспечивают отвод токов растекания молнии с жил и оболочек данных кабелей (длина кабеля от ящика до прожекторной мачты составляет не менее 10 м).

Специальных мер по устройству молниезащиты кабельных эстакад не предусматривается. Используются металлические продольные балки, металлические опоры и свайные фундаменты опор эстакады.

Для защиты от вторичных проявлений молнии металлические корпуса всего технологического оборудования присоединены к заземляющему устройству электрооборудования или к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

Для защиты от заноса высокого потенциала по подземным и надземным коммуникациям, все коммуникации присоединены к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

1.3.3.5 Системы вентиляции

Системы вентиляции предусматриваются с естественным и механическим побуждением. Воздухообмен принят из условия обеспечения удаления избыточных тепловыделений.

Все вентиляционное оборудование сертифицировано.

Вентиляционное оборудование принято в общепромышленном исполнении.

Климатическое исполнение вентиляционного оборудования — XЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Для предотвращения поступления холодного воздуха в помещения при неработающих вентиляторах предусмотрены обратные клапаны.

В соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 при пожаре предусмотрено отключение всех систем механической вентиляции и кондиционирования.

В помещениях БКНС-1.1 предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением на удаление теплоизбытков.

百	П/						
녤)48/						
<u></u>	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

В помещении насосной предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением, рассчитанная на удаление теплоизбытков:

- естественная приточная вентиляция через установленные в воротах регулируемые жалюзийные решетки (системы ПЕ1-ПЕ8). Решетки расположены на отметке не менее 2 м от уровня земли;
- естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны через дефлекторы (системы BE1-BE4) в размере однократного воздухообмена. В соответствии с требованиями
 - СП 60.13330.2020 для исключения образования конденсата воздуховоды вытяжной вентиляции с естественным побуждением снаружи БКНС-1.1 предусмотрены в теплоизоляции из материала на основе синтетического каучука;
- механическая вытяжная вентиляция из верхней зоны осевыми вентиляторами (системы В1 В5), рассчитанная на удаление теплоизбытков от оборудования.
 На зимний период осевым вентилятором системы В1, на летний период совместной работой вентиляторов систем В1-В5. Включение вентиляторов осуществляется автоматически по датчику температуры при достижении температуры внутри помещения плюс 40 °C, отключение при снижении температуры до плюс 25°C и вручную кнопками, расположенными у ворот снаружи;
- механическая приточная вентиляция (системы П1-П5) осевыми вентиляторами, рассчитанная на возмещение расхода воздуха, удаляемого вытяжными системами В1-В5. На зимний период осевым вентилятором системы П1, на летний период совместной работой вентиляторов систем П1-П5. Включение вентиляторов осуществляется автоматически при включении систем вытяжной механической вентиляции В1-В5.

В помещении аппаратурного блока предусмотрена естественная приточновытяжная вентиляция через установленные в дверях регулируемые жалюзийные решетки (системы ПЕ9 и ВЕ5), оборудованные утепленными клапанами с ручным управлением. На зимний период - вытяжная механическая вентиляция периодического действия, из верхней зоны осевым вентилятором с обратным клапаном (система В6). Включение вентилятора производится по датчику температуры при повышении температуры в аппаратурном блоке свыше 24°С и вручную кнопкой, расположенной у входа снаружи. Для стабильной работы оборудования АСУ ТП в летний и переходный периоды (поддержание температуры не выше 24°С) предусмотрена система кондиционирования с резервом (системы К1.1 и К1.2).

В помещении трансформаторов предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция через установленные в воротах регулируемые жалюзийные решетки (системы ПЕ10, ПЕ11 и ВЕ6, ВЕ7). Вытяжная механическая вентиляция периодического дей-

ДδГ	Ш/						
9)48/						
	31(
Инв.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

ствия предусмотрена из верхней зоны осевыми вентиляторами (системы В7 и В8). Включение вентиляторов производится автоматически по датчикам температуры при повышении температуры в помещении свыше 40°С и вручную кнопкой, расположенной у входа снаружи, отключение – при снижении температуры до плюс 25°С.

В помещении РУНН 0,4 кВ, блоке РУ 6 кВ и в помещении ЧРП 6 кВ предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция через установленные в воротах, дверях и стеновых панелях регулируемые жалюзийные решетки (системы ПЕ12-ПЕ19 и ВЕ8-ВЕ14), оборудованные утепленными клапанами с ручным управлением. Вытяжная механическая вентиляция периодического действия предусмотрена из верхней зоны осевыми вентиляторами с обратными клапанами (системы В9 — В14). Включение вентиляторов производится автоматически по датчикам температуры при повышении температуры в помещениях свыше 40°С и вручную, кнопкой, расположенной у входа снаружи.

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

Объектами автоматизации являются:

- БКHC-1.1;
- дренажная емкость V=5 м³;
- дренажная емкость сбора масла V=5 м³.

По БКНС-1.1 автоматизация предусматривается в объеме комплектной поставки с технологическим оборудованием.

Поставщик полностью оснащает поставляемое оборудование локальной системой управления (ЛСУ), приборами и средствами автоматизации.

Автоматизация выполняется в следующем объеме:

- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления на приеме насосов H-1/1, H-1/2, H-1/3, H-1/4;
- автоматический останов насоса и закрытие электроприводной арматуры на приеме насоса при минимальном аварийном и максимальном аварийном давлении на приеме насосов H-1/1, H-1/2, H-1/3, H-1/4;
- телеизмерение и телесигнализация максимального перепада давления на фильтрах насосов H-1/1, H-1/2, H-1/3, H-1/4;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления на выкиде насосов H-1/1, H-1/2, H-1/3, H-1/4;

ДОГ	П/						
Νē)48/I						
В.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

NHB.

Взам.

одп. и дата

- телесигнализация открытия защитного кожуха, останов насоса, автоматическая блокировка запуска насоса при открытом кожухе;
- телесигнализация утечек насосов с ЦН-1/ по ЦН-1/4;
- телеизмерение и телесигнализация максимального и максимального аварийного уровня вибрации электродвигателей и насосов с ЦН-1/1 по ЦН-1/4;
- телеизмерение и телесигнализация максимальной и максимальной аварийной температуры подшипников электродвигателей и насосов с ЦН-1/1 по ЦН-1/4;
- автоматический останов работающего насоса и пуск резервного насоса при максимальных аварийных значениях вибрации и температуры подшипников электродвигателя и насоса;
- телеизмерение и телесигнализация максимальной и максимальной аварийной температуры в гидропяте насосов с ЦН-1/1 по ЦН-1/4;
- автоматический останов насоса и закрытие электроприводной арматуры на выкиде и приеме насоса при максимальной аварийной температуре в гидропяте;
- местное и дистанционное управление насосными агрегатами с ЦН-1/1 по ЦН-1/4 телесигнализация состояния работы насосов, аварийная остановка насосов при помощи кнопок вблизи агрегатов;
- телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного и максимального аварийного давления масла в напорной линии маслонасосов;
- автоматический останов маслонасосов при минимальном аварийном и максимальном аварийном давления масла в напорной линии маслонасосов;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального, минимального аварийного давления масла в системе смазки электродвигателя основных насосов;
- автоматический останов маслонасосов и включение резервного маслонасоса при минимальном аварийном давлении масла в системе смазки электродвигателя основных насосов;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация максимальной температуры масла в маслобаке;

┙					
Инв. № подл.	/П				
ا ق√	31048/⊓				
В.	31(
Z		Изм.	Кол.уч.	Лист	N∘ ĭ

Подп.

Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

и дата

Подп.

- автоматический останов маслонасосов и включение резервного маслонасоса при максимальной температуре масла в маслобаке;
- местный контроль, телеизмерение температуры масла в маслопроводах к подшипникам электродвигателя;
- автоматический останов маслонасосов, запрет пуска и включение резервного маслонасоса при температуре большей или равной 55 °C включение системы охлаждения масла. При температуре меньшей или равной 15 °C происходит выключение системы охлаждения масла;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация минимального, максимального уровня масла в баках маслоустановки;
- автоматический останов маслонасосов при 15 мм масла в баках маслоустановки и останов насосов с ЦН-1/1 по ЦН-1/4. При максимальных и минимальных уровнях масла в баках маслоустановки включение резервного маслонасоса;
- телеизмерение, телесигнализация максимального перепада давления на фильтре маслонасоса;
- местное и дистанционное управление электроприводной арматурой, телесигнализация состояния арматуры;
- телеизмерение загазованности и телесигнализация загазованности в машинном зале БКНС: первый порог – 10 % НКПР, второй порог – 50 % НКПР;
- автоматическое (включение при загазованности 10 % НКПР в машинном зале БКНС и отключение через 15 мин. после исчезновения сигнала о загазованности) управление вытяжной вентиляцией, телесигнализация состояния вытяжных вентиляторов;
- возможность включения вентиляции с помощью местной кнопки, расположенной у входов в машинный зал;
- светозвуковая сигнализация загазованности и включения вытяжной вентиляции у входов в машинный зал;
- телесигнализация пожара в БКНС;
- автоматический останов работающего насоса и закрытие электроприводной арматуры на выкиде и приеме насоса при загазованности 50 % НКПР или по сигналу «Пожар»;
- телеизмерение и телесигнализация минимальной температуры в БКНС;
- телесигнализация несанкционированного входа в БКНС.

Дата

| Nam. No подп. | Nam. No по

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Предусматривается установка кнопки «аварийный стоп», с помощью которой БКНС может быть безопасно полностью остановлена. Управление остановкой оборудования имеет приоритет над управлением пуском.

Шкафы ЛСУ БКНС размещаются в аппаратном блоке БКНС и имеют возможность взаимодействия с АСУ ТП ДНС-2 Урненского месторождения по сети Ethernet.

По дренажной емкости V=5 м³ автоматизация предусматривается в следующем объеме:

- телеизмерение и телесигнализация минимальной температуры в емкости;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных значений давления на выкиде насоса емкости;
- местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных значений уровня, телесигнализация аварийных предельных значений уровня в емкости;
- автоматический останов насоса по сигналу минимального аварийного уровня в емкости;
- автоматический останов насоса по сигналу минимального уровня в емкости;
- автоматический пуск насоса по сигналу максимального уровня в емкости;
- автоматический останов насоса по сигналу минимального или максимального давления на выкиде насоса емкости;
- местное и дистанционное управление насосом, телесигнализация состояния насоса: включен/дистанционное управление/аварийный стоп по месту;
- местное, дистанционное управление электроприводной задвижкой на выкиде насоса емкости;
- автоматическое закрытие электроприводной задвижки при минимальном и максимальном давлении на выкиде насоса емкости, при минимальном уровне в емкости;
- автоматическое открытие электроприводной задвижки при максимальном уровне в емкости;
- автоматический пуск насоса при максимальном уровне в емкости;
- автоматический останов насоса при минимальном уровне в емкости;
- телесигнализация положения задвижки («Закрыта» / «Открыта» / «Общая неисправность» / «Готовность к управлению» / «Дистанционное управление»).

По дренажной емкости сбора масла V=5 м³ автоматизация предусматривается в следующем объеме - телеизмерение и телесигнализация максимального аварийного уровня масла в емкости.

ō	П/						
힞)48/						
اء ا	31(
¥		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Взам. инв.

2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ

- 2.1 Анализ аварий
- 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов)

Аварий и инцидентов на объекте не зафиксировано.

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

Сведения об авариях, происшедших на аналогичных объектах по статистическим данным представлены в таблице 5.

Подп. и д							
Инв. № подл.							
흳	31048/□						
Ψį	31						
Įź		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
31048/∏		

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

3104	8/□		раскрыта или передана тр по соглашению между Разр				
Изм.	Таблица 5 – Перечен	ь известных аварий на ан	иалогичных объектах				
Кол.уч. Лист №	Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Масштабы развития аварии, максималь- Ч Описание аварии и основные причины ные зоны действия п поражающих факто- у ров				
17506 Ne док. Подп. Дата	26.12.2010г. ОАО «Ново-Уфимский НПЗ», ООО «Забайкальская нефтеперабатывающая компания»	Взрыв в помещении насосной	Взрыв в помещении насосной при проведении пусковых работ на установке по переработке нефти. Причины аварии: загазованность помещения при проведении работ по разогреву аппаратов и трубопроводов подачи мазута в печь, что привело к интенсивному испарению нефтепродуктов и поступлению паров в помещение через дыхательные патрубки, дренажные вентили, неплотности во фланцевых соединениях, размороженные участки друбопроводов, в результате чего в технологической системе образовалась взрывоопасная парогазовая смесь.	Полностью разрушенно здание насосной. Все находившееся в помещении насосной оборудование получило значительные повреждения. Начавшийся пожар перекинулся на резервуар с сырой нефтью.	В результате взрыва и пожара 3 человека погибли, 2 - числяться пропавшими		
1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02	14.04.2014г. ОАО «Саратовский НПЗ»	Истечение мазута из нагнетательной линии насоса с его самовоспламенением и последующим пожаром	Авария произошла в горячей насосной установки первичной переработки нефти. Заступив на смену, машинист технологической установки совершал обход оборудования; направляясь в горячую насосную ориентировочно в 16 ч 27 мин, увидел паровоздушное облако в районе насоса. В горячей насосной произошло истечение мазута из нагнетательной линии насоса с его самовоспламенением и последующим пожаром. Технической причиной аварии явилась разгерметизация глухого фланцевого соединения отвода технологического трубопровода вследствие деформации его прокладочного материала и потери прочностных свойств при обтягивании фланцевого соединения в период ремонтов	Нет сведений	Ущерб составил 216611 руб.		
Лист 25					L 28		

 	Инв. № 31048		Подп. и дата	Взам. инв. №	Документ разработан ОО Информация, содержащая раскрыта или передана тр по соглашению между Разр		
	Изм. Кол.уч. Лист	Дата	и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
	№ док. Подп.				и пусков установки. Организационными причинами аварии явились отсутствие контроля качества выполнения работ по установке прокладочного материала и сборке фланцевых соединений технологических трубопроводов, а также срок эксплуатации прокладочного материала.		
_	1750621/0:	раба	5.2002г. НГДУ «Ка- шнефть» «Татнефтепром»	Возгоранием газовоздушной смеси	Во время ремонтных работ по устранению утечки через клапанную крышку циркуляционного насоса НВ-32 и задвижки произошел выброс горячего (330-350 °C) мазута с последующим хлопком и возгоранием газовоздушной смеси в помещении насосной. Техническая причина аварии: неполное отключение закрытием задвижки, истечение из колонны К-1 мазута	Нет сведений	Один человек погиб
Формат А4	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02						
3T A4	Лист 26	1					L

2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Возможными причинами аварий на декларируемом объекте могут быть:

- отказы технологического оборудования;
- повреждения технологических трубопроводов и арматуры;
- отказы вспомогательного оборудования (систем КИП и А, откачки утечек, смазки, охлаждения электродвигателей насосов и др.);
- ошибочные действия персонала;
- нарушение правил технической эксплуатации;
- прекращение подачи энергоресурсов;
- воздействия природного характера;
- диверсионные акты.

В таблице 6 представлено распределение аварий на объектах нефтегазодобычи по причинам.

Таблица 6 – Распределение аварий по причинам по данным статистики Ростехнадзора

Группа причин	Процент аварий, %
Низкий уровень организации работ	60
Неисправность оборудования	25
Прочие причины (нарушения технологии, недостаток средств обеспечения безопасности, низкая квалификация персонала)	15

Наиболее частой причиной аварии является частичная разгерметизация технологического оборудования через фланцевые соединения, торцевые уплотнения, сварные швы и т.п.

Анализ основных причин аварий, происшедших в последние годы на предприятиях переработки нефти и газа, позволил выделить основные взаимосвязанные группы причин этих аварий, характеризующихся:

- «человеческим фактором»: 46% от всех причин. Сюда относятся аварии, произошедшие вследствие:
- а) нарушения инструкции по обслуживанию:

инв.			а) нарушения инструкции по оослуживанию,									
		б) невыполнения должностных инструкций;										
Взам.			организации работ;									
		г) низкой производственной дисциплины;										
дата		д) проведения работ персоналом, не прошедшим в установленном порядке обучение;										
ида		е) проведения работ без оформления наряда-допуска;										
Подп.		ж) отсутствия контроля за технологическим процессом со стороны персонала;										
ĭ		з) отсутствия контроля за техническим состоянием оборудования;										
-												
подл	Ę											
₽	31048/⊓								Лист			
NHB. N	31	Mona	Уод уш	Пиот	No nov	Попп	Пото	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02	27			
		VI SIVI.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Формат	- - A4			
								T opinio.				

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

- и) ошибок персонала;
- к) несанкционированных действий третьих лиц.
- некачественным проведением строительно-монтажных работ 6% от всех причин. Сюда относятся аварии, связанные с повреждением оборудования по причинам:
- а) ненадлежащего исполнения строительно-монтажных работ;
- б) ненадлежащего контроля строительно-монтажных работ.
- отказом оборудования 39% от всех причин. Сюда относятся аварии, связанные с:
- а) разгерметизацией оборудования или порывом трубопровода, по причине его разрушения вследствие коррозионных процессов.
- б) разгерметизацией различных соединительных частей оборудования (сливной штуцер, уплотнение, фланцевое соединение и т.д.);
 - в) отказом оборудования в производственном процессе.
 - отсутствием приборного контроля воздушной среды 8% от всех причин.
 - форс-мажорными обстоятельствами 1% от всех причин. Сюда отнесены аварии, произошедшие вследствие удара молнии в резервуар, сильной ветровой нагрузки.

Анализ аварий показал, что основными причинами являются:

- нарушение целостности (разгерметизация) технологического оборудования;
- отказ средств контроля, управления и сигнализации;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия техногенного и природного характера.

Наиболее частой причиной аварий является частичная разгерметизация, приводящая к незначительным утечкам (как правило, не более 1 м³) через фланцевые соединения, торцевые уплотнения, сварные швы и т.д.

Основной причиной выбросов больших количеств опасных веществ, приводящих опасным последствиям, является полное разрушение.

Анализ аварийности и травматизма на подконтрольных Ростехнадзору предприятиях подтверждает, что основными причинами являются отказ технологического оборудования из-за физического и коррозионного износа (47%), также ошибочные действия персонала, связанные с нарушением технологической (21%) и производственной дисциплины (7%), неудовлетворительной организацией проведением опасных видов работ (13%). Пять процентов аварийных ситуаций связано с отказами средств контроля, управления и сигнализации.

БД	<u> </u>						
N N)48/I						
В.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Основные причины и факторы, связанные с отказами оборудования:

- опасности, связанные с типовыми процессами;
- физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии);
- возможные ошибки персонала;
- внешние воздействия природного характера;
- террористические акты, акты вандализма.

Оборудование и трубопроводы, используемые на декларируемом объекте можно, по протекающим в них процессам, отнести к гидродинамическим.

Гидродинамические процессы протекают в трубопроводах. Опасности, связанные с гидродинамикой движения жидкости — это возможность гидравлических ударов, дополнительной нагрузке подвергаются места изменения геометрии трубопровода, так как они обычно изменяют направление потока. Гидродинамические процессы могут приводить к механическим повреждениям оборудования, его разгерметизации и выходу нефти или дизтоплива в окружающую среду. Возможно возникновение взрывоопасного облака нефтяных паров с воздухом, пожар разлива горючей жидкости.

Трубопроводы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры.

Места изменения геометрии трубопровода, также как изгибы, ответвления, сужения значительно менее надежны, чем собственно трубопровод, поскольку они обычно изменяют направление потока или имеют сужения, которые могут приводить к эрозии.

Одной из причин разгерметизации трубопроводов является коррозия (наружная и внутренняя). Коррозия чаще встречается вблизи или на уровне земли. Коррозировать могут не только трубопроводы, но и болты, скрепляющие структуру фундамента, также подвержены коррозии.

Коррозионное повреждение может не проявляться до тех пор, пока структура не будет подвергнута необычной дополнительной нагрузке (ветровой, сейсмической).

Внутренняя коррозия обуславливается коррозионными свойствами среды.

Коррозионное разрушение оборудования и трубопроводов обычно проявляется в виде коррозионных свищей и редко приводит к полному разрушению аппарата или трубопровода. Однако, несмотря на локальный характер коррозионных разрушений, при не-

₽ ₽	048/						
NHB.	31	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Взам. инв.

Подп. и дата

своевременной локализации, выбросы опасных веществ могут привести к возгоранию газа, выделяющихся через коррозионное отверстие, и вызывать дальнейшую эскалацию аварии.

Одной из причин аварий может быть отключение электроэнергии и падение напряжения.

Отказы систем автоматики могут привести к выходу рабочих параметров оборудования за допустимые пределы, что может привести к разгерметизации или полному разрушению оборудования. Выбросы опасных веществ при таких авариях также могут вызвать взрывы и пожары.

Ведение технологического процесса требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, проведении ремонтно-профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами.

В случае неправильных действий персонала существует опасность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Серьезные аварии иногда со смертельным исходом бывают вызваны ошибками в ходе эксплуатации. Из мировой статистики известно, что 25% всех серьезных неполадок при эксплуатации опасных производственных объектов возникают при их ремонте.

Одним из опасных природных воздействий для оборудования декларируемых объектов являются разряды молний. На объекте обращаются пожаровзрывоопасные вещества. При прямых ударах молнии возможно разрушение или разгерметизация оборудования, взрывы, которые могут привести к разрушению оборудования, пожару и дальнейшей эскалации аварии.

Степень повреждения блок-боксов и сооружений при землетрясениях согласно «Сборнику методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книга 1)», представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Степень повреждения блок-боксов и сооружений при землетрясениях

		Интен	сивность земл	петрясения в б	баллах
	Конструктивные решения	слабые	средние	сильные	полные
		разрушения	разрушения	разрушения	разрушения
	С металлическим и легким покрытием из монопанелей по металлическим структурным или пространственным решетчатым конструкциям со стенами из панелей типа «Сэндвич» и крановым оборудованием грузоподъемностью до 20 т.	от 6,5 до 6,5	от 6,5 до 7,5	от 7,5 до 8,0	>8

[절	<u>_</u>						
일)48/						
	310						
NHB.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Наименование

группы факторов

	Интенсивность землетрясения в баллах					
Конструктивные решения	слабые	средние	сильные	полные		
	разрушения	разрушения	разрушения	разрушения		
То же с антисейсмической защитой	от 6,0 до	от 7,0 до	от 8,0 до	>8,5		
то же с антисейсмической защитой	7,0	8,0	8,5	> 0,5		
Подземные стальные трубопроводы	от 10 до 11	от 11 до 12	_	-		
Ду ≤ 350 мм						
Трубопроводы на металлических или	от 7,0 до	от 7,5 до	от 8,0 до	>9		
железобетонных эстакадах	7,5	8,0	9,0	79		
Подземные сети (водопровод, кана-	от 9 до 11	от 11 до 12	_	-		
лизация, тепловые сети)	огодотт	01 11 до 12				
Смотровые колодцы и задвижки на	от 9 до 10,5	от 10,5 до	_	_		
коммунально-энергетических сетях	от эдо 10,5	12	_	_		
Надземные металлические резерву-	от 7,0 до	от 7,5 до	от 8,5 до	_		
ары и емкости	7,5	7,5 8,5 9,	9,5	_		

Наиболее тяжелые аварии возможны при повреждении трубопроводов с последующим разрывом и неуправляемым истечением опасных веществ в окружающую среду и последующим возгоранием. При этом возможно поражение обслуживающего персонала и лиц, находящихся в момент аварии возле трассы, а также отрицательные воздействия на природную среду.

Основные факторы, влияющие на надежность трубопроводов, приведены в таблице 8.

Наименование факторов

Таблица 8 – Основные факторы, влияющие на надежность трубопроводов

				•	опоге		Минимальная глубина заложения подземного трубопровода, уро-						
		ные			ическі		вень антропогенной активности, степень защиты надземного обору-						
		возд	цейсті	ВИЯ			дования, состояние охранной зоны, частота патрулирования, согла-						
							сование со сторонними организациями проведения работ в охран-						
						НОЙ	ной зоне, образовательные мероприятия в отношении населения,						
							персонала, вневедомственных предприятий						
		Корр	RNEOC				Состояние изоляционного покрытия, коррозионная активность грун-						
							та, наличие и качество работы устройств электрохимической защи-						
						ты,	ты, наличие подземных металлических сооружений и энергосистем						
OI						вбли	вблизи трубопровода, коррозионная активность перекачиваемого						
윋						прод	продукта						
NHB.		Каче	ество	труб		Tex	Технология изготовления и марка стали труб, поставщик труб, про-						
-						долх	должительность эксплуатации участка трубопровода						
Взам.		Каче	ество	строи	итель-	Кате	Категория участка по сложности производства работ, контроль каче-						
		HO-M	ионтах	кных	работ	ства	ства строительных работ, контроль качества сварных соединений,						
						адек	адекватность выбора материалов и оборудования, технология и се-						
g						30H (зон строительства						
дата		Конс	структ	гивно	_	Отн	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой, уста-						
121		техн	ологи	чески	ие фак		лость металла, системы телемеханики, адекватность выбора мате-						
Подп.		торь	ol .		-	риал	риалов и оборудования						
		Приј	роднь	е воз	здей-	Hecy	Несущая способность грунта; наличие оползней, карста, водной и						
-		СТВИ	1Я			ветр	ветровой эрозии, сейсмичность						
$\vdash\vdash$													
5													
	3/□		ı										
№ подл.	31048/⊓								Лист				
ZHB.	31							1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02					
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	a					

Взам. инв. №

	<u> 35</u>
Наименование группы факторов	Наименование факторов
Эксплуатационные факторы	Эксплуатационная документация, периодичность и качество диагностики и ремонтов; качество связи; квалификация работников и организация обучения

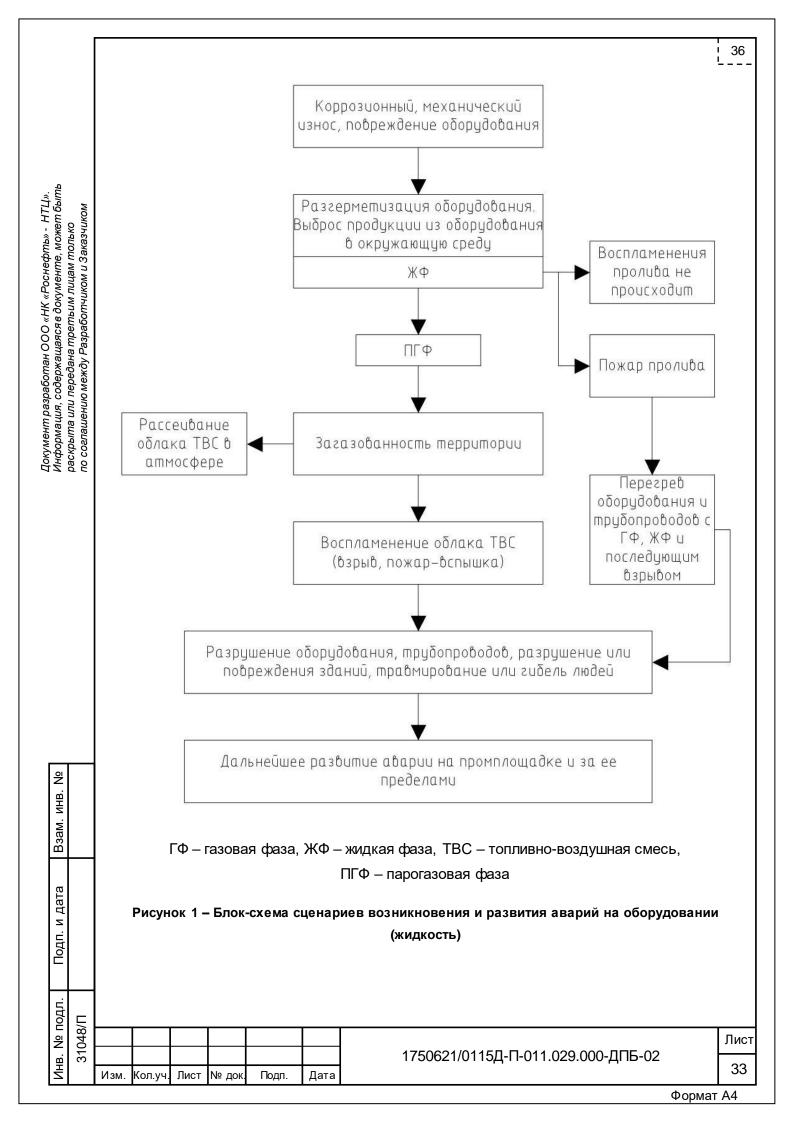
Определение сценариев аварий для опасных веществ

Наиболее вероятными вариантами аварий являются утечки нефтегазовой смеси из фланцевых разъемов, либо свищей сварных швов. Такие утечки могут привести к образованию взрывоопасной ТВС.

Определение сценариев возникновения и развития аварий проводилось с помощью блок-схемы, предусматривающей постадийное развитие аварий, в зависимости от масштаба аварии и тяжести последствий (рисунок 1).

	Подп. и д							
10ДЛ.	Инв. № подл.	П/						
	흿	31048/∏						
	<u>_</u>	31(
	弎		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02



Для данного проекта разработаны следующие группы сценариев:

- С1: разрушение маслобаков → разлив горючей жидкости → возникновение источника зажигания \rightarrow возгорание пролива горючей жидкости \rightarrow возможность поражения людей, повреждения оборудования, загрязнение атмосферы продуктами горения жидкости. Поражающие факторы: тепловое излучение пожара;
- С2: разрушение маслобаков → разлив горючей жидкости в окружающую среду → масло загрязняет помещение. Поражающие факторы: отсутствуют.

Для обозначения сценариев аварий приняты следующие принципы:

- номер группы сценариев;
- обозначение блок-бокса;
- наименование оборудования.

Пример обозначения сценария аварии – С1 БКНС 1.1 маслобак, где:

- С1: номер группы сценариев;
- БКНС 1.1: обозначение блок-бокса;
- маслобак: обозначение оборудования.

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

Для оценки последствий аварий на объекте использовались следующие нормативно-технические и методические документы, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень нормативно-технических и методических документов, применяемых при анализе риска

Формат А4

		Назначение	Документ			
		Основные методические принципы и F	Руководство по безопасности «Методические ос-			
			новы по проведению анализа опасностей и оценки			
			риска аварий на опасных производственных объ-			
		e o	ектах», утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. № 144			
읟			Руководство по безопасности «Методика анализа			
NHB.			риска аварий на опасных производственных объ-			
Ż			ектах нефтегазодобычи», утверждено Приказом			
зам.			Ростехнадзора от 17.08.2015г. №317			
B						
g						
дата						
Z						
Подп.			опасных веществ», утверждено Приказом Ростех-			
		Н	надзора от 20.04.2015 №158			
	ì					
<u>-</u>		1				
подл.	П/					
윋	1048/⊓		Лист			
NHB.	3		1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02			
<u> </u>		Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата				

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

	: 38
Назначение	Документ
Зоны действия поражающих факторов	Положение «Методика определения расчетных
аварии теплового излучения при реали- зации сценариев аварии с пожаром пролива	величин пожарного риска на производственных объектах», утверждено Приказом МЧС России от 10.07.2009г. №404
Оценка возможного числа пострадав- ших от аварий на ОПО НГД	Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144
Определение показателей риска на ОПО НГД	Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144

Согласно руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденным Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144 при оценке риска были приняты следующие методы, применяемые для расчетов:

- метод «Идентификация опасностей»;
- метод «Анализ вида и последствий отказов»;
- метод «Анализ дерева событий»;
- количественная оценка риска аварий.

Метод «Идентификация опасностей» является качественным методом анализа опасностей технологических процессов, цель которого состоит в идентификации основных опасностей, опасных факторов и событий, способных нарушить эксплуатацию или нанести вред данному виду деятельности или всей технологической системе ОПО в целом.

Основными задачами метода являются:

- выявление источников опасностей и определение последствий их реализации посредством анализа ОПО и его составных частей с учетом особенностей технологии ОПО, инфраструктуры, площадки размещения ОПО, окружающей местности и расположения иных объектов;
- описание выявленных опасностей и рекомендаций для использования их в последующих работах по анализу риска аварий;
- выдача рекомендаций в целях дальнейшего их использования при выполнении проектных работ на последующих стадиях, позволяющих устранить или смягчить воздействие опасных факторов на персонал, население, окружающую среду и технологическое оборудование.

пдог	П/						
9)48/I						
В.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

MHB. No

Взам.

Подп. и дата

При использовании метода «Идентификация опасностей» рекомендуется рассматривать следующие опасности (опасные факторы):

- внешние воздействия (стихийные бедствия и другие факторы окружающей среды, антропогенные риски, инфраструктурные риски, опасности соседних объектов);
- внутренние опасности (пожаро- и взрывоопасность, опасные технологические факторы, методы (принципы) контроля, вспомогательные инженерные системы, факторы технического обслуживания и ремонта);
- опасности, связанные с персоналом (подбор, обучение и тренинг персонала, риск заболеваний, факторы опасности социального характера).

Метод «Анализ вида и последствий отказов» (далее — метод АВПО) применяется для качественного анализа опасностей отказов технических устройств в рассматриваемой технологической системе. Методом АВПО рассматриваются вид и причины отказа технических устройств, последствия воздействия отказа на технологическую систему ОПО и (или) составную часть ОПО.

Метод «Анализ дерева событий» (далее – АДС) – количественный или полуколичественный метод, включающий построение последовательности событий, исходящих из основного события, как правило, аварии на ОПО. Метод АДС используется для анализа развития аварийной ситуации. Частота каждого сценария развития аварийной ситуации рассчитывается путем умножения частоты основного события на условную вероятность конечного события (например, аварии с разгерметизацией оборудования с горючим веществом в зависимости от условий могут развиваться как с воспламенением, так и без воспламенения вещества).

Количественная оценка риска аварий характеризуется расчетом нескольких показателей риска и может также включать один или несколько вышеупомянутых методов (или использовать их результаты). Результаты количественной оценки риска аварий могут существенно зависеть от допущений используемых моделей аварийного процесса, выбора сценариев аварии и исходной информации, в том числе достоверности данных по частотам отказов и аварий, данных по надежности оборудования.

Расчеты показателей риска выполнялись в сертифицированной компьютерной программе «TOXI+Risk».

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

Количества опасных веществ, участвующих в аварии, рассчитывались согласно руководству по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производ-

рΓ	П/						
흳)48/I						
B.	31(
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

ственных объектах нефтегазодобычи, утвержденному Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015г. №317.

Количества взрывопожароопасных веществ, способных участвовать в аварии, зависят от сценариев развития аварий.

При определении количества опасных веществ на объекте учитывались следующее общие предпосылки:

- оценка количества опасных веществ (ОВ), участвующих в аварии и создании поражающих факторов и расчет зон действия поражающих факторов, выполняется для каждого сценария развития возможных аварий;
- для определения количества ОВ, участвующего в создании поражающих факторов аварий, учитывается весь объем ОВ, хранящихся в маслобаках блок-бокса БКНС.

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию, температуре опасного вещества, давлении в оборудовании приняты согласно таблице 3 настоящего тома.

Для объекта рассматривается сценарий с пожаром пролива в блок-боксе, как наиболее опасный сценарий с наибольшим количеством опасного вещества, участвующего в аварии.

Расчет проводился для емкостного оборудования (маслобак), содержащего опасные вещества.

Результаты расчетов количества опасных веществ, участвующих в аварии, представлен в таблице 10.

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.	31048/∏	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02		Лист 37
	•	-	•		•		•		Формат	A4

	Инв. № г 31048		Подп. и дата	Взам. инв. №		Информ раскры	нт разработан ООС лация, содержащаяс та или передана тро	я в докуменп етьим лицал	ne, может бы и только	». т ь	
,	Изм.		Габлица 10 – Резул	 ьтаты расчетов ко	личества опасных ве	еществ, участвующих ва	ашению между Разра варии	аооттчиком и	Заказчиком		
	Кол.уч.							Колі	чество ог	асного вещества, т	
	Лист		№ сценария	Наимено- вание обо-	Последствия	Основной поражаю- щий фактор	Площадь зеркала ис-	участвующего в аварии		участвующего в со- здании поражающих	
	№ док.		рудования		ди фактор	парения, м²	-		факторов ГФ/ ПГФ ЖФ		
	ток. Подп.	C1_	_БКНС-1.1_маслоб	ак Маслобак	Пожар пролива	Тепловое излучение пожара	223,54	<u>ГФ</u> -	ЖФ 3,325	-	3,325
	п. Дата	C2_	_БКНС-1.1_маслоб	ак Маслобак	Истечение опас- ных веществ	Нет	223,54	-	3,325	-	-
Формат А4	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02										
4	Лист 38										1 41

NHB.

Взам.

Подп. и дата

2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

В результате реализации опасности на промышленном объекте, в оборудовании которого обращаются опасные вещества, образуются поражающие факторы для людей, окружающей среды и самого объекта. Анализ последствий реальных аварий в нефтегазовой промышленности позволяет определить наиболее характерные поражающие факторы:

- термическое действие высокотемпературных продуктов сгорания;
- тепловое излучение горящих разлитий;
- фрагменты, образующиеся при разрушении зданий, сооружений, технологического оборудования.

Детерминированные критерии поражения человека и возгорания горючих материалов, в соответствии с руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» от 11.04.2016 № 144, представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

	Интенсивность
Степень поражения	теплового излу-
	чения, q, кВт/м²
Без негативных последствий в течение неограниченного 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
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность	
12 %) при длительности облучения 15 мин.	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганой	
поверхности, воспламенение фанеры	17,0
Летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия	
около 10 с	44,5
Воспламенение всех горючих материалов через 3-5 с	85
ZOULL ROMETRIAL RONOVOIGUIAN MONTONON RINA NOORINGOLIMA ROMONO RI	DODIADO D DOMONIO

Зоны действия поражающих факторов при реализации пожара пролива в помещениях ограничены геометрическими размерам помещения (блок-бокса).

Данные по минимальной плотности теплового потока, при которой возможен прогрев маслобаков до температуры самовоспламенения типичных нефтепродуктов приведены в таблице 12 («Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009г. №404).

Ne nc	√8/L						
B. N	310						
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Таблица 12 - Данные по минимальной плотности теплового потока, при которой возможен прогрев труб до температуры самовоспламенения типичных нефтепродуктов

│ │ Температура самовоспламенения, °С	q _{min} (кВт/м²) при времени экспозиции, мин.					
температура самовоспламенения, С	1	3	5	более 15		
250	21,3	13,2	11,9	8,9		
300	27,1	18,2	16,9	12,0		
350	34,9	25,8	22,7	15,5		
400	-	34,9	30,2	18,9		
500 и более	-	-	34,9	27,9		

Достижение температуры самовоспламенения может обусловить возникновение новых очагов пожара вблизи прогреваемых маслобаков (если они контактируют с горючими паровоздушными смесями).

Данные по допустимым тепловым нагрузкам (q_{кр}), при которых не происходит воспламенение веществ и материалов при длительных тепловых нагрузках, а также значение времени воспламенения (t_в) для характерных воспламеняющихся веществ и строительных материалов приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Данные по допустимым тепловым нагрузкам, значение времени воспламенения для характерных воспламеняющихся веществ и строительных материалов

		~	Время воспламенения, t₅, с					
	Вещество, материал	q _{кр} , кВт/м²	плотность теплового потока, q, кВт/м²					
		KD I/IVI	20	50	100	150	200	
	Солома	7,0	70,3	10,2	2,9	1,4	0,91	
	Пенопласты типа ПСП, ППУ, ФРП	7,4	73,7	10,3	2,9	1,5	0,91	
	Хлопок-волокно	7,5	74,7	10,4	2,9	1,5	0,92	
	Темная вискоза или тяжелая х/б ткань	8,37	83,9	10,7	3,0	1,5	0,92	
	Торф кусковой	9,8	103,6	11,4	3,1	1,5	0,93	
	Картон серый	10,8	122,4	11,8	3,1	1,5	0,94	
	Картон фибровый	10,88	124,1	11,9	3,2	1,5	0,94	
	Темная древесина, ДСП, хлопко-							
	набивная ткань	12,56	172,3	12,7	3,2	1,5	0,96	
	Древесина сосновая шероховатая	12,8	181,5	12,9	3,3	1,6	0,96	
	Торф брикетный	7,0	70,3	10,2	3,4	1,6	0,96	
	Резина	7,0	70,3	10,2	3,4	1,6	0,97	
읟	Битумная кровля	7,0	70,3	10,2	3,4	1,6		
Взам. инв. №	Легковоспламеняющиеся, горючие и							
╡	трудногорючие жидкости при темпера-							
aN	туре самовоспламенения, ºC:							
B3	300	12,1	-	-	-	-	-	
	350	15,5	-	-	-	-	-	
m	400	19,9	-	•	-	-	-	
ļат	500 и выше	28,0 и	-	-	-	-	-	
И		выше						
를								
Подп. и дата								
-								
Ш								

둳	П/						
의)48/I						
B.	310						
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

읟

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Пролив происходит в помещении блок-бокса (машинный зал блок-бокса БКНС), то площадь пролива совпадет с площадью помещения, в котором предусмотрено хранение баков запаса масла турбинного.

2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии

На объекте не предусмотрено постоянных рабочих мест для обслуживающего персонала.

Согласно приложению №5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144 для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение интенсивности теплового излучения, превышающее 7,0 кВт/м².

Результаты расчёта возможного количества поражённых при реализации гипотетических аварий на объекте представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта возможного количества поражённых при реализации гипотетических аварий на объекте

Номер сценария, вариант		Возможное число	Возможное число	
развития аварии	Категория людей	смертельно поражен-	санитарно-	
развития аварии		ных, человек	пораженных, человек	
С1 БКНС-1.1 маслобак	Производственный	1	1	
C 1_BKI IC-1.1_MacJooak	персонал	I	1	
С2 БКНС-1.1 маслобак	Производственный	0	0	
C2_BKHC-1.1_Mac100ak	персонал	U	U	

Необходимо отметить, что принятые возможные количества пострадавших являются пессимистическими. С учетом того, что производственный персонал – это персонал, обученный поведению при авариях, в реальной ситуации в ряде случаев люди могут выйти из зон поражения.

Надежность объектов, безаварийная их эксплуатация закладывается на стадии строительства и проведения профилактических мероприятий (ремонтов), освидетельствования трубопроводов в период строительства и в ходе эксплуатации.

Однако абсолютной безопасности достичь невозможно, поэтому обслуживающий персонал знает, как вопросы безопасности, так и специфику решения вопросов в аварийных ситуациях, методы локализации и ликвидации аварий, оказания первой медицинской помощи.

힏	□/						
힞)48/I						
<u> </u>	310						
₹		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

Расчет возможного ущерба от аварий на декларируемом объекте произведен согласно РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах».

Плата за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ рассчитана согласно постановлению Правительства РФ от 13.09.2016г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Количество выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении масла турбинного рассчитано согласно «Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов», согласована Минприроды России 09.08.1996г. Самара.

Ущерб, связанный с загрязнением атмосферного воздуха, рассчитывался в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2017г. №255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».

Суммарный ущерб рассчитывался как сумма прямого, экологического, социально-экономического ущерба и затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии.

В случае реализации представленных сценариев аварий величина ущерба физическим и юридическим лицам будет зависеть от степени разрушения (повреждения) оборудования, числа людей, попавших в зону поражения, степени травм, стоимости лечения пострадавших и компенсации семьям погибших.

Результаты расчета ущерба от аварий по рассмотренным сценариям представлены в таблице 15.

		НЫ	в таб	лице	15.					
읟										
. ИНВ.										
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
П. И										
-										
Инв. № подл.	18/□		<u> </u>							
B. №	31048/⊓							1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02		Лист
Ξ		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			42
									Формат	A4

Таблица 15 – Результаты расчета ущерба от аварий по рассмотренным сценариям

MC	Номер сценария	Ожидаемая мас- са потерь опас- ных веществ при аварии, т/год	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследо- вание аварий, тыс. руб.	Социально- экономиче- ский ущерб, тыс. руб.	Суммарный эко- логический ущерб, тыс. руб.	Суммарный ущерб от аварии, тыс. руб.	Материаль- ный ущерб, тыс. руб.	Риск суммарного ущерба, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Риск ущерба имуществу, тыс. руб./год	Характер чрезвычай- ной ситуа- ции*
казчик	С1_БКНС-1.1_маслобак	1,20E-06	167048,11	16704,81	12487,26	90,16	196330,33	167138,26	1,63E-01	7,03E-05	1,43E-01	Региональ- ная
ом и за	С2_БКНС-1.1_маслобак	1,20E-06	167048,11	16704,81	0,00	0,00	183752,92	167048,11	1,33E+00	0,00E+00	1,33E+00	Региональ- ная

^{&#}x27; - критерии приняты согласно Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
048/□		

Изм	Коп уч	Пист	No лок	Полп	Пата

2.3 Оценка риска аварий, включающую данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

2.3.1 Вероятность (частота реализации) возможных аварий

Согласно руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144, при анализе риска следует придерживаться следующих определений и терминов.

Риск или степень риска — это мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий. Для оценки степени риска аварий необходимо оценить частоту их реализации и последствия аварий.

Количественные показатели риска:

- индивидуальный риск: ожидаемая частота (частота) поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых поражающих факторов аварии;
- потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск): частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке на площадке ОПО и прилегающей территории;
- коллективный риск (или ожидаемые людские потери): ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенный период времени;
- социальный риск (или риск поражения группы людей): зависимость частоты возникновения сценариев аварий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Характеризует социальную тяжесть последствий (катастрофичность) реализации совокупности сценариев аварии и представляется в виде соответствующей F/N-кривой;
- оценка риска аварии: определение качественных и (или) количественных характеристик опасности аварии.

Основой для вычисления показателей риска является распределение риска по территории. Величина потенциального риска не зависит от распределения населения или персонала, а отражает тот уровень потенциальной опасности, который создает по объективным причинам конкретный объект.

Согласно п.17 руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утверждено Приказом Ростех-

IĕI	_						
	48/						
읟	7						
	1						
ایما	က်						
▮뿌▮	٠,						
Инв.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

<u>Лист</u> 44 надзора от 17.08.2015г. №317) удельные частоты аварийной разгерметизации заимствованы из таблицы № 5-1 Приложения № 5 руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» от 11.04.2016 № 144, в которых указаны частоты для емкостного оборудования.

В таблице 16 представлены данные, обобщающие результаты работ по ожидаемым частотам инициирования аварий типового оборудования.

Таблица 16 – Обобщенные данные по ожидаемым частотам инициирования аварий типового оборудования

Событие, инициирующее аварию	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгер-
Соовтие, инициирующее аварию	диаметр отверстия истечения, мм	метизации, год ⁻¹ *
Емкость	Полное разрушение	1,00E-05
	Частичная разгерметизация	1,00E-04
*-для оборудования указаны данные на є	диницу оборудования.	

Типовые деревья отказов представлены на рисунках 2, 3.

Взам. инв. №									
Подп. и дата									
Инв. № подл.	31048/∏								Лис
ZHB.	310	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02	45



Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим пицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 31048/П

Рисунок 2 - Дерево событий при полном разрушении емкостного оборудования

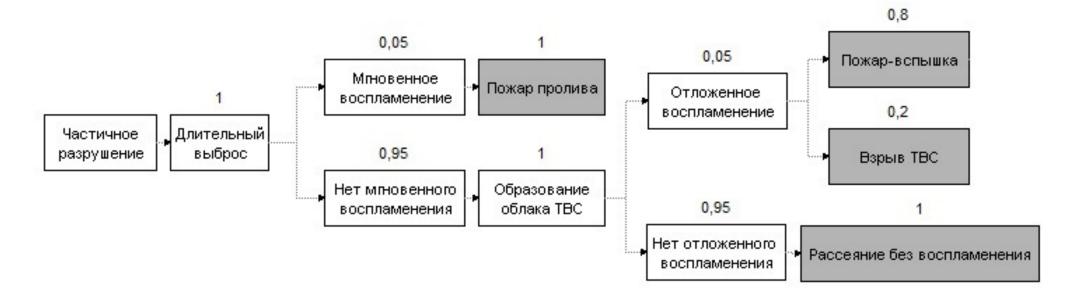


Рисунок 3 - Дерево событий при частичном разрушении емкостного оборудования

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

46

NHB.

Взам.

Подп. и дата

Для определения возможных сценариев возникновения и развития аварийных ситуаций использован метод логических деревьев событий. В качестве исходного события принималась аварийная разгерметизация технологического объекта.

Условные вероятности событий и типовые деревья событий приняты согласно руководству по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утверждено Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015г. №317) и руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» (утверждено Приказом Ростехнадзора от 17.06.2016г. №228).

Классификация отказов по критериям частота — тяжести последствий приведена в соответствии с руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144.

Классификация отказов по критериям частота — тяжести последствий приведена в таблице 17.

Таблица 17 - Матрица «частота-тяжесть последствий»

		Тяжесть последствий событий							
Частота возникновения с год ⁻¹	событий,	катастро- фическое событие	критическое событие	некритическое событие	событие с пре- небрежимо ма- лыми послед- ствиями				
Частое событие	>1	А	А	А	С				
Вероятное событие	А	А	В	С					
Возможное событие	10-2-10-4	А	В	В	С				
Редкое событие	10-4-10-6	А	В	С	Д				
Практически невероят- ное событие	<10 ⁻⁶	В	C	О	Д				

Градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие: приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потери объекта; невосполнимому ущербу окружающей среде;
- критическое событие: угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;

Ne⊓	048/[
<u>.</u> i	31						
Ż		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

- некритическое событие: не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- событие с пренебрежимо малыми последствиями: событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Уровни тяжести последствий:

- «А»: риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
- «В»: риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
- «С»: риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
- «Д»: риск пренебрежимо мал, анализ и принятие мер безопасности не требуется.

Результаты расчетов ожидаемой частоты отказов на рассматриваемом объекте представлены в таблице 18.

의										
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
подл.	3/П									
Инв. № подл.	31048/∏	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02		Лист 48
									Формат	A4

T. C . 10 D.				
Таблица 18 – Результаты	NACUETOR	ОЖИЛЯЕМОИ	UACTOTLI	UTKAZUB
Taominga to Tooymbiatible	puc ic icb	OM FIGURE WOR	IUCIOIDI	OINGSOB

	№ сценария	Тип оборудования	Опасное событие развития аварий- ной	Частота разгерметиза- ции*, год-1	Условная ве- роятность	Частота реализации опасного события развития аварийной ситуации, год-1	Категория частоты от- казов в соответствии с матрицей "частота - тяжесть последствий"	Категория отказов по степени риска в соответствии с матрицей "частота - тяжесть последствий"
чиком	С1_БКНС-1.1_маслобак	Маслобак	Пожар пролив	1,44E-03	8,00E-06	0,098	7,80E-07	Практически неверо- ятное событие
і Заказ	С2_ БКНС-1.1_маслобак	Маслобак	Экологическое загрязнение	1,44E-03	8,00E-06	0,903	7,22E-06	Редкое событие

_		
Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.	31048/П	

Изм	Коп уч	Пист	№ лок	Подп.	Лата

읟

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Показатели риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи приняты согласно Приложению №4 руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утверждено Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015г. №317).

Результаты оценки риска представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты оценки риска на рассматриваемо объекте

Показатоли виска	Максимальное зна-
Показатель риска	чение риска
Ожидаемая масса потерь опасных веществ при аварии, R _m , т/год	1,20E-06
Частота гибели одного и более человек при авариях, R _{нс1} , год ⁻¹	5,99E-10
Частота гибели 10 и более человек при авариях, Rнс10, год ⁻¹	0,0
Частота гибели 50 и более человек при авариях, Rнс50, год ⁻¹	0,0
Ожидаемый ущерб от аварий, R _У , тыс. руб./год	1,63E-01
Потенциальный риск, R _{max} год ⁻¹	3,24E-08
Коллективный риск , R _{кол} год ⁻¹	5,99E-010
Индивидуальный риск, R _{инд.тах} год ⁻¹	2,00E-010
Категория ОПО по уровню риска аварии	Малый риск аварии
0 00 5	

Согласно п. 22 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. № 144, на этапе установления степени опасности аварий на ОПО рекомендуется проводить сопоставительное сравнение значений полученных показателей опасностей и оценок риска аварий с фоновым риском аварий для данного типа ОПО или аналогичных ОПО.

Величина среднеотраслевого риска гибели людей на предприятиях нефтедобычи составляет 4,58E-05 (согласно данным официального сайта Ростехнадзора http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons). Индивидуальный риск гибели работника составляет - на рассматриваемом объекте не более 2,00E-010.

Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем – менее 0,1, что соответствует категории опасности ОПО по уровню риска аварий: «малый риск аварии», согласно таблице №6-3 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. № 144.

Таким образом, рассчитанные показатели риска гибели людей не превышают предельно допустимых значений среднеотраслевого риска гибели на предприятиях нефтедобычи.

IΥ	9/Γ						
01	48						
ΙŽ	Ő						
	7						
1 🖁	3						
Ż		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

2.3.1 Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и риска причинения вреда окружающей природной среде природной среде

Для оценки риска материального ущерба при авариях на декларируемом оборудовании использовались материалы подраздела 2.2.7 расчетно-пояснительной записки настоящей декларации.

Результаты расчетов максимального риска причинения ущерба имуществу и риска экологического ущерба по рассмотренным сценариям представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчетов максимального риска причинения ущерба имуществу и риска экологического ущерба

Номер сценария, вариант развития аварии	Риск экологического ущерба, тысяч рублей/год	Риск ущерба имуществу, тысяч рублей/год
С1_БКНС-1.1_маслобак	7,03E-05	1,43E-01
С2_БКНС-1.1_маслобак	0,00E+00	1,33E+00

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.	31048/□	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02	Формат	Лист 51

3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц

Единовременно на декларируемом объекте может содержаться до 1,510 тонн масла турбинного.

На объекте возможны аварийные ситуации, сопровождающиеся выбросом масла турбинного, пожаром. Основные поражающие факторы при авариях – тепловое излучение пожара.

Для площадки БКНС наиболее опасным по последствиям сценарием аварии может быть C1_БКНС-1.1_маслобак.

Средний размер ущерба $Y_{\mathbb{A}}$ при реализации данного сценария аварии может составить 196330,33 тыс. руб., в том числе:

- средний размер платы за загрязнение окружающей среды при аварии Y_{Soc} 7,03E-05 тыс. руб.;
- средние потери продукта или сырья Y_{Sm} и потери основных производственных фондов при аварии $Y_{S\Phi}$ в денежном выражении 1,43E-01 тыс. руб.

Вероятность реализации сценария составляет 7,80Е-07 год-1.

Для площадки БКНС наиболее вероятным сценарием аварии может быть C2 БКНС-1.1_маслобак.

Средний размер ущерба $Y_{\mathbb{A}}$ при реализации данного сценария аварии может составить 183752,92 тыс. руб., в том числе:

- средний размер платы за загрязнение окружающей среды при аварии Y_{Soc} 0,00 тыс. руб.;
- средние потери продукта или сырья Y_{Sm} и потери основных производственных фондов при аварии $Y_{S\Phi}$ в денежном выражении 167048,11 тыс. руб.

Вероятность реализации сценария составляет 7,22E-06 год⁻¹.

Расчет показателей риска аварий проводился для наиболее опасных составляющих объекта.

Результаты расчетов показателей риска аварий для наиболее опасных и вероятных сценариев аварий на объекте, представлены в таблице 21.

Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.	31048/∏	

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

1 =	•	· _	· -
1	TATLI NACUETOR NOKAZATENEN NUCKA	ABANNU JUO HANVUUGE VUSCHPI	Y U RENOGTHLIY CHEHANDER ARANDU HA ONTEKTE
I GONNIAGE I GOSTION	a ibi pac ic iob ilokasa iciicii piicka	аварии для палоолее опаспы	х и вероятных сценариев аварий на объекте

». mb	Наименование составляющих и/или производственных участков ОПО	Наименование сценария аварии	Частота реализации опасного со- бытия, год ⁻¹	Средняя масса потерь продукта или сырья при наиболее опасном и наиболее вероятном сценарии аварии, т (ma)	Средний размер платы за загрязнение окружающей среды при аварии, тыс. руб. (Y\$ ос)	Средние потери при аварии в денежном выражении, тыс. руб. (Y\$ m)	Средний размер ущерба при наиболее опасном и наиболее вероятном сценарии аварии, тыс. руб. (Ya)
НТЦ». т быты ком			Показатели риска авари	й для наиболее опасного	сценария аварии		
' & & 5 \(\frac{7}{2}\)	БКНС-1.1	С1_БКНС-1.1_маслобак	7,80E-07	1,510	90,16	167138,26	196330,33
неф нте ам п			Показатели риска аварий	для наиболее вероятного	сценария аварии		
НК «Рос докуме им лиц тчикол	БКНС-1.1	С2_БКНС-1.1_маслобак	7,22E-06	1,510	0,00	167048,11	183752,92
Документ разработан ООО «НК «Роснефть» Информация, содержащаяся в документе, мо раскрыта или передана третьим лицам толь по соелашению между Разработчиком и Заказ							

Инв. № подл. Подп. и дата Взам. инв. № 31048/П

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

읟

ZHB.

Взам.

Подп. и дата

Таблица 22 - Результаты оценки риска декларируемого объекта

Показатель риска	Максимальное зна- чение риска
Ожидаемая масса потерь опасных веществ при аварии, R _m , т/год	1,20E-06
Частота гибели одного и более человек при авариях, Rнс1, год-1	5,99E-10
Частота гибели 10 и более человек при авариях, Rнс10, год-1	0,0
Частота гибели 50 и более человек при авариях, Rнс50, год-1	0,0
Ожидаемый ущерб от аварий, R _у , тыс. руб./год	1,49E+00
Потенциальный риск, R _{max} год ⁻¹	3,238E-008
Коллективный риск , R _{кол} год ⁻¹	6,0E-010
Индивидуальный риск, R _{инд.тах} год ⁻¹	2,0E-010
Категория ОПО по уровню риска аварии	Малый риск аварии

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска

Согласно п. 22 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. № 144, на этапе установления степени опасности аварий на ОПО рекомендуется проводить сопоставительное сравнение значений полученных показателей опасностей и оценок риска аварий с фоновым риском аварий для данного типа ОПО или аналогичных ОПО.

Величина среднеотраслевого риска гибели людей на предприятиях нефтедобычи составляет 4,58Е-05 (согласно данным официального сайта Ростехнадзора http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons). Индивидуальный риск гибели работника на площадке БКНС составляет не более 2,00Е-010. Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем – менее 0,1, что соответствует категории опасности ОПО по уровню риска аварий: «малый риск аварии», согласно таблице №6-3 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016г. №144.

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Для поддержания надежности эксплуатации декларируемого объекта проектом предлагается осуществление следующих мер, направленных на снижение риска аварий:

Nº⊓c	048/Γ						
Инв.	31	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

- строительство декларируемого объекта выполнять в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектом специализированными организациями, имеющими опыт аналогичного строительства;
- для обеспечения качества строительства организовать технический надзор, во время всего строительства осуществлять пооперационный контроль за качеством строительно-монтажных работ;
- при строительстве использовать только материалы и оборудование, предусмотренные проектом;
- во время строительства осуществлять пооперационный контроль качества строительно-монтажных работ;
- после окончания монтажа в полной мере осуществить диагностический контроль и исправление обнаруженных дефектов в монтаже оборудования;
- приемку в эксплуатацию объекта осуществить в соответствии с требованиями действующей НТД;
- систематическое проведение работ по диагностике состояния трубопровода на базе современных технических средств;
- для борьбы с коррозией использовать изоляцию, постоянный контроль изоляционных и антикоррозионных покрытий стенок трубы;
- ежегодные планово-предупредительные ремонты;
- в полной мере осуществить автоматизацию и телемеханизацию технологического процесса, позволяющих осуществлять контроль и регулирование технологических параметров, и предупреждение аварийного состояния оборудования;
- систематическое наблюдение за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием их металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления, осуществление своевременного ремонта перечисленных элементов зданий и сооружений;
- после окончания монтажа в полной мере осуществить диагностический контроль и исправление обнаруженных дефектов смонтированного оборудования;
- перед пуском в эксплуатацию провести испытания на прочность и плотность смонтированного оборудования.

Только после претворения в жизнь проектных решений и вышеперечисленных дополнительных мероприятий, направленных на уменьшение риска аварий, может быть достигнута необходимая степень безопасности эксплуатации декларируемого объекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.
31048/∏		

MHB.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02

NHB. №

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности

Федеральный закон от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О	Принят Государственной думой
промышленной безопасности опасных производ-	20.06.1997г.
ственных объектов»	
Федеральные нормы и правила в области про-	Приказ Федеральной службы по экологи-
мышленной безопасности «Общие правила	ческому, технологическому и атомному
взрывобезопасности для взрывопожароопасных	надзору от 15.12.2020г. №533
химических, нефтехимических и нефтеперераба-	Зарегистрирован в Минюсте РФ
тывающих производств»	25.12.2020г. №61808
Федеральные нормы и правила в области про-	Приказом Федеральной службы по эко-
мышленной безопасности «Правила безопасно-	логическому, технологическому и атом-
сти в нефтяной и газовой промышленности»	ному надзору от 15.12.2020 №534
	Зарегистрирован в Минюсте РФ
	29.12.2020г. №61888
Федеральные нормы и правила в области про-	Приказом Федеральной службы по эко-
мышленной безопасности «Правила промышлен-	логическому, технологическому и атом-
ной безопасности при использовании оборудова-	ному надзору от 15.12.2020 №536
ния, работающего под избыточным давлением»	Зарегистрирован в Минюсте РФ
	31.12.2020r. №61998

4.2 Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки

	Номер тома	Обозначение	Наименование				
	2.1	1750621/0115Д-П-011.029.000- ПЗУ1-01	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженернотехнических мероприятий, содержание технологических решений				
	5.1	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС1-01	Подраздел 1. Система электроснабжения Подраздел 2. Система водоснабжения Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети				
일	5.2	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС2-01					
AHB.	5.4	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС4-01					
Взам.	5.5	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС5-01	Подраздел 5. Сети связи				
дата	5.7.1	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС7-01	Подраздел 7. Технологические решения Часть 2. БКНС. Текстовая часть				
Подп. и да	5.7.2	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС7-02	Подраздел 7. Технологические решения Часть 2. БКНС. Текстовая часть. Приложения. Графическая часть				
нв. № подл. Г 31048/П		175	лис 50621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02				

Кол.уч. Лист № док Подп. Дата

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим пицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

		i 60
Номер тома	Обозначение	Наименование
5.7.3	1750621/0115Д-П-011.029.000- ИОС7-03	Подраздел 7. Технологические решения Часть 3. Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников и перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда
8.1.1	1750621/0115Д-П-011.029.000- OOC1-01	Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды Часть 1. Охрана окружающей среды. Книга 1. Текстовая часть
9	1750621/0115Д-П-011.029.000- ПБ-01	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
8.1.1 9 12.22	1750621/0115Д-П-011.029.000- ГОЧС-01	Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами Часть 2. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

4.3 Перечень используемой литературы

- Информационный бюллетень федеральной службы по экологическому, техническо-1. му и атомному надзору. – 2002-2020. - №№1-108.
- Сучков В. П. «Транспорт и хранение нефтепродуктов», ЦНИИТЭнефтехим, 1995 г. 2.
- Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России» серия 3. «Безопасность в нефтегазовом комплексе» под ред. Дадонова Ю.А., Кершенбаума В.Я., ООО «Анализ опасностей», АНО «Технонефтегаз», М. 2001 г.
- 4. Безродный И. Ф., Гилетич А. Н. и др. «Тушение нефти и нефтепродуктов», МВД РФ, Москва, 1996 г.

		5. В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев «Теория и практика анализа риска в газовой промышленности», М., Минприроды РФ. 1996 г.								
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
подл.	П/8						ı			
Инв. № подл	31048/⊓	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02		Лист 57
	Формат А4									

61 ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ Таблица регистрации изменений Всего Номера листов (страниц) листов Номер Изм. Подп. Дата Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим пицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком изменёнзамененаннули-(страниц) док. новых ных рованных в док. ных Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл. 31048/□ Лист 1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02 58

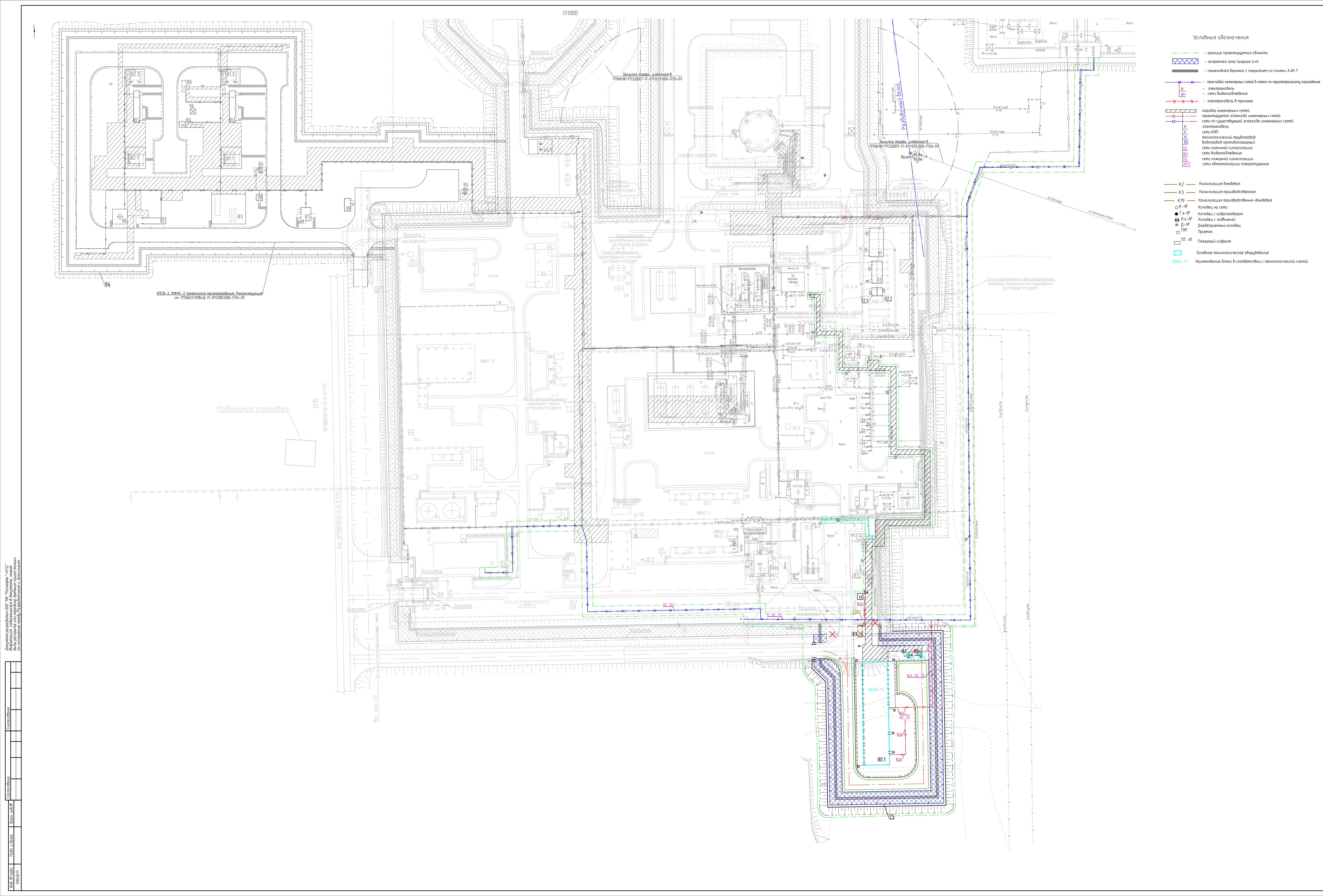
Кол.уч

Лист

№ док

Подп.

Дата



35 Трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ

..36.5 Прожекторная мачта

38 Номер не использован

40 Насосная нефти

7 Площадка входных сепараторов

39 Площадка буфера- накопителя

Площадка отстойников воды

Площадка дегазаторов воды

б Установка дозирования бактерицида

Установка дозирования деэмульгатора

48 Установка дозирования ингибитора коррозии

+5 Площадка конденсатосборников и расширительных камер

54 Емкость дренажная производственно-дождевых стоков, V=12,5 м3

З Насосная пластовой воды

49,50 Емкость дренажная, V=25 м3

2,53 Емкость для шлама, V=16 м3

56 Блок распределения воды

7 Слесарная мастерская

58 Холодный склад оборудования

60 Склад материально -технический

62 Площадка станций управления

1 Трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ

53 Номер использован (см. черт. 10017.01–3–E2–0–ГГ

70.1 Номер использован (см. черт. 10017.01–3–Е2–0–ГП)

59 Номер не использован

67...69 Номер не использован

70.2,70.3 Прожекторная мачта

1 Емкость уловленной нефти, V=16 м3

Экспликация зданий и сооружений (д.1750	619/1379Д)		
Наименование	Координаты квадрата		Экспл
паименооание	сетки	Номер	
лок БГНУ		на плане	
агон-дом для вахтового персонала		80.1	БКНС-1.1
		81	Дренажная емко
Экспликация зданий и сооружений (д.1750	619/1582Д)	82	Дренажная емко
Наименование	Координаты квадрата	83	Емкость подземная
Hadrienoounde	сетки	84	Установка дозир
граждение (переустройство)		75	Ограждение (пер
агон-дом охраны			!
мкость бытовых сточных вод V=5м³			7,450,000
ротивотаранное устройство			Эксплик
Экспликация зданий и сооружений (д.17506)	18/1172Д007)	Номер по генплану	
Наименование	Координаты квадрата сетки	1.11.3	Насосная ("Вогпетапг
BC-3000		2	Блок станции управле
		3	Площадка фильтров
мкость для производственно-дождевых стоков V=25 м³		4	Дренажная емкосі
ренажная емкость для уловленной нефти V=63 м³		5	Установка дозирован
рожекторная мачта с молниеприемником		6	Установка дозирован
граждение		7	Контрольно-пропускн
Экспликация зданий и сооружений (д.10017.01-2	2902-0-0)	8.1,8.2	Резервуар против
Наименование	Координаты	9	Блок-бокс для мотопо
	'		I

	81	Дренажная емкость V=5м³	-1A+50; 1Б+00
	82	Дренажная емкость сбора масла V=5м³	-1A+50; 16+00
	83	Емкость подземная производственно-дождевых сточных вод V=16м3 с насосом	-1A+50; 16+00
	84	Установка дозирования поглотителя кислорода (шкафного типа)	-1A+00; 15+00
	75	Ограждение (переустройство д.1750619/1582Д)	
		Экспликация зданий и сооружений (д.10017.01–1-	-Б2-0-ГП)

Экспликация зданий и сооружений (д.1750621/0115Д)

Координаты квадрата

cemku

-2A+00; 15+00

	cemku	84	Установка дозирования поглотителя кислорода (шкафного типа)	-1A+00; 15+00
		75	Ограждение (переустройство д.1750619/1582Д)	
			Экспликация зданий и сооружений (д.10017.01–1	1_Б2_0_ГП)
		Номер	Skennakadan soanaa a coopgikenaa (o. 10017.01	1 02 0 111)
518/	1172Д007)	ПО ГЕНПЛАНЯ	Наименование	Координаты
	Координаты квадрата сетки	1.11.3	Насосная ("Bornemann Pumps")	1A;36+50
	Cermito	2	Блок станции управления ("Bornemann Pumps")	1A+50;35+50
		3	Площадка фильтров	1А;3Б
		4	Дренажная емкость, V=8 м ³	1A;35
		5	Установка дозирования реагентов (ингибитор коррозии)	1А;3Б
		6	Установка дозирования реагентов (депрессатор)	1A;35
		7	Контрольно-пропускной пункт	1А;2Б
-240	12-0-ГП)	8.1,8.2	Резербуар противопожарного запаса воды, V=300 м ³	1A;2Б+50, 1A+50;2Б+50
	Координаты	9	Блок-бокс для мотопомпы	1A+50;2Б+50
	коороанашы	10	Блок-бокс для хранения пожарного инвентаря	1A+50;2Б
	1A+50; 4B	11	Трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ	1A;35+50
	2A+50; 2Б, 2А; 4Б	12	Дизельная электростанция	1A+50;25+50
	2A; 3Б+50	13	Емкость для дизтоплива, V=5 м ³	1A+50;36
		14	Электрощитовая	1A+50;35
	2A; 3Б	15	Операторная	1A;26+50
	2A; 3Б	16.116.4	Прожекторная мачта	2A;25, 1A;25, 1A;35, 1A;35+50
	2A+50; 3Б+50	17	Емкость дренажная производственно-дождевых стоков, V=12,5 м ³	2A;26+50
	2A+50; 3Б+50	18	Навес для временного хранения химреагентов	2A;26+50
	2A+50; 4B	19	Станция полной биологической очистки коммунальных сточных	1A+50;4B
	4A; 2Б+50		бод	
	3A; 3Б	20	Емкость дренажная очищенных бытовых стоков, V=8 м ³	1A;45
	2A; 3Б	21	Станция насосная хоз-бытовых стоков	1A+50;25
	2А; 3Б	22	Станция насосная противопожарная	1A+50;25+50
	2A; 3Б	23	Шлагбаум	1А;2Б
	2A+50; 3Б	24.1,24.2	Вышка для осмотра автотранспорта	1A;25
	2A+50; 3Б			
	2A+50; 3Б		Экспликация зданий и сооружений (д.175062	1/018/. Л\
	2А+50; 3Б	Номер		Т
	2A; 4Б	на	Наименование	Координаты квадрата сетки
	2A; 45	плане 45.1	Фильтры-коалесцеры	0A+50,00; 0Б-00,00
	2A+50; 2Б+50	81.1, 82.1	АВО газа	0A+50,00; -16-50,00/ 0A+50,00; -26-00,00
	2A+50; 2Б+50	81.2, 82.2	Дожимная компрессорная станция. Компрессорный блок	0A+50,00; -16-50,00/ 0A+50,00; -26-00,00
		81.3, 82.3	АВО антифриза	1A+00,00; -15-50,00/ 1A+00,00; -25-00,00
	2A+50; 2Б+50	83	Узлы учета газа	0A+00,00; -15-50,00
	1A+50; 4Б+50	84	Дренажная емкость	0A+50,00; -15-50,00
	1A+50; 4B	85	Азотная станция	0A+00,00; -25-00,00
		86	Pecubep asoma	0A+00,00; -2B-00,00 0A+00,00; -2B-00,00
		87		0A+00,00; -ZB-00,00 0A+00,00; 1Б+00,00
	2A; 45		Блок КТП с НКУ Емкость подземная производственно-дождевых сточных вод V=16м³ с насосом	1A+00,00; 1b+00,00
		88	<u>'</u>	
		89	Установка дозирования поглотителя кислорода(шкафного типа)	0A+50,00; -16-50,00
		90	Номер не использован	

2A; 46+50, 1A+50;46+50

91	Блок РУ 6 кВ	0A+00,00; 1Б+00,00
-92.2	Блок УКРМ	0A+00,00; 15+00,00
93	Номер не использован	
94	Ограждение	_
95	Емкость-конденсатосборник	0A+50,00; 0B-50,00
96	Прожекторная мачта	0A+50,00; -15-50,00
97	Блок УПП	0A+00,00; 1Б+00,00
98	Блок автоматики	0A+00,00; -15-50,00
99	Вагон-дом для вахтового персонала	0A+00,00; 1Б+00,00

План размещения основного технологического оборудования

000 "НК "Роснефть"-НТЦ

лазработан 000 "НК "Роснефть"—НТЦ". 1я, содержащаяся в документе, может 1ыта или передана третьим лицам только 1-нию между Разработ-чиком и Заказ-чиком

Докимент ра						
					•	
					•	
Anno	סביים				•	
Losnorohun	רטכיומרט					
	94	B3AM. UHD.N				
	Г		Г		1	

Экспликация трубопроводов

Обоз.	Наименование транспортируемого продукта	Группа и категори я труб.		условия провода Р, МПа	DN, mm	Ррасч., МПа	Примечание					
	Проектируемые трубопроводы											
3512/1	Пластовая вода от БН2 на БКНС-1.1	B/V	50	1,20	300	1,25	Теплоизоляция и электрообогрев					
3513/1	Пластовая вода от БКНС-1.1 в систему ППД	B-I	50	19,00	300	25,0	Теплоизоляция и электрообогрев					
3514	Вода от емкости ДЕ-16 систему пластовой воды	B/V	50	1,20	50	1,25	Теплоизоляция и электрообогрев					
4206	Дренаж (с пола) от БКНС-1.1	B/V	50	атм.	80	0,05	Теплоизоляция и электрообогрев					
4207	Дренаж (утечки от насосов) от БКНС-1.1	B/V	50	атм.	80	0,05	Теплоизоляция и электрообогрев					
4208	Дренаж маслоситемы БКНС-1.1	Б6-ІУ	50	атм.	50	0,05	Теплоизоляция и электрообогрев					
	Существ	ующие труб	опроводы				1 1					
T-423	Линия от насосной пластовой воды на БКНС	B/V	50	1,20	300	1,25	Теплоизоляция и электрообогрев					
T-401	Вода от ДГ-1,2 до шурфов №1,2,3,4,5,6	B/V	50	0,10,2	400	1,0	Теплоизоляция и электрообогрев					
T-415	Линия от шурфов на кусты 5,6, 2бис,10,11	Бδ-Ш	45	19,00	200	21,0	Теплоизоляция и электрообогрев					
3510-1	Пластовая вода от шурфов Ш1-Ш6	Бδ-Ш	45	19,00	200	21,0	Теплоизоляция и электрообогрев					
3510-2	Пластовая вода от шурфов Ш7-Ш9	B-I	45	19,00	200	21,0	Теплоизоляция и электрообогрев					
3511	Пластовая вода от шурфов Ш1-Ш9 на кусты скважин №3,4	B-I	45	19,00	300	21,0	Теплоизоляция и электрообогрев					

Экспликация оборудования

		000	39000011071	
Обозна- чение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
БКНС-1.1	Блочная кустовая насосная станция	1	БКНС-240-1900-4-ПОВОА1Ч1Р1НО-УХЛ-СО	
	ЦН-1/1 – ЦН-1/4	4	Q=240 м³/ч, H=1900 м	3 раδ., 1 рез.
ДЕ-1	Дренажная емкость с	1	EП5-1300-1-/15-КО-Н-ЧХ/ІСО V=5 м³, PN 0,05 МПа, DN 1600 мм	1 резервный
ПЦН-10	с полупогружным насосом ННВП 6,3/120	2	ННВП-12-2,5-М3-Ех-УХЛ-СО Q=6,3м³/ч, Н=120м EП5-1300-1-Л5-КО-Н-УХЛСО	3 раб., 1 рез.
ДЕ-2	Дренажная емкость сбора масла	1	ENS-1300-1-75-K0-H-9X7C0 V=5 m³, PN 0,05 MNa, DN 1600 mm	

Условные обозначения:

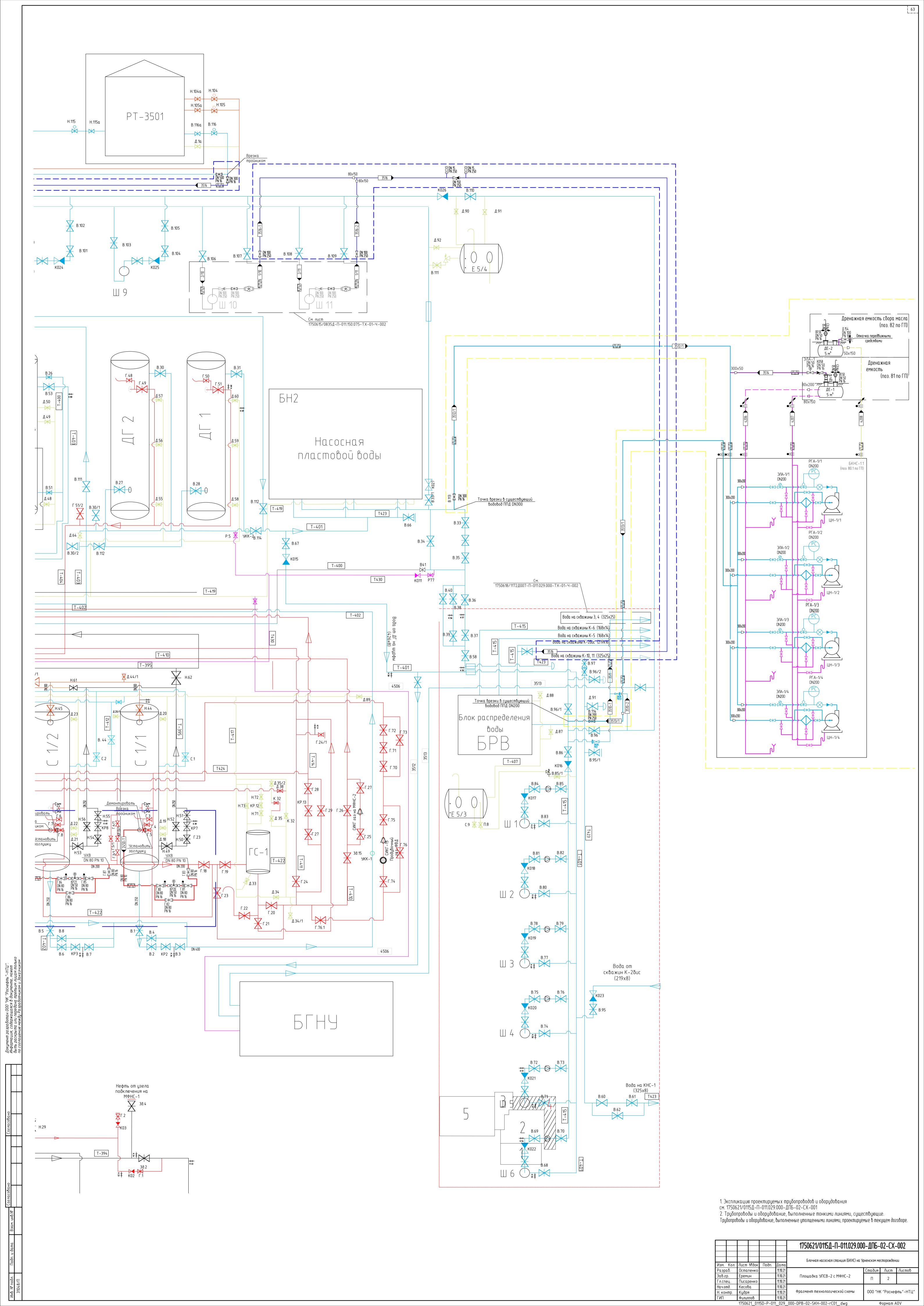
Задвижка клиновая фланцевая Фланцевая пара Клапан фланцевый Задвижка клиновая муфтовая Граница теплоизоляции Кран шаровый фланцевый Теплоизоляция с электрообогревом Кран шаровый муфтовый Теплоизоляция Задвижка с электроприводом Условный диаметр трубопровода, мм Клапан обратный Pacчетное давление трубопровода, кгс/см²Смена условного диаметра Огнепреградитель Расходомер Клапан дыхательный РИ 40 РИ 6 Граница расчетных давлений Фильтр Клапан запорно-регулирующий электроприводной Ø Затвор дисковый Клапан регулирующий электроприводной Вентиль Клапан регулирующий с ручным приводом Указатель потока (смотровое стекло) Клапан запорный электромагнитный Клапан термостатический Фланцевая пара с обтюратором Гидрозатвор 1111 Номер и направление потока Блок предохранительных клапанов Клапан предохранительный Фильтр сетчатый конусный Быстроразъемное соединение Запорно-регулирующий кран Заглушка муфтовая Запорно-регулирующая задвижка Кран трехходовой Продувка/пропарка - Напорный дренаж - – Масло - Самотечный дренаж Зона реконструкции договора ш. 1750621/0184Д —— – Газовый конденсап

						1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02-СХ-001								
Изм.	Кол.цч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Блочная кустовая насосная станция (БКНС	Блочная кустовая насосная станция (БКНС) на Урненском месторождении							
Разр	αδ.	Остапенко		11.10.21		Стадия	/lucm	Листов						
3ჲზ. გ	гр.	Еремі	JH		11.10.21	Площадка УПСВ-2 с МФНС-2		1	כ					
Гл. сг	пец.	Πυςαμ	ренко		11.10.21		11	l	ز					
Нач.	отд.	Кесово	l		11.10.21									
Н. ко	Н. контр. Кудря ГИП Филиппов		Я		11.10.21	Экспликация оборудования и трубопроводов	000 "НК "Роснефть"-НТЦ"							
ГИП			пов		11.10.21									

1750621_0115D-P-011_029_000-DPB-02-SKH-001-rC01.dwg

Формат АЗ

Зона строительства текущего договора



1750621/0115Д-П-011.029.000-ДПБ-02-СХ-003 Блочная кустовая насосная станция (БКНС) на Урненском месторождении Разраб. тадия Лист Листов 3ав. гр. БКНС-1.1 Гл.спец. Нач.отд. Писаренко Кесова 000 "НК "Роснефть"-НТЦ Н. контр. Монтажно-технологическая схема Филиппов 1750621 0115D-P-011 029 000-DPB-02-SKH-003-rC01.dwg Формат А1

	- 73	3018	Дренаж масла в бак Б18		Б6-IV	3555	атм.	32	0,2	
				. — Услові	ные обо:	значения	7			
			Оδознαчение			Наим	енование			
	' [№ 1	Клапан запорн	о-регулиј	эующий "д	о себя" с :	электроп	риводом	
			M	Задвижка норм	ально от	крытая в	рабочем с	остоянии	с ручным	приводом
			×	Клапан обратн	ыū					
			© ⋈	Задвижка с эле	ктроприв	мобой				
			\Leftrightarrow	Фильтр						
			\sim	Ультразвуков	doū pacxo	домер				
			Ø X	Отборное устр	ойство да	авления				
			\Leftrightarrow	Маслоохладиг	пель					

	Schoolist 6003Ha lenah
Обозначение	Наименование
M M	Клапан запорно-регулирующий "до себя" с электроприводом
×	Задвижка нормально открытая в рабочем состоянии с ручным приводом
M	Клапан обратный
© ₩	Задвижка с электроприводом
\Diamond	Фильтр
\sim	Ультразвуковой расходомер
Ø \$	Отборное устройство давления
$\qquad \qquad \bigoplus \{$	Маслоохладитель
	Граница заводской поставки

73018	Дренаж масла в бак Б18		Бв-IV	3555	атм.	32	0,2			
		Услов	ные обо:	значения	Ā					
	Оδознαчение			Haum	іенованиє	2				
	W I	Клапан запорно-регулирующий "до себя" с электроприводом								
	×	Задвижка нормально открытая в рабочем состоянии с ручным приводом								
	×	Клапан обратный								
	© **	Задвижка с эле	ekmponpul	мобос						
	\Diamond	Фильтр								
	\sim	Ультразвуко	дой расхо	домер						
	⊘ ≭	Отборное устройство давления								
	↔ 8	Маслоохладитель								
	<u> </u>	Luanina saba	الإدلامي الم	cma byu						

							,			
7208	Слив масла в бак Б8		Бв-ІУ	3555	менование	50	0,2			
73018	Дренаж масла в бак Б18		Бв-ІУ	3555	атм.	32	0,2			
		Услов	ные обо:	значения	7					
	Обозначение			Haum	іенованиє	2				
	A I	Клапан запорно-регулирующий "до себя" с электроприводом								
	M	Задвижка норм	ально от	крытая в	рαδочем (остоянис	і с ручным	1 приводом		
	M	Клапан обратн	ныū							
	© X	Задвижка с элі	ектроприв	мобо						
	\Diamond	Фильтр								
	\sim	Ультразвуко	вой расхо	домер						
	Ø \$	Отборное устройство давления								
-	<u> </u>	M								

7207	Слив масла в бак Б7		Бв-ІУ	3555	атм.	50	0,2				
7208 Слив масла в бак Б8				3555	атм.	50	0,2				
73018	Дренаж масла в бак Б18		Бв-ІУ	3555	атм.	32	0,2				
		Услов	ные обо:	значения	a						
	Обозначение	Наименование									
Клапан запорно-регулируюц						ующий "до себя" с электроприводом					
	×	Задвижка норм	ально от	крытая в	ραδοчем α	остоянии	і с ручным	і приводом			
	\bowtie	Клапан обратн	ны ū								
	© X	Задвижка с эле	ектроприв	мобом							
	\Diamond	Фильтр									
	\sim	Ультразвуко	вой расхо	домер							
	Ø \$	Отборное устр	ойство да	авления							

Экспликация проектируемых трубопроводов

Κлαсс и

кат.

труб.

Маслосистема

Бв-IV

Б6-IV 35...55

Бв−IV 25...35

Бв−IV 35...55

Бв-IV 25...35

Б6-IV 35...55

Б6-IV 25...35

Бв-IV 35...55

Б6-IV 25...35

Бв-IV 35...55

Б6-IV 25...35

Б6-IV 35...55

Б6−IV 25...35

Бв-IV 35...55

Б6-IV 25...35

Б6-IV 35...55

Бв-IV 35...55

Б6-IV 35...55

Бв-IV 25...35 0,6

Бв-IV | 35...55 | атм.

Наименование транспортируемого продукта

4208 | Дренаж маслоситемы БКНС-1.1

7101-1,2 Масло от бака Б1 на насосы Н1, 2

7103-1,2 Масло от бака Б2 на насосы Н3, 4

7105-1,2 Масло от бака БЗ на насосы Н5, 6

7107-1,2 | Масло от бака Б4 на насосы Н7, 8

7109-1,2 Масло от бака Б5 на насосы Н9, 10

7106 Масло на спазку с сли

Масло на смазку и охлаждение подшипников наоса ЦН-1/1

Масло на смазку и охлаждение электродвигателя ЦН-1/1

Масло на смазку и охлаждение

Масло на смазку и охлаждение электродвигателя ЦН-1/2

Масло на смазку и охлаждение

Масло на смазку и охлаждение

Масло на смазку и охлаждение электродвигателя ЦН-1/4

Масло на смазку и охлаждение

подшипников наоса ЦН-1/3

7111-1,2 | Масло от бака Б6 на насосы Н11, 12

7113-1,2 Масло от бака Б7 на насосы Н13, 14

7115-1,2 Масло от бака Б8 на насосы Н15, 16

электродвигателя ЦН-1/4

7201 Слив масла в бак Б1

7202 | Слив масла в бак Б2

7203 | Слив масла в бак БЗ

7204 Слив масла в бак Б4

7112 | Масло на спазку в слития ЦН-1/3

и Рабочие условия прубопровода DN, мм Ррасч., МПа

50

50

32

50

32

50

32

50

32

50

32

50

32

50

32

50

32

50

50

50

50

0,05

0,6

1,0

0,6

1,0

0,6

1,0

1,0

1,0

0,2

0,2

0,2

amm.

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

0,6

0,01

атм.

атм.

50

Примечание

	Экспликация проект	пируемо	го оборудования		7204	4	Слив масла в бак Б4		Бв-IV	3555	атм.	50	0,2
Обозна- чение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание	7205	5	Слив масла в бак Б5		Бв-IV	3555	атм.	50	0,2
ЦН-1/14	Центробежный насос БКНС-1.1	4	Q=240м³/ч, H=1900м, Nн= 1600 кВт	2 рαδ, 1 рез	7206	6	Слив масла в бак Б6		Бв-IV	3555	amm.	50	0,2
H1H16	Насос маслоситемыНМШ5-25- 4,0/4	16	Q=4м³/ч, H=60м, Nн= 1,1 кВт	8 раб, 8 рез	7207	7	Слив масла в бак Б7		Бв-IV	3555	атм.	50	0,2
Ф14	Фильтр сливной фланцевый ФС-3	4	DN200, P=1,6 МПа, размер ячейки сетки фильтра— не		7208	18	Слив масла в бак Б8		Бв-IV	3555	атм.	50	0,2
		,	более 0,4мм		7301		Дренаж масла в бак Б18		Бв-IV	3555	атм.	32	0,2
Б1Б8	Бак масляный	8	-										
Фм1Фм16	Фильтр маслосистемы	16	-					Услов	ловные обозначения				
AT1AT8	Маслоохладитель (воздушный)	8	-				0803начение			Наим	еновани	2	
			<u> </u>				M T	Клапан запорн	о-регулиј	эующий "д	о себя" с	электроп	риводом
							M	Задвижка норм	ально от	крытая в	рабочем і	состоянии	і с ручным
							\bowtie	Клапан обратн	ыū				
							<u> </u>						

Экспликация проектируемых трубопроводов

καm.

труδ.

B/V

B/V

B/V

B/V

B/V

B-I

B-I

B-I

B-I

B/V

Наименование транспортируемого продукта

3512/1 Пластовая вода от БН2 на БКНС-1.1

3512/1-1 Вода на прием ЦН-1/1

3512/1-2 Вода на прием ЦН-1/2

3512/1-3 Вода на прием ЦН-1/3

3512/1-4 Вода на прием ЦН-1/4

3513/1-1 Вода от ЦН-1/1

3513/1-2 Вода от ЦН-1/2

3513/1-3 Вода от ЦН-1/3

3513/1-4 Вода от ЦН-1/4

4206 | Дренаж (с пола) om БКНС–1.1

4206-1...4 | Дренаж (с пола) om БКНС-1.1

4207/1-1 Закрытый дренаж от ЦН-1/1

4207/1-2 | Закрытый дренаж от ЦН-1/2

4207/1-2 | Закрытый дренаж от ЦH-1/2

4207/1-2 | Закрытый дренаж от ЦН-1/2

4207/2-1 Утечки от насоса ЦН-1/1

4207/2-2 Утечки от насоса ЦН-1/1

4207/2-3 Утечки от насоса ЦН-1/1

4207/2-4 Утечки от насоса ЦН-1/1

4207 | Дренаж (утечки от насосов) от БКНС–1.1

3513/1 Пластовая вода от БКНС-1.1 в систему ППД

Рабочие условия

трубопровода

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

50

1,20

1,20

1,20

1,20

1,20

19,00

19,00

19,00

19,00

19,00

атм.

300

200

200

200

200

300

200

200

200

200

80

50

80

50

50

50

50

50

50

50

50

Р расч.,

1,25

1,25

1,25

1,25

1,25

25,0

25,0

25,0

25,0

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

0,05

Примечание

-рнғодО

NZ M2 M3	E
DN300 3512/1 DN300 3513/1 DN80 4206	DN32 7110 DN32 71112 DN32 71114 DN32 71114 DN32 71116 AT7 28 AT8
	ΦΜ1 [ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ ΣΧΙ
	61 62 63 64 65 66 67 688
	X X X X X X X X X X X X X X X X X X X
DN50 4206-1 300×200	DN32 7102 DN200 3513/1-1

ЦН-1/2 (

ЦН-1/3 (

ЦН-1/4

7112

7112

DN32 7108 DN32 7106

300x200

300x200

DN50 4206-3

300x200

DN50 4206-4

300x200

300x200

Документ разработан 000 "НК "Роснефть"–НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

Монтажно-технологическая схема

	_						
						1	
		_					
32			_				
16							
Т8							
> Þм16							
7							
X							
116						' 	
7308						ļ 1	
Y							
							
X							
						' 	
) 	
						ļ	
		•					