

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты  
№№ 104, 111)**

**Проектная документация**

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта**

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,  
содержание технологических решений**

**Книга 4 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа**

**19z2015-PD-ILO.IOS3.4**

**Том 4.3.4**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты  
№№ 104, 111)**

Проектная документация

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного  
объекта

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического  
обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание  
технологических решений

Книга 4 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

19z2015-PD-ILO.IOS3.4

Том 4.3.4

Заместитель директора филиала по  
проектированию

А.А.Югов

Главный инженер проекта

К.Э.Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

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

Обозначение	Наименование	Примечание
19z2015-PD-ILO.IOS3.4.C	Содержание тома 4.3.4	2
19z2015-PD-СП	Состав проектной документации	3
19z2015-PD-ILO.IOS3.4.ТЧ	Текстовая часть	4
19z2015-PD-ILO.IOS3.4.GCH-1	Графическая часть	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.C

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
						СОДЕРЖАНИЕ ТОМА		
Разраб.						Стадия	Лист	Листов
Проверил						П	1	1
Нач.отд.						ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
Н.контр.						ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
ГИП								

Состав проектной документации приведен в томе 19z2015-PD-СП

Согласовано							19z2015-PD-СП					
	Взам. инв. №		СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ				Стадия	Лист	Листов			
	Подп. и дата					П	1	1				
Инв. № подл.		Разраб.				ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми						
		Проверил										
		Нач.отд.										
		Н.контр.										
		ГИП										



20 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 24

21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе..... 25

22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов ..... 25

23 Мероприятия и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов ..... 27

24 Приложение А ..... 30

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

							19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ	Лист
								2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 1 Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства, обеспечивающих функционирование линейного объекта

Данной проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин кустов №№104, 111 Касибского нефтяного месторождения.

## 2 Перечень зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Согласно техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документацией предусматривается строительство следующих технологических сооружений:

- обустройство скважины;
- индивидуальное замерное устройство;
- устройства запуска и приема очистных устройств;
- узел запорной арматуры;
- технологические трубопроводы.

## 3 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Назначение проектируемых объектов:

- добыча, сбор и замер продукции добывающих скважин, транспорт продукции добывающих скважин в систему сбора ООО «УралОйл» в районе ППСН «Касибский».

- закачка пресной технической воды в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления;

- обеспечение электроснабжения проектируемых сооружений, обеспечение подъезда к кустовым площадкам;

- подключение проектируемых объектов к системе телемеханики ЦДНГ-12.

Цель строительства новых кустовых площадок – необходимость увеличения добычи нефти и попутного нефтяного газа на Касибском месторождении.

Планируемые объемы добычи нефти и жидкости добывающих скважин приняты на основании технических условий отдела добычи нефти УТДНиГ от 28.06.2019г. и приведены в таблице 1.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ	Лист
							3
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 1 – Планируемые объемы добычи нефти и жидкости добывающих скважин

Номер куста скважин	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут
104 ИТОГО	104	11,8	14,8
	105	11,8	14,8
	106	9,9	12,4
		<b>33,5</b>	<b>42,0</b>
111 ИТОГО	110	25,3	31,6
	111	25,3	31,6
	113	14,7	18,4
	114	14,7	18,4
		<b>80</b>	<b>100</b>

#### 4 Характеристика принятой технологической схемы сбора и транспорта нефти

Сбор и транспорт нефти с проектируемых кустов предусматривается по однострунной герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти и газа приведена на листе 19z2015-PD-ILO.IOS3.6.GCH-1.

Продукция проектируемых добывающих скважин кустов №№111, 104 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по выкидным трубопроводам поступает на устройство замера дебита жидкости СКЖ и далее по нефтегазосборным трубопроводам транспортируется на ППСН «Касибский» ООО «УралОйл».

Замер дебита скважин осуществляется счетчиками жидкости, размещаемых на приустьевых площадках скважин.

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин предусматриваются один способ эксплуатации:

- электропогружным центробежным насосом (ЭЦН).

Для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в глубинно-насосном оборудовании (ГНО) проектируемых скважин, при способе эксплуатации ЭЦН, применена установка депарафинизации скважин.

Для очистки от парафина на нефтегазосборном трубопроводе от куста №111 предусмотрены устройства запуска Ш-УПП-1-150-4,0-ХЛ1-Ф и приема очистных устройств Ш-УПП-2-150-4,0-ХЛ1-Ф.

Очистка выкидных трубопроводов и нефтегазосборного трубопровода от куста №104 предусматривается методом периодических промывок ввиду их

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ				
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	



небольшой протяженности или недостаточной скорости для запуска очистного устройства.

В начальный период эксплуатации кустов скважин установка блоков подачи реагента на площадках скважин не предусматривается, поскольку средняя обводненность продукции скважин в начальный период эксплуатации составляет 10%. По мере увеличения обводнённости продукции скважин необходимо проводить мониторинг вязкости нефтяной эмульсии. В случае необходимости предусмотреть установку блока подачи реагента. С целью исключения передозировок реагента в систему сбора необходимо проводить в промышленных условиях корректировку расхода, исходя из замера давления в начале трубопровода, в который подается деэмульгатор, и контроля степени разрушенности эмульсии по агрегативной устойчивости в конце трубопровода.

## 5 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

Температура транспорта продукции скважин изменяется от +5 до +15°C в зависимости от времени года и исходя из опыта эксплуатации месторождений.

Согласно техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» рабочее давление в проектируемых нефтегазопроводах и выкидных трубопроводах принято 4,0 МПа (максимальное давление при котором возможно нормальное протекание технологического процесса).

## 6 Требования к организации производства

Проектируемые объекты входят в сферу производственной деятельности ЦДНГ №12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Оперативное управление производством будет осуществляться администрацией ЦДНГ №12.

Режим работы проектируемых объектов – непрерывный, круглогодичный.

Для осуществления технологического процесса составляется технологический регламент по эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов систем сбора нефти, в котором указываются требуемые параметры работы оборудования и трубопроводов, порядок технического обслуживания трубопроводов. Обслуживающий персонал обеспечивает проведение технологического процесса путем управления насосами, потоками жидкостей и газов, обеспечивает контроль режима работы оборудования, обслуживание оборудования, арматуры, трубопроводов с соблюдением технологического регламента и требований действующих нормативных документов.

Затраты труда определяются составом и количеством сооружений, особенностями их обслуживания (например, необходимость периодической промывки, продувки или очистки), оснащённостью сооружений средствами телемеханики.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ	Лист
							5
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 7 Обоснование потребностей в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения транспорта нефти и газа требуются следующие основные расходные ресурсы:

- электроэнергия для насосного оборудования и других электроприемников;
- горячая нефть для промывки трубопроводов от АСПО.

Расчет потребления электроэнергии приведен в томе 19z2015 -PD-ILO.IOS3.1.

Количество горячей нефти для промывки трубопроводов от АСПО определено, исходя из протяженности трубопроводов и опыта эксплуатации трубопроводов. Ориентировочно для промывки потребуется 54 м<sup>3</sup> горячей нефти в год.

## 8 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергоресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Для учета электроэнергии, потребляемой электроприемниками проектируемых объектов, питающие КТП-6/0,4кВ на кустах скважин укомплектованы счетчиками типа ПСЧ-4ТМ.

Количество горячей нефти для промывки трубопроводов в процессе эксплуатации определяется по объему автоцистерны для перевозки горячей нефти.

## 9 Описание источников поступления сырья и материалов

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство кустов скважин №№ 111, 104 Касибского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Источником поступления водонефтегазовой смеси является продуктивный пласт Тл2б Касибского нефтяного месторождения.

Физико-химические свойства и состав нефти, попутного нефтяного газа Касибского нефтяного месторождения приведены в таблицах 9.1, 9.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19z2015-PD-ILO.IOS3.4.ТЧ	Лист
								6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

Таблица 9.1 – Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность при 20 °С	кг/ м <sup>3</sup>	834-837
Вязкость динамическая - при 20 °С; - при 50 °С	мм <sup>2</sup> /с	6,10-7,14 3,32-3,64
Температура плавления парафина	°С	51,8-59,4
Содержание:	% объём.	
- парафинов		2,57-7,05
- асфальтенов		0,49-1,53
- смол силикагелевых		10,02-12,50
- серы		0,68-1,24
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	52,4-54,4
Фракционный состав:	%	
- до 100 °С		6,0-12,0
- до 150 °С		16,0-24,0
- до 200 °С		28,0-34,0
- до 250 °С		36,0-43,5
- до 300 °С		48,0-54,5

Таблица 9.2 - Физико-химические свойства и состав нефтяного газа

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1,564
Содержание:	% объём.	
- метан		22,23
- этан		14,8
- пропан		18,95
- изобутан		3,54
- н-бутан		8,38

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

7



Таблица 11.1– Состав проектируемых сооружений

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
<b>1 этап. Куст №111</b>				
1	ЭЦН (скв. №110, 111, 113, 114)	шт.	4	Электропогружные насосы ЭЦНД5-25-2000; с вентильным электроприводом 1ВЭДБТ26 -117/3М1В5 N=26 кВт со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача –25м <sup>3</sup> /сут; - напор – 2000 м. Рекомендуемый изготовитель – ООО «Борец».
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	4	МДС-010 «Лебедка Сулейманова», N=0,37 кВт; с лубрикаторм и площадкой обслуживания лубрикатора
3	Индивидуальные измерные устройства	шт.	2	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСКЖ-2М и обогревателем КТО-2. Верхний предел измерений – до 30 т/сут. Рабочее давление – 40 кгс/см <sup>2</sup> . Климатическое исполнение – УХЛ1
4	Индивидуальные измерные устройства	шт.	2	Счетчик жидкости СКЖ-60-40 с вычислителем БЭСКЖ-2М2 и обогревателем КТО-2-12К. Верхний предел измерений – до 60 т/сут. Рабочее давление – 40 кгс/см <sup>2</sup> . Климатическое исполнение – УХЛ1
5	Выкидные трубопроводы	м	60,5	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

9

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
6	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»:	км	7,005-общая длина	
	Линейная часть	км	6,8331	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (подземный участок)	км	0,068	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (надземный участок)	км	0,1039	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
7	Устройство запуска очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-1-150-4,0-УХЛ1-Ф
8	Устройство приема очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-2-150,0-УХЛ1-Ф
<b>2 этап. Куст №104</b>				
1	ЭЦН (скв. №104,105,106)	шт.	3	Электропогружные насосы ЭЦНД5-15-2000; с вентильным электроприводом 1ВЭДБТ26 -117/3М1В5 N=26 кВт со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача – 15м³/сут; - напор – 2000 м. Рекомендующий изготовитель – ООО «Борец».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	3	МДС-010 «Лебедка Сулейманова», N=0,37 кВт; с лубрикаторм и площадкой обслуживания лубрикатора
3	Индивидуальные замерные устройства	шт.	3	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСКЖ-2М и обогревателем КТО-2. Верхний предел измерений – до 30 т/сут. Рабочее давление – 40 кгс/см <sup>2</sup> . Климатическое исполнение – УХЛ1
4	Выкидные трубопроводы	м	59,1	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки», в том числе линейная часть	км км	0,17587 0,11007	Ø114x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС

### **Обустройство устьев скважин**

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается один вариант эксплуатации скважин - погружным центробежным насосом (ЭЦН).

Для скважин №№110,111,113,114 (куст №111):

- электропогружной центробежный насос в коррозионно-износостойком исполнении со ступенями КДС типа ЭЦНД5-25-2000 с вентильным электроприводом 1ВЭДБТ26-117/3М1В5 со станцией управления с частотным регулированием с трансформатором.

Подача насоса – 25 м<sup>3</sup>/сут.

Напор – 2000 м.

Мощность двигателя – 26 кВт.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

11

Напряжение питания – 800 В.

Синхронная частота вращения – 3000 об./мин

Для скважин №№104,105,106 (куст№104):

- электропогружной центробежный насос в коррозионно-износостойком исполнении со ступенями КДС типа ЭЦНД5 -15-2000 с вентильным электроприводом 1ВЭДБТ26-117/3М1В5 со станцией управления с частотным регулированием с трансформатором.

Подача насоса – 15 м<sup>3</sup>/сут.

Напор – 2000 м.

Мощность двигателя – 26 кВт.

Напряжение питания – 800 В.

Синхронная частота вращения – 3000 об./мин.

Результаты подбора насосных установок приведены в приложении А.

Обустройство добывающих скважин кустов №№111, 104 предусмотрено устьевой арматурой АФК1-65-14-К1-УХЛ1, устанавливаемой на колонную обвязку КОС21-146x245К1 УХЛ1.

Комплект оснащен надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными задвижками типа ЗД. Минимальные свободные объемы в задвижках данного типа обеспечивают гарантию от попадания и замерзания жидкости.

*Техническая характеристика комплекта устьевого:*

- диаметр условного прохода ствола – 65 мм;
- диаметр условного прохода в боковых отводах – 65 мм;
- рабочее давление – 14 МПа;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- температура скважинной среды – до +80°С;
- стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89 – К1;
- уровень технических требований к комплекту – УТТ1 (PSL1) по ГОСТ Р 51365-99 (общепринятые правила, характерные для широкого спектра производства);
- срок службы – не менее 15 лет.

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. Согласно ВНТП 3-85, п. 2.17, для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				





Наименование	Ед. изм.	Характеристика
Расчетное давление	МПа	4,0

Запуск и прием очистных устройств осуществляется без прерывания потока транспортируемой среды. Устройства запуска и приема оборудованы манометрами и сигнализаторами прохождения очистных устройств. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые торпеды или шары.

Дренаж из устройств предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках с последующим вывозом и утилизацией на ППСН «Касибский».

Ввиду того, что при запуске и приеме очистных устройств объем утечек с устройств запуска и приема не превышает 10 литров, дополнительные дренажные емкости не предусматриваются.

Срок эксплуатации оборудования составляет не менее 20 лет.

Площадка устройства приема размещается в ограждении высотой 2 м с калиткой.

На ограждении устанавливается знак безопасности, на котором выполняются соответствующие запрещающие и указательные надписи согласно требованиям СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" предупредительными знаками безопасности и надписями».

Для устройств запуска и приема, запорной арматуры и технологической обвязки предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

### ***Технологические трубопроводы***

В состав технологических трубопроводов входят выкидные трубопроводы и нефтегазопроводы в пределах кустовых площадок и на территории площадки ППСН «Касибский».

Строительство технологических трубопроводов принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х5мм, 114х5 и 159х5мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В по ГОСТ 8731-74.

Для надземных участков приняты трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS. Для подземных участков приняты трубы с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавки полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблица №1)).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

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

										Лист
										14
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ				

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы) и ГОСТ 17376-2001 (тройники). Материал – сталь 20. Детали трубопроводов предусмотрены с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС. Для установки защитных втулок на концах деталей трубопроводов привариваются катушки.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается термоусаживающимися материалами «ТИАЛ-Л». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Расчетный срок службы труб и деталей – 20 лет.

Прокладка выкидных трубопроводов от приустьевых площадок скважин и нефтегазосборных трубопроводов в пределах кустовых площадок предусматривается подземно.

Глубина заложения трубопроводов в пределах обвалования куста скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34, принята не менее 0,6 м до верха образующей трубы; в местах пересечения с подземными коммуникациями расстояние в свету между трубопроводами выдержано не менее 0,35 м, между трубопроводом и кабелем – не менее 0,5 м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Пересечение проектируемых технологических внутрикустовых проездов технологическими трубопроводами предусмотрено в защитном кожухе с углом пересечения близким к 90°. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Подземные трубопроводы подключаются к системе электрохимзащиты.

Выкидные трубопроводы в пределах приустьевых площадок скважин размещены надземно, на несгораемых опорах. Нефтегазосборный трубопровод на площадке ППСН «Касибский» – запроектирован на несгораемых опорах согласно п.2.192 ВНТП 3-85, с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность опорожнения трубопровода при остановке, на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли до низа трубы.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов на площадках скважин не предусматривается ввиду их малой протяженности. Ввиду значительной протяженности теплоизолируется надземный участок трубопровода и запорной арматуры на площадке ППСН «Касибский». В качестве теплоизоляционного материала используются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на основе горных пород базальтовой группы на синтетическом связующем. Покровный слой теплоизоляции – сталь оцинкованная толщиной 0,7 мм. Для

Инв. № подл.	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				
19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
					Лист
					15

теплоизоляции арматуры используются съемные конструкции. Для проведения диагностики в теплоизоляционном покрытии предусмотрены технологические окна.

На покровный слой теплоизолированных трубопроводов наносится опознавательная окраска в соответствии с СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Согласно гидравлическому расчету давление на кустах скважин составляет от 1,21 до 1,4 МПа.

Результаты гидравлического расчета представлены в томе 19z2015-PD-ТКР1.1.

Рабочее давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа (максимальное давление при котором возможно нормальное протекание технологического процесса).

Расчетное давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа, т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания составляет 4,0 МПа (на выкидных трубопроводах в обвязке скважины до отключающей задвижки установлен электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении  $P=4,0$  МПа останавливается привод насоса).

Категории технологических трубопроводов определены согласно ГОСТ 32569-2013 п.5.1 и указаны в таблице 11.3.

Таблица 11.3 Категории технологических трубопроводов

№ пп	Наименование трубопровода	Параметры		Группа среды (класс)	Категория	Обозначение документа
		Давление рабочее/расчетное, МПа	Температура, °С			
1	Выкидные трубопроводы	4,0/4,0	5...15	Б(а)	I	ГОСТ 32569-2013
2	Нефтегазосборные трубопроводы в пределах кустовых площадок и на территории площадки ППСН «Касибский»	4,0/4,0	5...15	Б(а)	I	

Объем контроля сварных соединений согласно ГОСТ 32569-2013 п.12.3.5 составляет 20 % радиографическим методом от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка.

Гидравлическое испытание трубопроводов на прочность выполняется, согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.2, давлением  $P_{пр}=1,43 \cdot P_{расч}$ . Трубопроводная система выдерживается при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление уменьшается до расчетного давления и проводится испытание на плотность, во время которого все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения подвергаются тщательному визуальному осмотру. Время проведения испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода. Если во время осмотра на трубопроводе отсутствуют следы пластической деформации, трубопровод прошел испытание.

Для технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5, выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность

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

										Лист
										16
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.ТЧ				

давлением, равным рабочему, с определением падения давления не более 0,2 % в час, в течение 24 час.

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность и дополнительного испытания на герметичность приведены в таблице 11.4.

Таблица 11.4– Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час
		На прочность	На плотность				
Выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет.

Запорная арматура и обратные клапаны приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +80;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

#### *Расчет толщины стенки трубопроводов*

Принятый алгоритм расчета по определению толщины стенки соответствует методике, изложенной в ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле (7.1):

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|},$$

где  $s_R$  – расчетная толщина стенки, мм;

$P$  – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

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

										Лист
										17
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.ТЧ				

$\varphi_y$  – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении. Согласно таблице 5.1  $\varphi_y = 1,0$ .

Допускаемое напряжение при расчете соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1):

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right],$$

где  $\sigma_p$  – предел текучести, МПа; для стали 20  $\sigma_p = 245$  МПа;

$\sigma_m$  – временное сопротивление разрыву, МПа; для стали 20  $\sigma_m = 412$  МПа.

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов  $s$  определяем из условий (5.7) и (5.9):

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

где  $C_2$  – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации;

$C_1$  – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям. При отклонении толщины стенки на 12,5 % согласно ГОСТ 8732-78 для бесшовных труб данная величина будет определяться:

$$C_1 = (S_R + C_2) \cdot 0,125$$

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов принята не ниже значений, представленных в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учетом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчета и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 11.5

Таблица 11.5 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм					Рраб./ Ррасч., МПа
		Расчетная $s_R$	$C_1$	$C_2$	Номинальная $s_n$	Принятая $s$	
Выкидные трубопроводы	89	1,34	0,33	2,0	3,67	5,0	4,0/4,0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»	114	1,38	0,43	2,0	3,81	5,0	4,0/4,0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	159	1,90	0,48	2,0	4,38	5,0	4,0/4,0

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

18

## 12 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в томе 19z2015 - PD-POS3.

## 13 Мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасном производственном объекте

В составе рабочей документации предусматривается разработка опросных листов на оборудование. В опросных листах указаны показатели оборудования (расчетное давление, производительность и др.), параметры среды, параметры технологического процесса, требования к конструкции, рекомендуемые материалы (марка стали), требования к изготовлению, оснащенность средствами КИПиА, требования к средствам защиты от коррозии, климатические условия строительства, расчетный срок службы, комплектность поставки.

С учетом требований технического задания предприятие-изготовитель разрабатывает конструкторскую документацию. Чертежи общего вида оборудования согласовываются с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления. Изготовление оборудования выполняется предприятием-изготовителем с соблюдением требований нормативно-технической документации на конкретные виды оборудования (ТУ, ОСТ, ГП, ГОСТ). В процессе изготовления осуществляется контроль качества соответствующими службами предприятия-изготовителя и с участием представителей заказчика.

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа имеет класс герметичности А – отсутствие видимых протечек.

## 14 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств

Всё технологическое оборудование, применяемое в проектной документации, изготовлено в соответствии с техническими требованиями и опросными листами.

Обязательным условием для всех заводов-изготовителей технологического оборудования, которое оговорено в этих документах, является наличие сертификатов соответствия.

Всё оборудование, поставляемое на площадки скважин, комплектуется необходимой технической документацией: заводским паспортом на оборудование, инструкцией завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию,

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

эксплуатации и монтажу оборудования, технологическими и монтажными схемами.

Импортное оборудование дополнительно имеет следующую документацию:

- сертификат о происхождении оборудования, заверенный Торгово-промышленной палатой страны происхождения оборудования;
- российский сертификат соответствия по системе ГОСТ Р;
- техническое описание оборудования, подтверждающее таможенный код;
- счёт-фактуру на полную стоимость блока.

В обязанность Поставщика оборудования входит получение необходимых сертификатов, Росстандарта, Госпожнадзора, Роспотребнадзора, разрешения Ростехнадзора на применение изделия.

Поставка оборудования заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой входят:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- сертификат соответствия требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- разрешение на применение.

Трубопроводная арматура, трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

### **15 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалифицированном составе работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащённости**

Количество рабочих мест определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР 10.08.1987. Количество рабочих мест определено, исходя из количества применяемого оборудования, территории обслуживания, с учетом сменности производства, категорий и специализации работающих.

В связи с вводом в эксплуатацию скважин кустов №№111,104 Касибского месторождения необходимость в дополнительном персонале для их обслуживания отсутствует. Проектируемые скважины и линейные сооружения будут обслуживаться имеющимся персоналом бригады по добыче нефти и газа № 1207 ЦДНГ-12.

- Численность бригады по добыче нефти и газа №1207 - 45 чел. в том числе:
- мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 2 чел.

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

										Лист
										20
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ				



- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 12 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 30 чел.

Режим работы бригады:

1. Для мастеров по добыче нефти, газа и конденсата:

Сменный/суммированный учет рабочего времени. Смена (день) с 08:00 до 20:00. Продолжительность смены 11 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

2. Для операторов по добыче нефти и газа:

Сменный/суммированный учет рабочего времени.

Смена (день) с 08:00 до 17:00 – работа по скользящему графику 5 дней рабочих, 2 дня выходных, продолжительность смены – 8 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

3. Для операторов по добыче нефти и газа:

Сменный/суммированный учет рабочего времени.

Смена (день) с 08:00 до 20:00, продолжительность смены 11 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

Смена (ночь) с 20:00 до 08:00, продолжительность смены 11,5 часов. Перерыв для отдыха и питания 0,5 часа с 00:00 до 00:30.

Ежегодный оплачиваемый отпуск мастера по добыче нефти, газа и конденсата, операторов по добыче нефти и газа – 28 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за работу во вредных условиях труда операторов по добыче нефти и газа до 7 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за ненормированный рабочий день мастера по добыче нефти, газа и конденсата – 4 календарных дня.

Бригада выполняет следующие работы:

-производственные задания по добыче нефти - эксплуатацию скважин и других производственных объектов и коммуникаций в соответствии с технологическими режимами и графиками проведения профилактических осмотров;

-выявление, предупреждение и оперативное устранение отклонений от установленных технологических режимов;

-выполнение подготовительных работ для проведения ремонтов скважин и оборудования.

Мелкий ремонт выполняется бригадой добычи нефти, обслуживающей месторождение.

Текущий ремонт оборудования узлов и агрегатов выполняется выездными бригадами баз промысла, расположенными на площадках Касибского месторождения и сервисными организациями.

Обслуживание объектов электроснабжения предусмотрено специалистами сервисной организации.

Бригада по добыче нефти и газа № 1207 базируется в опорном пункте бригады. Опорный пункт бригады оборудован бытовыми помещениями и устройствами (душевые сетки, умывальники, гардеробы, шкафы, сушилки, санузлы) с учетом производственной группы в соответствии с численностью

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ	Лист
							21
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа №1207, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

Горячее питание работников организовано в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Обеспечение питьевой водой предусматривается доставкой автотранспортом бутилированной питьевой воды.

Доставка рабочих к объектам обслуживания производится вахтовым автотранспортом.

Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании АБК ЦДНГ-12 и в ближайших учреждениях здравоохранения.

Организация и оснащение рабочих мест соответствует требованиям нормативных и правовых актов по охране труда и обеспечивает удобство, оперативность и надежность обслуживания сооружений месторождения.

Постоянные рабочие места операторов по добыче нефти и газа не предусматриваются. Временные рабочие места (зоны обслуживания) – устье скважин, узлы задвижек на нефтегазосборных трубопроводах, зоны вокруг запорно-регулирующей арматуры, КИПиА, фланцевых соединений. Так как технологический процесс автоматизирован, то постоянного присутствия обслуживающего персонала в рабочих зонах не требуется.

Основными обязанностями операторов является периодическое наблюдение за ходом технологического процесса, снятие показаний приборов. Оснащение операторов инструментом и оборудованием соответствует «Табелю оснащённости рабочих мест в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Дополнительное оснащение рабочих мест не предусматривается.

Выполнение мелких слесарно-механических работ предусматривается в существующих ремонтно-механических мастерских ЦДНГ-12. Там же размещаются склады для хранения запаса материалов и запасных частей.

К скважинам предусмотрена автодорога для проезда техники, на территории куста скважин предусмотрены проезды и площадки обслуживания. При выполнении ремонтных работ предусматривается использовать передвижные грузоподъемные механизмы (автокраны). К технологическим площадкам предусматриваются подъезды для размещения грузоподъемных механизмов.

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

На площадках устанавливаются знаки безопасности и выполняются соответствующие предупредительные надписи.

В соответствии с п.2 таблицы 2 «Санитарных правил для нефтяной промышленности» от 15.10.86 № 4156-86 в период эксплуатации скважин при работе преимущественно в помещениях с периодическим обходом отдельных скважин, расположенных на открытом воздухе стационарные бытовые помещения (санузлы, душевые, помещения для обогрева) размещаются на ЦДНГ-12.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



## 18 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Выбросы в атмосферу возможны через неплотности фланцевых соединений. Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведены в томе 19z2015 -PD-OOS2.1.

Максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами загрязняющих веществ на границе ближайшей жилой застройки, не превышают значений ПДК.

Сточными водами являются ливневые стоки с приустьевой площадки. Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в томе 19z2015 -PD-ILO.IOS3.3.

Сбросы в водные источники отсутствуют.

## 19 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство бордюра по периметру площадок с технологическим оборудованием для сбора проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключаящую сброс вредных веществ в окружающую среду.
- максимальная автоматизация технологического процесса.

## 20 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Проектной документацией предусмотрено, что временное накопление отходов, образующихся в процессе эксплуатации проектируемых сооружений, не осуществляется. Вывоз отходов производится по мере образования.

В период эксплуатации проектируемых сооружений образуются следующие отходы:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
19z2015-PD-ILO.IOS3.4.ТЧ							
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования (код по ФККО 2 91 220 01 29 3);
- отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены (код по ФККО 4 06 140 01 31 3).

Наименование и количество отходов приведено в таблице 20.1.

Таблица 20.1– Количество и состав отходов

Наименование отхода	Процесс, при котором образовался отход	Класс опасности	Агрегатное состояние	Условие накопления отхода	Количество, тн	Способ обращения с отходом
Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	Тех. обслуживание трансформаторов	III	Жидкое в жидком (эмульсия)	Накопление не осуществляется	0,664	Обезвреживание
Асфальтопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	Зачистка устройств приема очистных устройств	III	Прочие формы твердых веществ	Накопление не осуществляется	0,108	Обезвреживание

Асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования передаются по договору ООО «Природа-Пермь».

Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены, передаются по договору ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».

## **21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе**

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, приведены в томе 19z2015-PD-ILO.EE4.

## **22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов**

Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок и блоков по взрывопожарной и пожарной опасности определены, соответственно, по «Правилам устройства электроустановок». Глава 7.3 (седьмое издание) и по СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» и приведены в таблице 22.1.

Таблица 22.1- Категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование объектов	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория объектов по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.19-2002
Скважина добывающая	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	ПА-Т3
Выкидной трубопровод, нефтегазопровод	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	ПА-Т3
Устройство запуска очистных устройств	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	ПА-Т3
Устройство приема очистных устройств	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	ПА-Т3

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил охраны труда и пожарной безопасности.

С целью снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- устройство бордюров по периметру технологических площадок для сбора проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- выкидной трубопровод, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки выкидного трубопровода относительно расчетной;
- наличие заводского наружного и внутреннего противокоррозионного покрытия выкидного трубопровода;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;

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

										Лист
										26
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ				

- надземный трубопровод, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- система неразрушающего контроля сварных соединений трубопровода и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопровода после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- расположение проектируемых сооружений и трубопровода с учетом требований действующих норм и правил;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопровода;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопровода;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

### **23 Мероприятия и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

Настоящий раздел выполнен в соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.02.2011 №73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам» и другими нормативными документами.

На проектируемых сооружениях присутствуют взрывопожароопасные вещества, проектируемые сооружения и транспортируемые продукты представляют определенную материальную ценность, периодически на проектируемом объекте присутствует обслуживающий персонал. Результатом вмешательства посторонних лиц могут стать взрыв, пожар, выброс опасных веществ в окружающую среду, разрушение сооружений, травмирование или гибель людей, хищение технических устройств, материалов, нефти.

Доступ работников эксплуатирующей организации и сторонних организаций на объекты ЦДНГ осуществляется по пропускам установленного образца. Во время нахождения на территории объекта ЦДНГ работники эксплуатирующей организации и сторонних организаций и посетители обязаны постоянно иметь при себе пропуск установленного образца.

На территорию производственных объектов запрещен внос:

- а) крупногабаритных предметов (размер более чем 45x20x55 см);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

б) холодного, огнестрельного, газового оружия и боеприпасов к ним, средств самообороны и электрошоковых устройств (за исключением работников охранного предприятия);

в) взрывчатых, радиоактивных, отравляющих, ядовитых, химически активных, легковоспламеняющихся и сильно пахнущих предметов и веществ;

г) радиоэлектронной аппаратуры, технических средств, позволяющих вести видео- и фотосъемку без согласования с Управлением безопасности.

Внос крупногабаритных предметов или багажа разрешен на основании письменной заявки, согласованной с начальником ЦДНГ либо лицом его замещающим.

Вынос (вывоз) имущества и грузов осуществляется на основании материального пропуска установленного образца, подписанного работниками цеха, имеющими право подписи материальных пропусков.

Выезд транспортных средств и лиц с материальными ценностями с территории объектов по устному распоряжению, запискам и иным документам неустановленного образца запрещен.

Транспортное средство имеет право въезда на объекты при выполнении следующих требований:

а) наличия путевого листа с указанием в нем наименования Заказчика и маршрута движения транспортного средства по объектам ЦДНГ;

б) наличия средств пожаротушения (наличие искрогасителей и не менее одного огнетушителя).

При пожаре, аварийных ситуациях и стихийных бедствиях, пожарные и аварийные машины с расчетами, а также санитарные машины с медицинскими работниками допускаются на территорию объектов беспрепятственно с последующим информированием оперативно-производственной службы ЦДНГ. В остальных случаях доступ указанных транспортных средств осуществляется на общих основаниях. При выезде с территории объектов осмотр транспортных средств производится в установленном порядке.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ	Лист
							28
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



## Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулирован ных				

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

29



**ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ  
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

**Заявитель**, Закрытое акционерное общество "Технология", Основной государственный регистрационный номер 1021801064548

Место нахождения: 427430, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, Фактический адрес: 427430, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, Телефон: 83414541325, Факс: 83414541326, Адрес электронной почты: info@prod-oil.ru

**в лице** Директора Артеменко Александра Васильевича

**заявляет, что** Оборудование нефтегазопромысловое, буровое геологоразведочное, Колонные обвязки скважин, тип (смотреть приложение на трех листах). Продукция изготовлена в соответствии с ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования".

**изготовитель** Закрытое акционерное общество "Технология", Место нахождения: 427430, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, Фактический адрес: 427430, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14

Код ТН ВЭД 8481805990, Серийный выпуск

**соответствует требованиям**

ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

**Декларация о соответствии принята на основании**

протоколов №№ 4380-219-161/Р, 4381-219-161/Р, 4382-219-161/Р, 4383-219-161/Р, 4384-219-161/Р, 4385-219-161/Р от 17.11.2014 года. Испытательной лаборатории Общества с ограниченной ответственностью "Ремсервис", аттестат аккредитации регистрационный № РОСС RU.0001.21AB80 срок действия с 21.10.2011 по 21.10.2016 года.

**Дополнительная информация**

Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции товаросопроводительной и/или эксплуатационной документации. ISO 10423:2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Устьевое и фонтанное оборудование».

**Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 26.11.2019 включительно**



(подпись)

М.П.

А.В. Артеменко

(инициалы и фамилия руководителя организации-заявителя или физического лица, зарегистрированного в качестве индивидуального предпринимателя)

**Сведения о регистрации декларации о соответствии:**

Регистрационный номер декларации о соответствии: TC N RU Д-RU.А.116.В.43732

Дата регистрации декларации о соответствии: 27.11.2014

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

30

**ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ**  
**ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 лист 1**  
**К ДЕКЛАРАЦИИ О СООТВЕТСТВИИ ТС N RU Д-RU.АЛ16.В.43732**

Перечень продукции, на которую распространяется действие декларации о соответствии

Код ТН ВЭД ТС	Наименование, типы, марки, модели однородной продукции, составные части изделия или комплекса	Обозначение документации, по которой выпускается продукция
8481805990	<p>Оборудование нефтегазопромысловое, буровое геологоразведочное:            Колонные обвязки скважин типа КОС:            Пакеры типа ПК            Подвес клиновой типа КЛ            Центраторы типа Ц            Манжеты уплотнительные типа МН, МУ            Кольца нажимные типа КН            Гайка накидная типа КОС            Муфта типа КОС            трубная головка типа Трг            трубодержатель типа ТД            муфта типа МФ            Арматуры фонтанные и нагнетательные типа АФК, АНК, устьева типа КУ:            Прокладки типа П, БХ            Допускные патрубки типа НР            Клапан типа КО            крестовина типа КР            переводник типа ПВ            тройник типа ТР            адаптер типа АД            фланцы инструментальные типа ФИ:            дроссели регулируемые типа ДР, ВР, ДРу            запорно-регулирующее устройство типа зру            вентиль манометрический типа ВМ            клапан обратный типа КО            камера штуцерная типа ШК            штуцер регулируемый типа ШДР            ниппель типа Н, НП            заглушка типа ЗГ            кольцо типа К            сальник штангового насоса типа СШН            манжета типа СШН</p>	



Заявитель

*(Handwritten signature)*  
 подпись

А.В. Артеменко

инициалы, фамилия

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-ILO.IOS3.4.TЧ

Лист

31

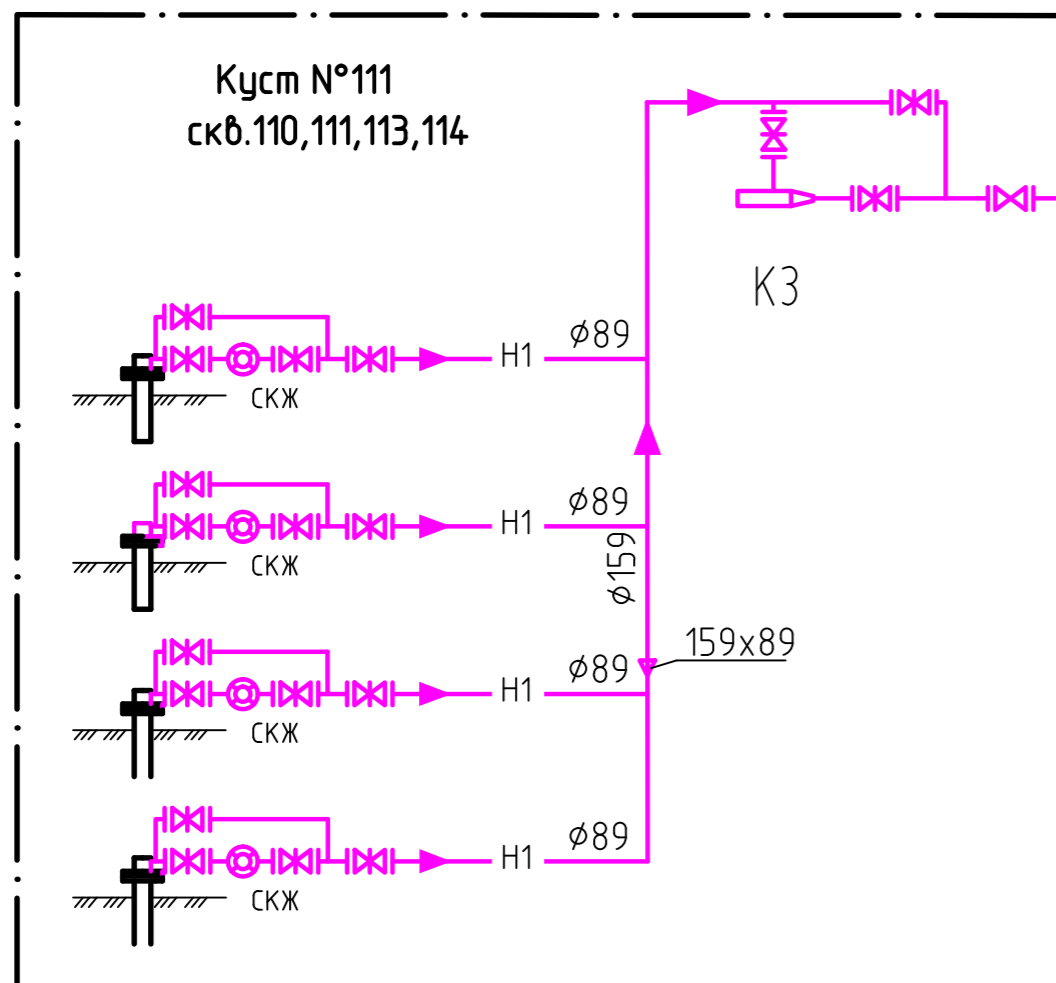
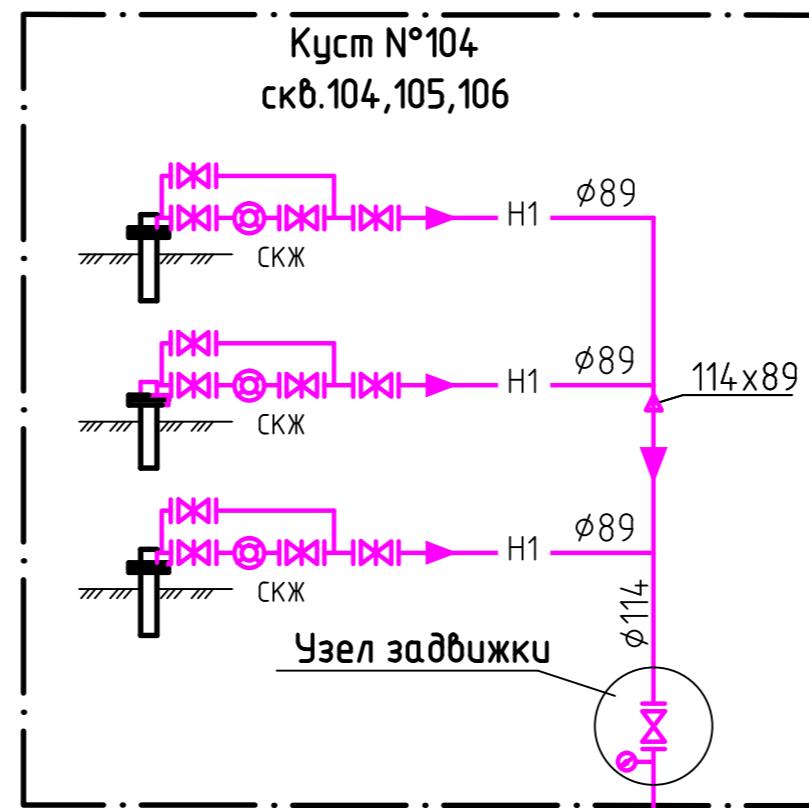
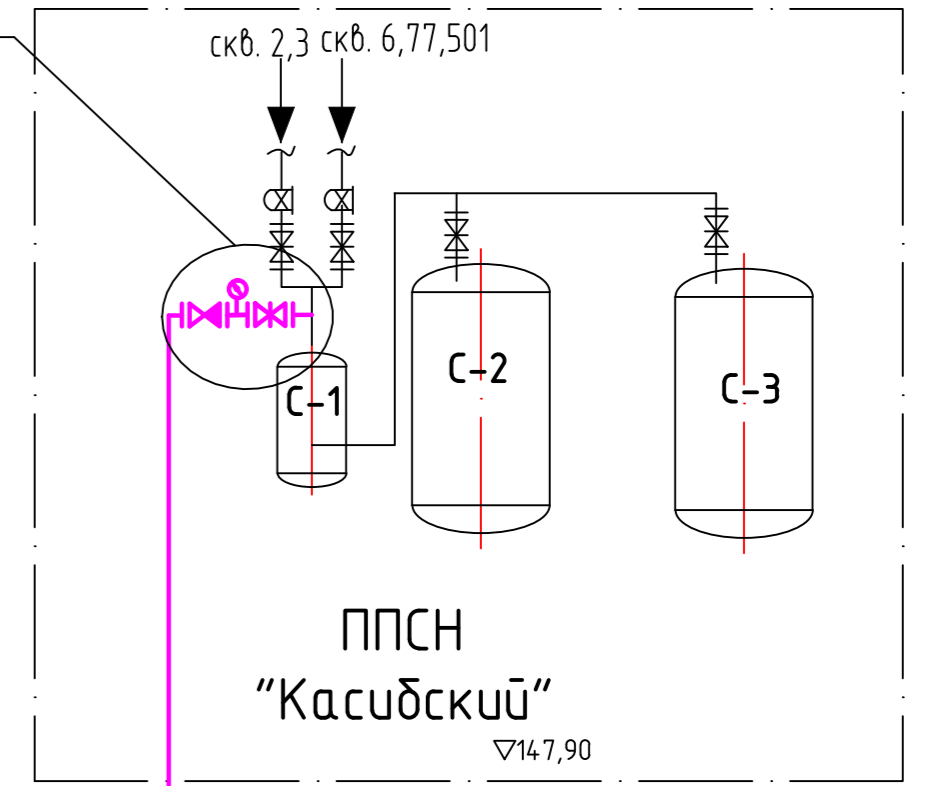
**Экспликация зданий и сооружений**

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
<u>Проектируемые:</u>				
Куст №111				
	Скважины куста №111	4	ЭЦН (добывающие)	
КЗ	Камера пуска	1	III-УПП-1-150-4.0-УХЛ1-Ф	
КП	Камера приема	1	III-УПП-2-150-4.0-УХЛ1-Ф	
<u>Существующие:</u>				
	Куст №104			
	Скважины куста №104	3	ЭЦН (добывающие)	
ППСН	ППСН "Касидский"			

**Условные обозначения и изображения**

Условные обозначения и изображения	Наименование
— Н1 —	Выкидной трубопровод (проектир.)
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод (проектир.)
КЗ	Камера пуска очистных устройств
КП	Камера приема очистных устройств
⊙	Счетчик СКЖ
⌞	Задвижка с ручным приводом
⌞	Клапан обратный

Узел подключения  
подключение к суц.  
трубопроводу



∅114x5,0  
175,87м

∅159x5,0  
2388,90м

∅159x5,0  
4616,10м

Узел задвижек  
ПК 1+40.07 конец нефтегазопровода с куста №104  
соответствует ПК 24+2,41 нефтегазопровода с куста №111

19z2015 -PD-IL0.IOS3.4.GCH-1					
Строительство и обустройство скважин Касидского месторождения (кусты №№104,111)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	И.док.	Подпись	Дата
Разраб.		Сухова			10.20
Проверил		Токсубаев			10.20
Н. контр.		Токсубаев			10.20
Нач. отд.		Токсубаев			10.20
Принципиальная технологическая схема нефтесбора				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПнефть" в городе Перми	

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