

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 1 «Технологические решения»

2019/083-PD-ILO1

Том 4.1

Договор №

2019/083

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 1 «Технологические решения»

2019/083-PD-ПЛО1

Том 4.1

Договор №

2019/083

Заместитель директора  
по проектированию

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2017

Инд. №подл.	
Подпись и дата	
Взаим. инв. №	



Содержание

1 Производственная программа и номенклатура продукции .....2

2 Характеристика технологической схемы транспорта нефти, характеристика параметров технологического процесса .....2

3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса .....2

4 Требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции .....2

5 Источники поступления сырья и материалов .....3

6 Требования к параметрам и качественным характеристика продукции .....4

7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования .....5

8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования .....6

8.1 Технологические трубопроводы.....6

8.2 Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов .....9

9 Мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасном производственном объекте ..... 10

10 Наличие сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение..... 10

11 Расчетная численность, профессионально-квалификационный состав работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенность..... 11

12 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых сооружений ..... 12

13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 12

14 Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники . 12

15 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду ..... 14

16 Вид, состав и планируемые объемы отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов ..... 14

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов..... 14

17.1 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства, охране окружающей среды ..... 14

17.2 Порядок технического расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на объекте ..... 15

18 Мероприятия и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов ..... 17

19 Перечень нормативной литературы ..... 21

Таблица регистрации изменений ..... 23

Согласовано:		

Взаим. инв. №	
---------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. №подл.	
-------------	--

2019/083-PD-ILO1.TCH					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Булдаков				
Проверил	Минин				
Н.контр.	Булдаков				
ГИП	Минин				
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ</b>					
			Стадия	Лист	Листов
			П	1	23
<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>					

## 1 Производственная программа и номенклатура продукции

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, предусматривается реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 и сооружений, входящих в состав промышленного нефтепровода.

## 2 Характеристика технологической схемы транспорта нефти, характеристика параметров технологического процесса

Принципиальная технологическая схема приведена на чертеже 2019/083-PD-ILO1.GCH-1.

Нефтепромысловый трубопровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 предназначен для транспортировки нефти с ДНС-0111 до ДНС-0120.

## 3 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

Температура транспорта нефти в зимнее время принята  $+5^{\circ}\text{C}$ , в летнее время  $+15^{\circ}\text{C}$ , исходя из опыта эксплуатации месторождений.

Гидравлический расчет и схема гидравлического расчета нефтепровода приведены в приложении А раздела «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения» часть 1 «Технологические решения».

В соответствии с результатами гидравлического расчета, максимальное давление составит 2,8 МПа.

## 4 Требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Для осуществления технологического процесса должен быть составлен технологический регламент по эксплуатации нефтепромыслового трубопровода систем транспорта нефти, в котором должны быть указаны требуемые параметры работы оборудования и трубопровода, порядок технического обслуживания трубопровода. Обслуживающий персонал должен обеспечить проведение технологического процесса путем управления насосами, потоками жидкостей и газов, обеспечить контроль режима работы оборудования, обслуживание оборудования, арматуры, трубопровода 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), оснащенностью сооружений средствами телемеханики.

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подл.							Лист
			2019/083-PD-ILO1.TCH						2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

## 5 Источники поступления сырья и материалов

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство нефтепровода ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 (в рамках реконструкции).

Источником сырья является нефть Дороховского месторождения Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного газа Дороховского месторождения приведены в таблицах 5.1, 5.2

Таблица 5.1 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Дороховского месторождения

Наименование параметра	Численные значения
	диапазон значений
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	861-877
Вязкость динамическая по поверхностным пробам, мПа*с:	
при 20°C	5,38-12,72
при 50°C	2,59-4,92
Температура застывания, °C	-3 -43,5
Массовое содержание, %	
серы	0,64-1,64
смола силикагелевых	5,81-14,77
асфальтенов	0,81-1,68
парафинов	1,89-5,62
Температура плавления парафина, °C	49,5-58,4

Таблица 5.2 - Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа Дороховского месторождения.

Показатель	Единица измерения	Значение
1. Компонентный состав:		
- сероводород		0,15
- двуокись углерода		0,35
- азот		16,72
- гелий		0,06
- метан		57,15
- этан	Молярная доля, %	14,06
- пропан		7,96
- i-бутан		0,97
- n-бутан		1,68
- i-пентан		0,40
- n-пентан		0,31
- гексаны		0,19
- гептаны		-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Показатель	Единица измерения	Значение
- октаны		-
2. Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,000
3. Относительная плотность газа (по воздуху)	Доли ед.	0,83

## 6 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции

В настоящей проектной документации не регламентируются качественные характеристики продукции.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
										4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## 7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Нефтепровод входит в сферу производственной деятельности ЦДНГ-1. В связи с длительным сроком эксплуатации, неудовлетворительным техническим состоянием нефтепровод не соответствует предъявляемым техническим и экологическим требованиям, и нуждается в реконструкции с полной заменой трубы.

Состав проектируемых сооружений приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Состав проектируемых сооружений

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтепровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120	м	46	Труба стальная электросварная тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012
2	Устройство запуска	компл.	1	Ш-УПП-1-250-4,0-ХЛ-Ф
3	Устройство приема	компл.	1	Ш-УПП-2-250-4,0-ХЛ-Ф

Для проведения диагностических исследований и очистки полости нефтепровода от отложений АСПО в процессе эксплуатации в районе ГЗУ-01401 запроектирована камера запуска очистных устройств Ш-УПП-1-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью запуска средств диагностики, а в районе ДНС-0120 - камера приёма очистных устройств Ш-УПП-2-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью приёма средств диагностики. Устройства пуска/приёма удобны в эксплуатации, позволяют открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки очистного поршня и т.д.

Для прохождения дефектоскопа или очистного поршня по нефтепроводу, углы поворота трассы предусматриваются из гнутых отводов радиусом изгиба 5 DN.

Срок службы камер запуска-приема не менее 20 лет

Сбор стоков с устройств пуска/приёма предусматривается в проектируемые дренажные ёмкости  $V=5\text{м}^3$ .

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 СТБ 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инва. №подг.					2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		
							5	



«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С – от минус 60 до +565;
- температура окружающей среды, °С – от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора – класс «А» по ГОСТ Р 54808-2011;
- климатическое исполнение – УХЛ1;
- срок службы, лет – 20.

## 8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

### 8.1 Технологические трубопроводы

Проектной документацией предусмотрены технологические трубопроводы в пределах ограждения площадок камер запуска и приема.

При расчете толщины стенки рабочее давление согласно техническим условиям принято 4,0 МПа.

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии с РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов». Для трубопроводов, транспортирующих нефть, пластовую воду, попутный газ, предусматривается повышенная толщина стенки из-за высокой скорости внутренней коррозии.

Расчет выполнен по формуле 5.1 РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов» по формуле:

$$t_R = \frac{PD}{2\phi[\sigma] + P}, \quad (1)$$

где:

$t_R$  – минимально допустимая толщина стенки, м;

$D$  – наружный диаметр трубопровода,  $D = 0,273$  м;

$P$  – рабочее давление, 4,0 МПа

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{R_{o,z}}{n_y}, \frac{R_b}{n_b} \right], \quad (2)$$

$n_b$  – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению, принимается по РТМ 38.001-94 (3.2),  $n_b = 2,4$ ;

$n_y$  – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению, принимается по РТМ 38.001-94 (3.2),  $n_y = 1,5$ ;

$R_{o,z}$  – предел текучести материала трубы (класс прочности трубы К42),  $R_{o,z} = 245$  МПа;

$R_b$  – временное сопротивление разрыву металла трубы (класс прочности трубы К52),  $R_b = 412$  МПа;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. №подл.	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
										6

$$[\sigma] = \frac{245}{1,5} = 163,3 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 171,7 \text{ МПа};$$

Для дальнейшего расчета принимается минимальное значение  $[\sigma] = 163 \text{ МПа}$ .

$\varphi$  – коэффициент прочности, принимается по РТМ 38.001-94, раздел 4.1,  $\varphi = 0,8$

$$t_R = \frac{PD}{2\varphi[\sigma] + P} = \frac{4,0 \cdot 0,273}{2 \cdot 0,8 \cdot 163 + 4,0} = 0,0041 \text{ м} = 4,1 \text{ мм}$$

Для строительства трубопровода принимаем трубу с толщиной стенки 6,0 мм, для защиты от коррозии предусматривается внутреннее эпоксидное покрытие по ТУ 1390-001-60700040-2012.

Согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» технологические трубопроводы и арматура обвязки камер запуска и приёма предусматриваются в надземном исполнении.

Строительство нефтепровода в пределах ограждения площадок устройств пуска/приёма предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 - 273x6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012.

Трубопровод дренажа с площадки камеры запуска и площадки камеры приема предусмотрен из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В ГОСТ 8731-74 (89x5мм).

Расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 20 лет.

Строительство, монтаж, испытание, контроль сварных стыков трубопроводов выполняется согласно СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» и руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Максимальное рабочее давление трубопровода принято 4,0 МПа.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность – гидравлическим или пневматическим способами с определением падения давления. Давление гидравлического испытания на прочность  $1,25 \cdot P_{\text{раб}} = 5,0 \text{ МПа}$ . Испытание на плотность выполнить давлением, равным рабочему.

Согласно руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» трубопроводы в пределах ограждения площадок устройств пуска/приёма подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему. Согласно руководству по безопасности трубопроводы относятся:

- нефтепровод – к группе Бб категории I;
- дренажный трубопровод - к группе Бб категории III.

Согласно руководству по безопасности объем контроля сварных

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
							7
Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

соединений неразрушающими методами в % к общему числу стыков составляет:

- нефтепровод -100;
- дренажных трубопроводов- 2.

Глубина заложения подземных трубопроводов принята не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Для надземных участков стальных трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-20013 «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.

Надземные трубопроводы подлежат теплоизоляции. Теплоизоляция предусматривается из вспененного каучука «K-FLEX»-ST с покрытием INCLAD толщиной 50мм, по ТУ 2535-001-7518277-05. Перед нанесением теплоизоляции арматуру и трубопроводы покрыть краской БТ-177 ОСТ 6.10.462-79 в 2 слоя по слою грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82, 1 слой.

Для подземный участков дренажного трубопровода предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98 и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция». Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;
- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Изоляцию стыков в полевых условиях выполнить манжетами "ТИАЛ-М" по ТУ 2293-002-58210788-2004 и комплектами термоусаживающихся материалов «ТИАЛ» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Согласно СНиП 2.05.06-85 для предотвращения попадания очистного устройства в байпасную линию в трубопроводе предусматривается отбойник. Отбойник представляет из себя решетку выполненную из круга 12 по ГОСТ 2590-2006 врезанную в трубопровод ответвления между тройником и запорной арматурой.

Для обеспечения электрического разъединения подземной части нефтепровода находящегося под защитой ЭХЗ от надземного оборудования предусматривается изолирующее соединение. Согласно ВСН 39-1.8-008-2002 «Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промышленных трубопроводах» изолирующая монолитная муфта предусматривается на прямом надземном участке нефтепровода в районе камер запуска и приема.

Контроль за коррозионным состоянием оборудования и трубопроводов включает в себя:

- визуальный осмотр;
- периодическое техническое освидетельствование оборудования, ревизия трубопроводов.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №	2019/083-PD-ILO1.TCH						Лист
															8

- температура рабочей среды, °С – от минус 60 до +565;
- температура окружающей среды, °С – от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора – класс «А» по ГОСТ Р 54808-2011;
- климатическое исполнение – УХЛ1;
- срок службы, лет – 20.

## 8.2 Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов

Гидравлическое испытание технологических трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Испытание трубопровода на прочность и плотность – гидравлическим или пневматическим способами с определением падения давления. Испытание на плотность выполнить давлением, равным рабочему. Давление гидравлического испытания на прочность  $1,25P_{раб}=5,0$  МПа.

Для всех технологических трубопроводов выполнить дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления.

Продолжительность испытательного давления на прочность - 10 минут.

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Промывка будет осуществляться водой, продувка - сжатым воздухом.

Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться сжатым воздухом.

Продувка трубопровода должна производиться под давлением, равным рабочему.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

При гидравлическом испытании необходимо выполнять требования п.736 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		9

## 9 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 должны быть указаны показатели оборудования (объем, расчетное давление, производительность и др.), параметры обрабатываемой 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 опросных листов предприятие-изготовитель разрабатывает конструкторскую документацию. Чертежи общего вида оборудования должны быть согласованы с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления. Изготовление оборудования должно выполняться 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. Поставка оборудования заказчику должна сопровождаться пакетом документации на оборудование, в состав которой должны входить:

- паспорт
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- сертификат соответствия;
- разрешение на применение, выданное Ростехнадзором.

Трубопроводная арматура должна иметь паспорт, техническое описание и руководство по эксплуатации, сертификат соответствия, разрешение на применение, выданное Ростехнадзором.

Запорная арматура должна быть испытана на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура должна иметь класс герметичности А – отсутствие видимых протечек.

Трубы и другие детали, и материалы должны иметь паспорта или сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

## 10 Наличие сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение

Технические устройства, применяемые на опасных производственных объектах, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности согласно «Перечню технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах и подлежащих обязательной

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

сертификации», утвержденному приказом Госстандарта России от 10.08.2001 и приказом Госгортехнадзора России от 03.08.2001.

Согласно «Правилам применения технических устройств на опасных производственных объектах», утвержденным постановлением Правительства РФ от 25.12.1998 № 1540, технические устройства до начала их применения на опасных производственных объектах должны пройти приемочные испытания. На основании результатов проведения приемочных испытаний и сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности Ростехнадзор выдает разрешение на применение.

В настоящей проектной документации указаны рекомендуемые заводы-изготовители, чья продукция имеет сертификаты соответствия и разрешения на применение.

В составе рабочей документации предусматривается разработка опросных листов на оборудование с указанием рекомендуемых заводов-изготовителей. Завод-изготовитель, выбранный заказчиком по результатам тендера, обязан включить сертификат соответствия и разрешение на применение в пакет сопроводительной документации оборудования.

### **11 Расчетная численность, профессионально-квалификационный состав работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенность**

Нефтепровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №0106 ЦДНГ №1.

Численность бригады установки по подготовке и перекачке нефти №0106 30 человека в том числе:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата -1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 3 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 25 человек;

#### Режим работы

Для мастера: продолжительность смены 8 часов с 08-00 до 17-00. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Для операторов по добыче нефти и газа (обслуживающих фонд скважин) – сменный/ суммированный учёт рабочего времени.

Первая смена (день) с 08-00 до 17-00 работа по скользящему графику 5 дней рабочих, 2 дня выходных, продолжительность смены 8,0 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Для операторов по добыче нефти и газа (обслуживающих ДНС) – сменный/ суммированный учёт рабочего времени.

Первая смена (день) с 08-00 до 20-00, продолжительность смены 11,0 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Вторая 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.

Обход проектируемого участка нефтепровода линейными обходчиками

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подл.							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

осуществляется:

- зимой – на снегоходах;
- в любое другое время года при небольшом участке обхода – пешком, при продолжительном обходе вездеходным автотранспортом.

Текущий и аварийный ремонт будет проводиться сервисными организациями.

## **12 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых сооружений**

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил техники безопасности, охраны труда предусматриваются следующие мероприятия:

- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры.

Для соблюдения правил техники безопасности и охраны труда, проектируемые сооружения оснащаются приборами контроля давления, расхода.

## **13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе**

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного контроля.

Для камер запуска и приема очистных устройств, для емкости предусматривается местное измерение давления.

## **14 Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

Выбросы в атмосферу возможны через не плотности фланцевых соединений. Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды», часть 1 «Мероприятия по охране окружающей среды на период эксплуатации и проведения строительных работ».

Сточными водами являются ливневые стоки с площадок камер запуска-приема. Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

разделе 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта», часть 2 «Система водоотведения».

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
							13



## 15 Мероприятия 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 площадки с технологическим оборудованием для сбора возможных проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключаящую сброс вредных веществ в окружающую среду.

## 16 Вид, состав и планируемые объемы отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Поскольку система транспорта полностью герметизирована, отходы при эксплуатации оборудования и трубопровода не образуются.

При проведении очистки трубопровода с помощью устройства для очистки извлекается часть асфальтосмолопарафиноотложений (АСПО) и транспортируется по трубопроводу до НПС «Елово». АСПО содержится в камере приема и дренажных емкостях. АСПО относятся к III классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 и «Федеральным классификационным каталогом отходов», утвержденным Министерством природных ресурсов РФ 02.12.2002. Объемы АСПО составят ориентировочно 2,948 т/год. Нефтеотходы вывозятся автотранспортом на объекты ООО «Природа-Пермь», где подлежат утилизации.

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

### 17.1 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства, охране окружающей среды

Настоящей проектной документацией рассмотрены вопросы по обеспечению промышленной безопасности, пожарной безопасности и мероприятия, направленные на снижение степени риска предприятия.

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		14

Промышленная безопасность обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил техники безопасности и пожарной безопасности. Проектная документация выполнена с соблюдением требований нормативных документов [1-24].

С целью снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопровода относительно расчетной;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- надземные стальные трубопроводы, 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 стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- молниезащита оборудования;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

## 17.2 Порядок технического расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на объекте

Согласно федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г., по каждому факту возникновения аварии на опасном производственном объекте проводится техническое расследование ее причин.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
							15
Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

Все аварии и инциденты подразделяются на:

- аварии, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация их определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации;
- аварии, приведшие к разрушению сооружений или технических устройств, неконтролируемому взрыву или (и) выбросу опасных веществ;
- инциденты, повлекшие за собой отказы или повреждения технических устройств, отклонения от режима технологических процессов, но не вызвавших разрушения сооружений и технических устройств.

Техническое расследование аварий направлено на установление обстоятельств и причин аварии, размера причиненного вреда, разработку мер по устранению ее последствий и мероприятий для предупреждения аналогичных аварий.

Регистрация, учет, отчетность, ведение и хранение документов по авариям и инцидентам на объекте возлагается на лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объекта, которое назначается приказом по предприятию.

При эксплуатации нефтепромыслового трубопровода НПС «Уральское» - НПС «Елово» могут возникнуть аварийные ситуации, требующие немедленной их остановки.

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом ликвидации аварий» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (ПЛА), утвержденным руководителем предприятия.

Аварии на проектируемых объектах являются в первую очередь результатом нарушения технологического режима и правил эксплуатации сооружений, а также правил техники безопасности, но могут произойти и по причинам нетехнологического характера.

Аварийная остановка технологического оборудования и трубопроводов является вынужденной операцией и производится в следующих ситуациях:

- выход из строя какого-либо узла, без которого невозможно продолжить технологический процесс;
- порыв трубопровода;
- резкое повышение давления в системе;
- резкое понижение давления в системе;
- при пожаре на площадках;
- при отключении электроэнергии.

В планах должен быть указан порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор должен сообщить мастеру и диспетчеру предприятия и принять меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА.

Работы по ликвидации аварии на трубопроводе должны выполняться аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) или другими подразделениями предприятия.

Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с планами ликвидации возможных аварий.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подл.	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
										16

## 18 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.

С целью предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов проектной документацией предусматриваются следующие мероприятия.

- Установление пропускного и внутриобъектового режимов на проектируемом объекте. Установление пропускного и внутриобъектового режимов предусматривает:

- а) организацию контрольно-пропускных пунктов (КПП) или постов с функциями КПП и оснащение их техническими средствами охраны;
- б) создание Бюро пропусков;
- в) введение системы постоянных, временных, разовых и материальных пропусков, определение их учета, выдачи, замены, возврата и уничтожения;
- г) определение перечня предметов, запрещенных к вносу (ввозу) в административные здания и на территорию производственных объектов.

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);
- 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.

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инва. №подл.							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Сотрудники федеральных органов исполнительной власти, силовых ведомств (МВД, ФСБ, Прокуратуры, Госнаркоконтроля) и Управления специальной связи по Пермскому краю допускаются на территорию объектов ЦДНГ без предварительной заявки и проверки, по своим служебным удостоверениям, в сопровождении сотрудников охраны, в следующих случаях:

а) преследования лиц, подозреваемых в совершении преступлений, либо при наличии данных о том, что совершено или совершается преступление, произошедшего несчастного случая, а также для обеспечения личной безопасности граждан и общественной безопасности при стихийных бедствиях, катастрофах, авариях и массовых беспорядках;

б) совершения процессуальных действий (осмотра места происшествия и т.п.) в рамках уголовного и административного производства на основании письменных постановлений соответствующего федерального органа исполнительной власти, должностного лица или суда;

в) доставки специальной почты (сотрудники фельдъегерской службы и специальной связи).

В остальных случаях сотрудники федеральных органов исполнительной власти и правоохранительных органов допускаются в установленном для посетителей порядке.

Внос (ввоз) имущества и грузов осуществляется на основании одного из следующих документов:

- а) товарно-транспортная накладная;
- б) требование-накладная;
- в) путевой лист;
- г) материальный пропуск установленной формы.

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.

Сотрудники охраны имеют право:

- а) требовать от рабочих, служащих и должностных лиц охраняемых

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/083-PD-ILO1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

объектов, а также посетителей соблюдения требований пропускного и внутриобъектового режимов;

б) доставлять в служебные помещения охраны или органы внутренних дел подозреваемых в совершении правонарушений, связанных с посягательством на охраняемое имущество;

в) использовать для обнаружения и изъятия незаконно вывозимого (выносимого) имущества технические средства, не причиняющие вреда жизни, здоровью граждан и окружающей среде;

г) применять служебное оружие и специальные средства в случаях и порядке, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

Проектной документацией предусматривается распространение на проектируемые объекты действующего «Положения о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденного Приказом Генерального директора от 28.02.2011 № а-41.

Оформление и выдача пропусков предусматривается в административно-бытовом корпусе ЦДНГ № 1, расположенном вблизи УППН «Павловка», где размещается управленческий персонал ЦДНГ.

Поскольку на проектируемых объектах нет массового скопления людей, проектируемые объекты находятся в малонаселенной местности, оборудование на проектируемых объектах является прочным, защищенным, труднодемонтируемым, то проектной документацией не предусматривается строительство контрольно-пропускного пункта (КПП) на проектируемых объектах или поста с функциями КПП и не предусматривается постоянное присутствие сотрудников охраны.

- Привлечение к охране объектов специализированной организации, имеющей технические средства охраны, прошедший специальную подготовку персонал. Охрану проектируемых объектов предусматривается осуществлять в соответствии с договором №06Z2072 от 01.04.2007 на услуги охраны с ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Пермь». Охрану материальных ценностей и имущества на проектируемых объектах в период строительства, до передачи их в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», предусматривается осуществлять подрядной организацией, выполняющей строительные-монтажные работы.

- Мероприятия по охране конфиденциальности информации: проектной, рабочей, исполнительной, эксплуатационной документации, картографических материалов, коммерческих результатов деятельности предприятия, персональных данных работников и др. Данные мероприятия включают в себя:

а) определение перечня конфиденциальной информации на предприятии;

б) ограничение доступа к конфиденциальной информации путем установления порядка обращения с этой информацией и контроля за соблюдением такого порядка;

в) организуемый учет лиц, получивших доступ к конфиденциальной информации, и (или) лиц, которым такая информация была предоставлена или передана;

г) регулирование отношений по использованию конфиденциальной информации с работниками на основании дополнений к Трудовым договорам и контрагентами на основании гражданско-правовых договоров;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

д) нанесение на материальные носители (документы) ограничительных грифов «Коммерческая тайна» или «Конфиденциально».

Работники предприятия допускаются к работе с конфиденциальной информацией только после собеседования с работниками Первого отдела по вопросам сохранности Конфиденциальной информации. Доступ работника к конфиденциальной информации осуществляется в пределах выполнения его должностных обязанностей. Конфиденциальные документы должны храниться в запираемых шкафах (ящиках, сейфах, хранилищах). Вынос служебной информации за пределы предприятия осуществляется только по разрешению руководителя структурного подразделения.

На предприятии должен быть разработан порядок доступа работников к конфиденциальной информации, содержащейся в информационных ресурсах в виде файлов и массивов данных, формируемых, накапливаемых и обрабатываемых в автоматизированных информационных системах. Подключение к сети Интернет автоматизированных рабочих мест, обрабатывающих конфиденциальную информацию, допускается только через систему защищенного доступа к сети Интернет. Передача файлов, содержащих информацию, представляющую коммерческую тайну, за пределы предприятия, по каналам электросвязи, а равно с использованием съемных носителей запрещена.

Предоставление конфиденциальной информации органам государственной власти или иным государственным органам, органам местного самоуправления осуществляется на основании мотивированного требования, подписанного уполномоченным должностным лицом, которое должно содержать цели, правовые основания затребования информации и срок ее предоставления, если иное не установлено федеральными законами.

- Установление режима охранной зоны для проектируемого трубопровода.

Для исключения возможности повреждения промышленного трубопровода устанавливаются охранные зоны согласно РД 39-132-94: вдоль трассы трубопровода – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны (если нет земель сельскохозяйственного назначения и подводных переходов).

В охранный зоне трубопровода сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

- а) возводить любые постройки и сооружения;
- б) высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;
- в) сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды.

На территории охранной зоны трубопровода не допускается:

- а) устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте и реконструкции по плану производства работ;
- б) производство мелиоративных земляных работ, сооружение

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №	2019/083-PD-ILO1.TCH						Лист
															20

оросительных и осушительных систем;

в) производство всякого рода горных, строительных, монтажных, взрывных работ, планировка грунта.

Размер охранной зоны указывается на указательных знаках, устанавливаемых по трассе трубопровода.

- Регулярный осмотр проектируемой трассы трубопровода обслуживающим персоналом с применением автотранспорта с целью выявления посторонних лиц, техники, транспортных средств, подозрительных предметов.

- Выполнение знаков безопасности, запретительных надписей: «Посторонним вход воспрещен» и другие.

- Применение фирменной символики нефтяной компании при покраске оборудования, указание на знаках наименования организации, эксплуатирующей объект, что подчеркивает хозяйственную принадлежность оборудования, технических устройств, материалов.

- Ограждение площадок камер запуска-приема земляным валом, обозначающим границу производственного объекта.

- Размещение чувствительных устройств (расходомеров, электротехнических устройств, средств управления) в металлических укрытиях, закрываемых дверями (дверцами) с замком со специальным ключом.

- Применение стальных труб, деталей и арматуры, прочных и устойчивых к внешнему воздействию посторонними лицами, в т.ч. с применением взрывчатых веществ.

- Соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию.

## 19 Перечень нормативной литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013.

2. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года.

3. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

4. Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержден приказом Минприроды России от 30.06.2009 № 191.

5. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

6. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ, утв. Госгортехнадзором СССР 20.02.1985.

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		21



7. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».
8. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
9. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
10. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 года №390.
11. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
12. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
13. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
14. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утверждено постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 24.10.2002 №73.
15. Типовое положение по организации контроля воздушной среды на подконтрольных Госгортехнадзору СССР объектах с химическими процессами, утверждено Госгортехнадзором СССР 15.11.1977.
16. СП 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности», утверждены зам. главного государственного санитарного врача СССР 15.10.86 №4156-86.
17. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности.»
18. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
19. ГОСТ 12.1.007-76\* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
20. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».
22. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
23. Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденное Приказом Генерального директора от 28.02.2011 № а-41.
24. Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.1992 №9 и приказом Минэнерго России от 29.04.1992.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ILO1.TCH	Лист
Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

## Таблица регистрации изменений

### Таблица регистрации изменений

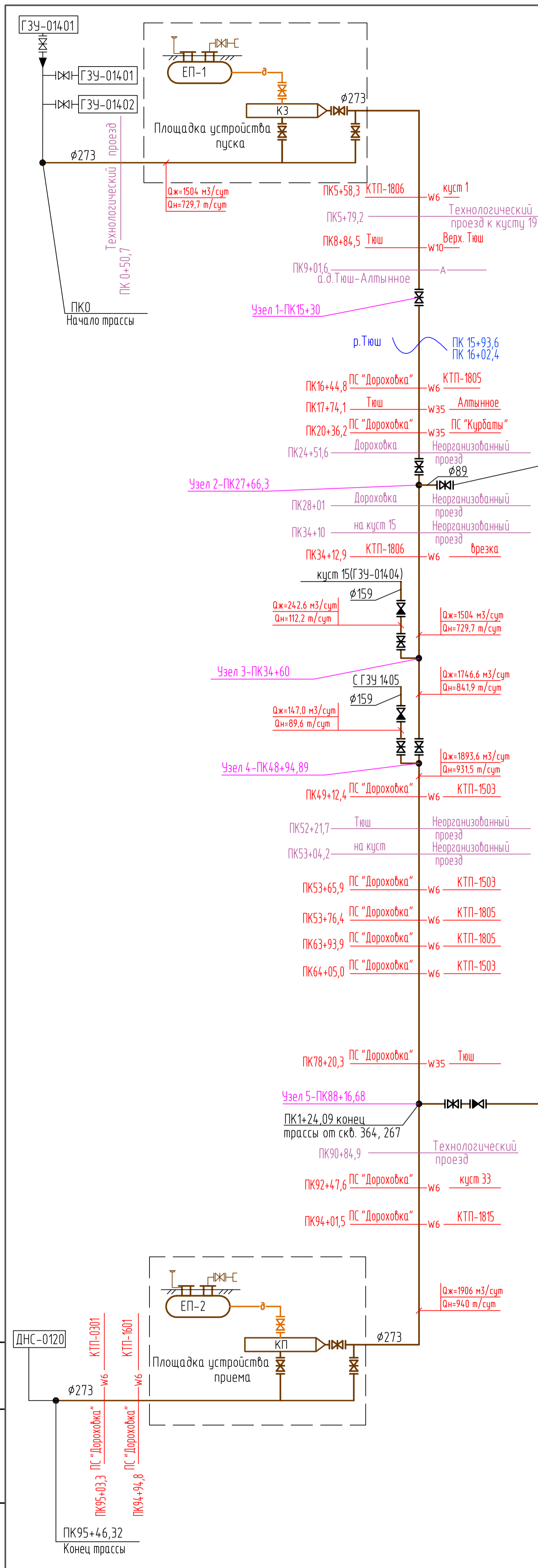
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	изменен ных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. №подл.						Подпись и дата	Взаим. инв. №					
								Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись

2019/083-PD-ILO1.TCH

Лист

23



Т. подключения выкидного трубопровода скв.81,  $\phi 89$  (перспектива) э.6535, ООО НПП "Изыскатель", 2019г.

**Условные обозначения и изображения**

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
— Н —	Нефтепровод
— д —	Дренажный трубопровод
— W6 —	Воздушная линия электропередач 6 кВ
— W35 —	Воздушная линия электропередач 35 кВ
— А —	Автоморога
— [Symbol] —	Задвижка (проектируемая)
— [Symbol] —	Обратный клапан (проектируемый)

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
<u>Проектируемые</u>				
КЗ	Устройство пуска очистных и диагностирующих устройств	1	Устройство пуска DN250 PN4,0	
КП	Устройство приема очистных и диагностирующих устройств	1	Устройство приема DN250 PN4,0	
ЕП-1	Емкость дренажная	1	V=5 м <sup>3</sup>	
ЕП-2	Емкость дренажная	1	V=5 м <sup>3</sup>	

Примечание:  
Расход жидкости и нефти на схеме приведен с учетом 20% запаса по производительности.

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

<b>2019/083-PD-IL01.GCH</b>						
Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Пешкова				01.20	
Проб.	Булдаков				01.20	
Нефтегазосборный трубопровод				Стадия	Лист	Листов
				п	1	
Нач. сектора Н. контр.				Булдаков		01.20
Принципиальная технологическая схема				Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		
Формат А2						



Технические и технологические показатели	Значения
Наименование	Устройство пуска III-УПП-1-250-4,0-ХЛ1
Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера, мм	250
Максимальное рабочее давление в трубопроводе, МПа	4,0
Расчетное давление в трубопроводе, МПа:	
- начало трубопровода	1,72
- конец трубопровода	0,26
Комплектность поставки:	
- камера;	да
- трубная обвязка;	да
- запорная арматура;	да
- шар полиуретановый;	да, 250 (250) – 2 шт.
- торпеда полиуретановая;	да, ТПЛ-250 – 2 шт.
- манометр.	да
Расположение патрубков входа (выхода) нефти (правое, левое), если смотреть по направлению потока	левое
Рабочая температура перекачиваемой жидкости, °С	от +5 до +80
Расчётная температура стенки, °С	от минус 49 до +35
Тип соединения	под приварку
Условия работы	периодический режим
Блочное исполнение	да
КИПиА в комплекте	да
Материал исполнения	Сталь 09Г2С (с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии и сульфидно-коррозионному растрескиванию)
Защитное покрытие	Наружное покрытие под покраску и внутреннее эпоксидное покрытие, зона без покрытия не более 50 мм под установку втулки (см. Приложение Б).
Срок службы, лет	не менее 30
Место расположения	на открытой площадке
Габаритные размеры, м:	См. Приложение Б
Характеристика района эксплуатации устройства:	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	минус 52°С
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	минус 36°С (с обеспеченностью 0,98)

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL1

Лист

2



Заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	
Адрес: г. Пермь, ул. Ленина, 62	
Тел/факс 7 (342) 235-61-01/-	
E-mail lp@lp.lukoil.com	
От структурного подразделения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	От ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»
Согласовано:	Согласовано:
Начальник отдела трубопроводного транспорта	Начальник УМЭМО
/А.Д. Ямалтдинов/	/Р.В.Габдульманов/

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

						<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL1</b>	Лист
							4
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		

**Физико - Химический состав нефти**

Компонентный состав	Ед. измерения	Показатели
- парафины	% масс.	3,38-4,73
- асфальтены		0,78-4,31
- смолы		10,53-13,97
- сера		0,43-1,12
-углеводороды		75,87-84,88

**Химический состав попутного нефтяного газа**

Компонент	Ед. изм.	Фактические показатели
метан	% мол.	28,23-41,02
этан		19,79-20,31
пропан		16,21-17,68
изобутан		2,00-2,48
н-бутан		5,40-6,86
изопентан		1,58-2,11
н-пентан		1,57-2,20
сероводород		0,00-2,48
углекислый газ		0,01-0,18
азот + редкие		9,19-18,16
Гексаны + гептаны		1,09-1,73
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		1,272-1,409

**Физико - Химический состав пластовой воды**

Наименование	Единица измерения	Предельный показатель
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	960-1440
Минерализация	г/л	224-336
pH	-	6,08-9,12
Коррозионная активность	мм/год	0,56-0,84
Содержание сероводорода	мг/л	0-0,001
Содержание в воде растворенного кислорода	мг/л	0-0,001
Содержание в воде нефтепродуктов	мг/л	40-60
Содержание в воде механических примесей	мг/л	40-60
Железо Fe общее	мг/л	16000-24000
Состав:	мг/л	
Cl-		136000-204000
SO42-		960-1440
HCO3-		208-312
CO32-		0-0,001
Ca+2		22400-33600
Mg+2		4880-7320
Na++K+		58400-87600
Жесткость общая	°Ж	960-1440

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

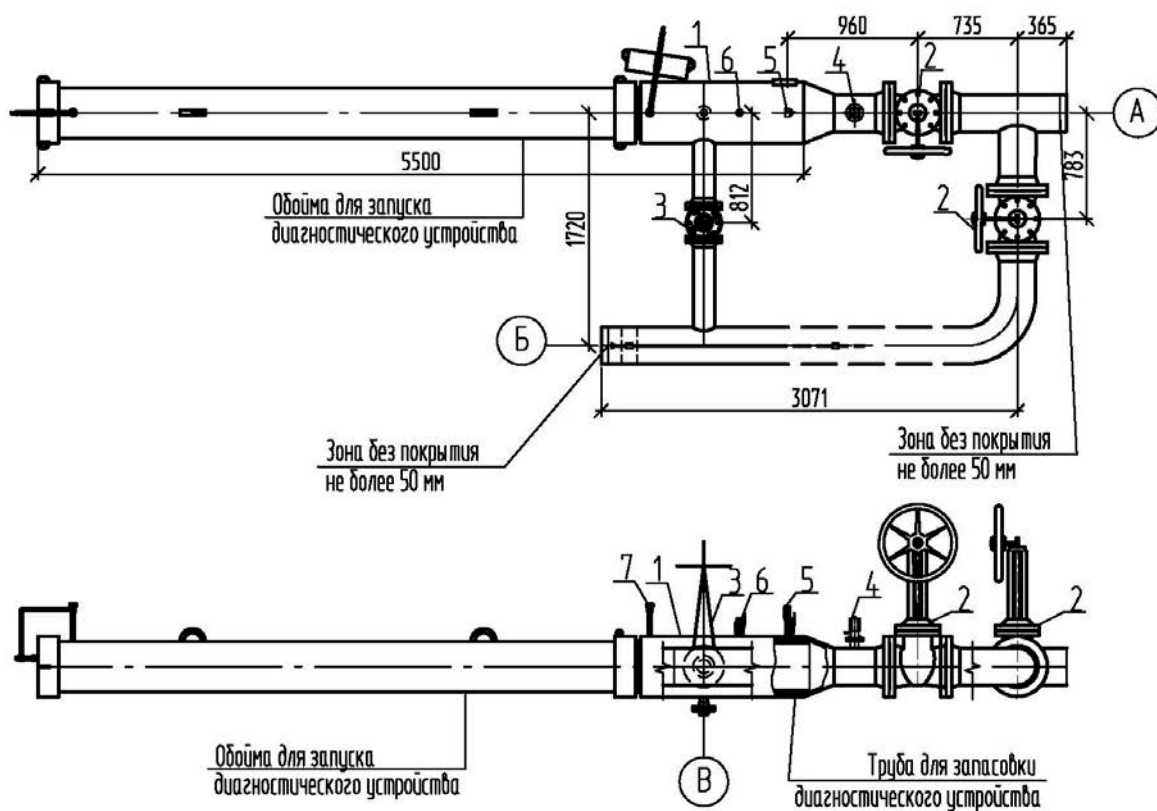
2019/083-PD- ILO1.GCH.OL1

Лист

5



Устройство пуска III-УПП-1-250-4,0-ХЛ1



Устройство пуска состоит из:

1. Камера пуска
- Запорная арматура:
2. Задвижка DN250, PN40
3. Задвижка DN150, PN40
4. Сигнализатор прохождения ОУ
5. Манометр
6. Вентиль для сброса газа
7. Подвижный кронштейн

Таблица штуцеров

Обозначение	Назначение	Ду, мм	Р <sub>у</sub> , МПа	Кол.	Примечания
А	Выход продукта	250	4,0	1	Под приварку
Б	Вход продукта	250	4,0	1	Под приварку
В	Дренаж	50	4,0	1	Под приварку

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL1

Лист

6

СОГЛАСОВАНО  
Заместитель Генерального  
директора по капитальному  
строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
А.А. Плаксин

УТВЕРЖДАЮ  
Первый Заместитель  
Генерального директора -  
Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
И.И. Мазенин  
22.05.19

**Унифицированная форма опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на задвижки клиновые литые ЗКЛ DN 50-700мм., PN 1,6 - 6,3МПа. (Жидкость)**

Опросный лист на задвижки (ТЗ) для проектирования, изготовления и заказа		Дата согласования « ___ » ___ Марта 2019 г.	
<b>ЗАДВИЖКА:</b> клиновая <input checked="" type="checkbox"/>			
Конструкция шпинделя		выдвижной <input checked="" type="checkbox"/> не выдвижной <input type="checkbox"/>	
Конструкция проточной части		полнопроходная <input checked="" type="checkbox"/> неполнопроходная <input type="checkbox"/>	
Количество, шт	Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		Позиция (Tag №№) по схеме (шифр проекта) Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)
Диаметр номинальный DN, мм	50-700		
Давление номинальное PN, МПа	1,6 - 6,3	Максимальный перепад давлений на задвижке при открытии (закрытии), ΔP = 1,1 PN	
Рабочая среда:	Наименование в соответствии с проектным решением:		
	<input checked="" type="checkbox"/> нефтегазовый флюид (эмульсия) нефтяных месторождений <input type="checkbox"/> пар <input type="checkbox"/> попутный нефтяной и природный газ (содержащий жидкие углеводороды, этиленгликоль, углекислый газ, метанол, воду и механические примеси); <input checked="" type="checkbox"/> вода пластовая и подтоварная (в т.ч. сеноманская); <input type="checkbox"/> вода морская <input checked="" type="checkbox"/> вода пластовая (с содержанием в рабочей среде CO <sub>2</sub> с парциальным давлением более 0,05МПа); <input checked="" type="checkbox"/> товарная нефть; <input checked="" type="checkbox"/> газовый конденсат; <input checked="" type="checkbox"/> деэмульгаторы, метанол, ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложения, кислоты, щелочи. <input checked="" type="checkbox"/> другое в т.ч. пресная вода		
	Химический состав (неуказанные параметры приведены в Приложении 2 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		Агрегатное состояние:
	H <sub>2</sub> S, % _____ CO <sub>2</sub> , % _____	Хлориды, мг/дм <sup>3</sup> _____	<input checked="" type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> газ <input type="checkbox"/> пар
	O <sub>2</sub> , % _____ pH _____	Минерализация, мг/дм <sup>3</sup> _____	
	наличие тверд. включений _____ г/л	размер твердых частиц _____ мм	
плотность _____ кг/м <sup>3</sup>	температура t от _____ °C до _____ °C		
Герметичность затвора ГОСТ 54808	класс <b>A</b>		
<b>Материальное исполнение</b>			
Материал корпуса и крышки	20ГЛ или 20ГМП (09Г2С) или другие аналогичные стали, с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии (скорость коррозии не более 0,3 мм/год) и сульфидно-коррозионному растрескиванию		
Материал затвора	20ГЛ или 20ГМП (09Г2С) или другие аналогичные стали, с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии (скорость коррозии не более 0,3 мм/год) и сульфидно-коррозионному растрескиванию		
Поверхность уплотнительного посадочного места корпуса	элемент	Наплавка Стеллит <input type="checkbox"/> другое тип ЦН-6Л или другие аналогичные наплавки из износостойкого и коррозионностойкого материала <input checked="" type="checkbox"/>	Твердость не менее 30-40 HRC
Поверхность уплотнительного посадочного места затвора	элемент	Наплавка Стеллит <input type="checkbox"/> другое тип ЦН-12М или другие аналогичные наплавки из износостойкого и коррозионностойкого материала <input checked="" type="checkbox"/>	Твердость не менее 35-45 HRC
Крутящий момент, необходимый для полного закрытия арматуры, кН*м	Заполняется производителем		

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

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

2019/083-PD- ILO1.GCH.OI1



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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Разработчик:	Проектировщик:	ФИО	Подпись	Дата
Проектный лист "ПНПУ-Нефтепродукт"	ГИП	Минин Д.Ю.		04.02.2020
Рестит. 614010, г. Пермь, ул. Кубышева, 95Б	Начальник сектора	Бузмаков С.Ю.		04.02.2020
	ОНИДМ			

Приложение №1 к Унифицированному вопросу листу на заданиях клиновые линейные ЗКЛ DN 50-700 мм, PN 1,6-6,3 МПа (Жидкость)

№ п/п	Наименование оборудования	Номинальный диаметр, мм / условное давление, МПа	Номера технологических позиций по технологической схеме / номера позиций по чертежу	Количество	Шифр проектного решения, этап проектирования или комплексных мероприятий для проекта / производственный этап	Материал трубопровода	Размер трубопровода (диаметр, толщина стенки), мм	Присоединение к трубопроводу (фланцевое / тип по ГОСТ 33239 / под приварку / метрический)	Привод / Регулятор / Двигательная колонка	Строительная длина (по ГОСТ 3706), мм (длина без приварки, с отсечками / фланцевой)	Климатическое исполнение (по ГОСТ 15150)	Номер заказа
1	Задвижка ЗКЛ	DN 150; PN 4,0	1	1	2019/083-104.1 N	ст 20 гр В	159*6 мм	Е-Р / - / ст 20	ручной / механик / - / -	403/652	УХЛ-1	
2	Задвижка ЗКЛ	DN 250; PN 4,0	2	2	2019/083-104.1 N	ст 20 гр В	273*6 мм	Е-Р / - / ст 20	ручной / регулятор / -	457/657	УХЛ-1	

Примечание: фланец тип Г - уздвонки, фланец тип Е - отрезной

Составлено :

Начальник УПЭМО	Р.В.Г.Абдулхамидов /
Начальник ОТГ	А.Д.Маматдинов /

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL1

Лист

9

Формат А4

УТВЕРЖДАЮ  
 Заместитель Генерального директора  
 по капитальному строительству  
 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
 \_\_\_\_\_ / Плаксин А.А. /  
 Подпись

**Опросный лист для заказа оборудования для  
 комплектации объектов капитального  
 строительства (ОВСС)**

Сведения о заказчике	
Название предприятия:	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Адрес	Россия, 614990, г.Пермь, ул.Ленина, д.62
Веб-сайт	lp@lukoilperm.ru
Сфера деятельности	Добыча нефти и газа
Контактная информация	
Должность исполнителя	ГИП
ФИО исполнителя:	Минин Дмитрий Юрьевич
Тел./факс:	(342) 219-83-86 E-mail: Minin@pc.pstu.ru
Проектная организация заказчика	Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»
Адрес, телефон	Россия, 614010, г. Пермь, ул. Куйбышева, 95б
Сведения об объекте, оборудовании:	
Наименование и место установки оборудования, месторождения	ДНС-0120
Наименование оборудования	Устройство приема III-УПП-2-250-4,0-ХЛ1
Количество (ед., шт.)	1

Взам. инв. №									
Подпись и дата									
Инв. № подл.						<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2</b>			
						Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разработал	Пешкова				02.20	Р	1	9
	Проверил	Булдаков				02.20			
						Опросный лист на устройство приема III-УПП-2-250-4,0-ХЛ1			
Норм.контр.	Булдаков				02.20	<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>			
ГИП	Минин				02.20				

Технические и технологические показатели		Значения
Наименование		Устройство приема III-УПП-2-250-4,0-ХЛ1
Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера, мм		250
Максимальное рабочее давление в трубопроводе, МПа		4,0
Расчетное давление в трубопроводе, МПа:		
- начало трубопровода		1,72
- конец трубопровода		0,26
Комплектность поставки:		
- камера;		да
- трубная обвязка;		да
- запорная арматура;		да
- шар полиуретановый;		да, 250 (250) – 2 шт.
- торпеда полиуретановая;		да, ТПЛ-250 – 2 шт.
- манометр.		да
Расположение патрубков входа (выхода) нефти (правое, левое), если смотреть по направлению потока		левое
Рабочая температура перекачиваемой жидкости, °С		от +5 до +80
Расчётная температура стенки, °С		от минус 49 до +35
Тип соединения		под приварку
Условия работы		периодический режим
Блочное исполнение		да
КИПиА в комплекте		да
Материал исполнения		Сталь 09Г2С (с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии и сульфидно-коррозионному растрескиванию)
Защитное покрытие		Наружное покрытие под покраску и внутреннее эпоксидное покрытие, зона без покрытия не более 50 мм под установку втулки (см. Приложение Б).
Срок службы, лет		не менее 30
Место расположения		на открытой площадке
Габаритные размеры, м:		См. Приложение Б
Характеристика района эксплуатации устройства:		
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		минус 52°С
Температура наиболее холодной пятидневки, °С		минус 36°С (с обеспеченностью 0,98)

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

						<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2</b>	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		2



Заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	
Адрес: г. Пермь, ул. Ленина, 62	
Тел/факс 7 (342) 235-61-01/-	
E-mail lp@lp.lukoil.com	
От структурного подразделения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	От ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»
Согласовано:	Согласовано:
Начальник отдела трубопроводного транспорта	Начальник УМЭМО
/А.Д. Ямалтдинов/	/Р.В.Габдульманов/

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

						<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2</b>	Лист
							4



Таблица 1 - Компонентный состав нефти Дороховского месторождения.

## Физико - Химический состав нефти

Компонентный состав	Ед. измерения	Показатели
- парафины	% масс.	3,38-4,73
- асфальтены		0,78-4,31
- смолы		10,53-13,97
- сера		0,43-1,12
-углеводороды		75,87-84,88

## Химический состав попутного нефтяного газа

Компонент	Ед. изм.	Фактические показатели
метан	% мол.	28,23-41,02
этан		19,79-20,31
пропан		16,21-17,68
изобутан		2,00-2,48
н-бутан		5,40-6,86
изопентан		1,58-2,11
н-пентан		1,57-2,20
сероводород		0,00-2,48
углекислый газ		0,01-0,18
азот + редкие		9,19-18,16
Гексаны + гептаны		1,09-1,73
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		1,272-1,409

## Физико - Химический состав пластовой воды

Наименование	Единица измерения	Предельный показатель
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	960-1440
Минерализация	г/л	224-336
pH	-	6,08-9,12
Коррозионная активность	мм/год	0,56-0,84
Содержание сероводорода	мг/л	0-0,001
Содержание в воде растворенного кислорода	мг/л	0-0,001
Содержание в воде нефтепродуктов	мг/л	40-60
Содержание в воде механических примесей	мг/л	40-60
Железо Fe общее	мг/л	16000-24000
Состав:	мг/л	
Cl-		136000-204000
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		960-1440
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		208-312
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		0-0,001
Ca <sup>+2</sup>		22400-33600
Mg <sup>+2</sup>		4880-7320
Na <sup>++</sup> K <sup>+</sup>		58400-87600
Жесткость общая	°Ж	960-1440

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

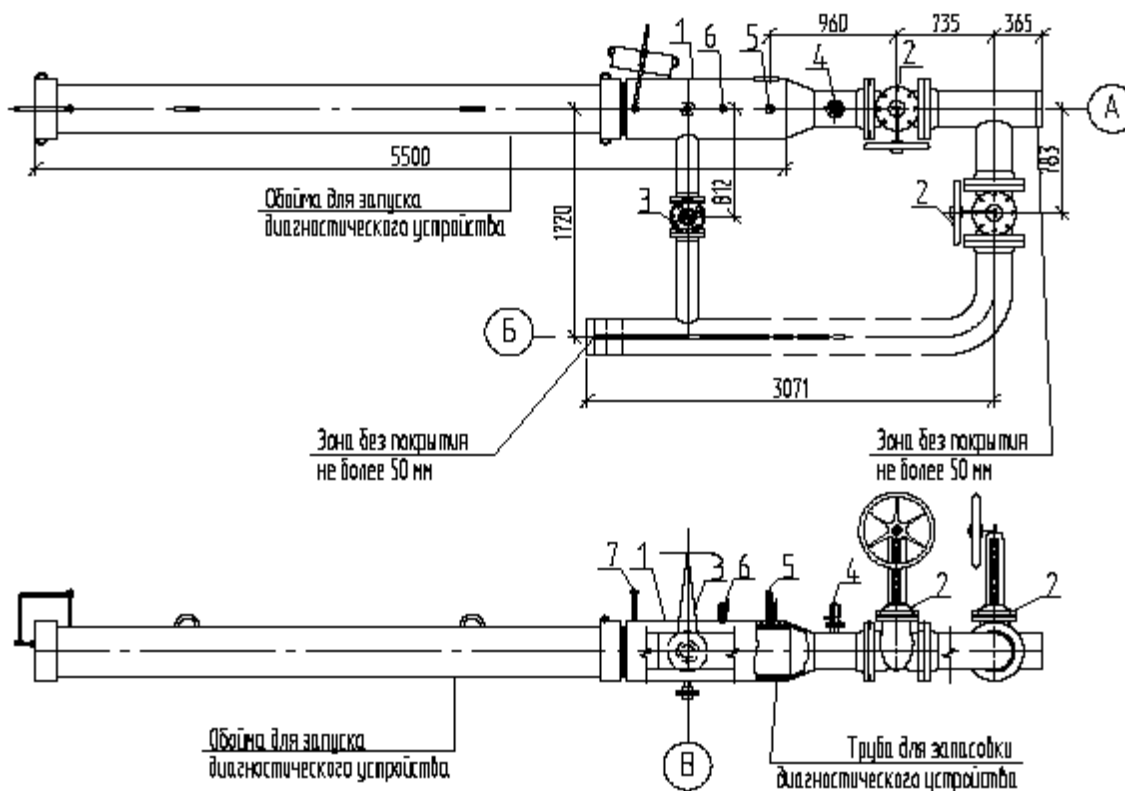
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2

Лист

5

Устройство приема III-УПП-2-250-4,0-ХЛ1



Устройство приема состоит из:

1. Камера приема  
Запорная арматура:
2. Задвижка DN250, PN40
3. Задвижка DN150, PN40
4. Сигнализатор прохождения ОУ
5. Манометр
6. Вентиль для сброса газа
7. Подвижный кронштейн

Таблица штуцерав

Обозначение	Назначение	Ди, мм	Р <sub>у</sub> , мПа	Кол.	Примечания
А	Вход продукта	250	4,0	1	Под приварку
Б	Выход продукта	250	4,0	1	Под приварку
В	Дренаж	50	4,0	1	Под приварку

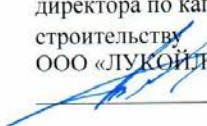
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

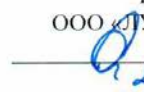
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2

Лист

6

СОГЛАСОВАНО  
Заместитель Генерального  
директора по капитальному  
строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
  
А.А. Плаксин

УТВЕРЖДАЮ  
Первый Заместитель  
Генерального директора -  
Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
  
И.И. Мазен

**Унифицированная форма опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на задвижки клиновые литые ЗКЛ DN 50-700мм., PN 1,6 - 6,3МПа. (Жидкость)**

Опросный лист на задвижки (ТЗ) для проектирования, изготовления и заказа		Дата согласования « ____ » ____ Марта ____ 2019_ г.	
<b>ЗАДВИЖКА:</b> клиновая <input checked="" type="checkbox"/>			
Конструкция шпинделя		выдвижной <input checked="" type="checkbox"/> не выдвижной <input type="checkbox"/>	
Конструкция проточной части		полнопроходная <input checked="" type="checkbox"/> неполнопроходная <input type="checkbox"/>	
Количество, шт	Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		Позиция (Tag №№) по схеме (шифр проекта) Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)
Диаметр номинальный DN, мм	50-700		
Давление номинальное PN, МПа	1,6 - 6,3		Максимальный перепад давлений на задвижке при открытии (закрытии), ΔP = 1,1 PN
Рабочая среда:	Наименование в соответствии с проектным решением: <input checked="" type="checkbox"/> нефтегазовый флюид (эмульсия) нефтяных месторождений <input type="checkbox"/> пар <input type="checkbox"/> попутный нефтяной и природный газ (содержащий жидкие углеводороды, этиленгликоль, углекислый газ, метанол, воду и механические примеси); <input checked="" type="checkbox"/> вода пластовая и подтоварная (в т.ч. сеноманская); вода морская <input checked="" type="checkbox"/> вода пластовая (с содержанием в рабочей среде CO2 с парциальным давлением более 0,05МПа); <input checked="" type="checkbox"/> товарная нефть; <input checked="" type="checkbox"/> газовый конденсат; <input checked="" type="checkbox"/> деэмульгаторы, метанол, ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложения, кислоты, щелочи. <input checked="" type="checkbox"/> другое в т.ч. пресная вода		
	Химический состав (неуказанные параметры приведены в Приложении 2 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		Агрегатное состояние: <input checked="" type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> газ <input type="checkbox"/> пар
	H2S, %	CO2, %	Хлориды, мг/дм3
	O2, %	pH	Минерализация, мг/дм3
	наличие тверд. включений г/л	размер твердых частиц мм	
плотность кг/м <sup>3</sup>	температура t от °C до °C		
Герметичность затвора ГОСТ 54808	класс <b>A</b>		
<b>Материальное исполнение</b>			
Материал корпуса и крышки	20ГЛ или 20ГМЛ (09Г2С) или другие аналогичные стали, с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии (скорость коррозии не более 0,3 мм/год) и сульфидно-коррозионному растрескиванию		
Материал затвора	20ГЛ или 20ГМЛ (09Г2С) или другие аналогичные стали, с приложением заключения по проведению комплексных испытаний на стойкость к общей коррозии (скорость коррозии не более 0,3 мм/год) и сульфидно-коррозионному растрескиванию		
Поверхность уплотнительного посадочного места корпуса	элемента	Наплавка Стеллит <input type="checkbox"/> другое тип ЦН-6Л или другие аналогичные наплавки из износостойкого и коррозионностойкого материала <input checked="" type="checkbox"/>	Твердость не менее 30-40 HRC
Поверхность уплотнительного посадочного места затвора	элемента	Наплавка Стеллит <input type="checkbox"/> другое тип ЦН-12М или другие аналогичные наплавки из износостойкого и коррозионностойкого материала <input checked="" type="checkbox"/>	Твердость не менее 35-45 HRC
Крутящий момент, необходимый для полного закрытия арматуры, кН*м	Заполняется производителем		



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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2</b>	Лист 7
-----	--------	------	-------	---------	------	----------------------------------	-----------

Материал штока (шпинделя) (ГОСТ, СТ ЦКБА, ASTM, API)		Ст. 14X17H2	
Тип запорного элемента		упругий <input checked="" type="checkbox"/> жёсткий <input type="checkbox"/> двухдисковый обойменного типа <input type="checkbox"/>	
Уплотнение штока (шпинделя)		сальниковое <input checked="" type="checkbox"/> материал ТРГ <input type="checkbox"/>	сильфонное <input type="checkbox"/> другое <input type="checkbox"/>
Тип уплотнений в затворе		Металл по металлу <input checked="" type="checkbox"/> металл - полимер <input type="checkbox"/> полимер-полимер <input type="checkbox"/>	
<b>Требования к трубопроводу:</b>			
Материал трубопровода		09Г2С <input type="checkbox"/> 09ГСФ <input type="checkbox"/> 17Г1С <input type="checkbox"/> Ст 20 <input type="checkbox"/> Ст 20А <input type="checkbox"/> Ст 20ЮЧ <input type="checkbox"/> 13ХФА <input type="checkbox"/> 05ХГБ <input type="checkbox"/> 08ХФЧА <input type="checkbox"/> другое <input type="checkbox"/> Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)	
Размер трубопровода		Ø _____ × _____ мм Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)	
<b>Прочие требования</b>			
Присоединение к трубопроводу Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		фланцевое <input type="checkbox"/> (фланец задвижки – фланец трубопровода) исполнение по ГОСТ 33259 В-В <input type="checkbox"/> F-E <input type="checkbox"/> J-J <input type="checkbox"/> (по табл. 6 «ЕТТ») под приварку <input type="checkbox"/> муфтовое <input type="checkbox"/> штуцерное <input type="checkbox"/> с ответными фланцами тип 11 <input checked="" type="checkbox"/> (материальное исполнение фланцев должно соответствовать материалу трубопровода)	
Покрытие крепежа		без покрытия <input type="checkbox"/> цинковое <input checked="" type="checkbox"/> оловянное <input type="checkbox"/> медное <input type="checkbox"/> медь-никель <input type="checkbox"/> медь-никель-хром <input type="checkbox"/> фосфатированное <input type="checkbox"/> оксидированное <input type="checkbox"/> никелирование <input type="checkbox"/> PTFE <input type="checkbox"/> другое _____ <input type="checkbox"/>	
Привод Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)		ручной <input type="checkbox"/> рукоятка (маховик) <input type="checkbox"/> редуктор <input type="checkbox"/> (по табл. 14 «ЕТТ») гидравлический <input type="checkbox"/> давление _____ МПа	
		пневматический с механическим редуктором <input type="checkbox"/> со струйным двигателем <input type="checkbox"/> электрический <input type="checkbox"/> При наличии см. Приложение 3 температура _____ °С	
		электрогидропривод <input type="checkbox"/> При наличии см. Приложение 3 пневмогидропривод <input type="checkbox"/>	
Строительная длина по ГОСТ 3706, мм		Ряд 1 <input type="checkbox"/> Ряд 2 <input type="checkbox"/> Ряд 3 <input type="checkbox"/> иное _____ <input type="checkbox"/> Приложении 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)	
Установочное положение		горизонтальное <input type="checkbox"/> вертикальное <input type="checkbox"/> любое <input checked="" type="checkbox"/>	
Направление подачи среды		любое <input checked="" type="checkbox"/> одностороннее <input type="checkbox"/>	
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150		У <input type="checkbox"/> УХЛ-1 <input type="checkbox"/> ТВ <input type="checkbox"/> ТС <input type="checkbox"/> О <input type="checkbox"/> Т <input type="checkbox"/> М <input type="checkbox"/> ТМ <input type="checkbox"/> ОМ <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> Приложение 1 к данному ОЛ заполняется в соответствии с количеством проектного решения или (КМ, ППР)	
Показатели надёжности		Срок службы 30 лет для суши <input type="checkbox"/> полный ресурс 3000 циклов Срок службы 35 лет для морских проектов <input type="checkbox"/> наработка на отказ 750 циклов	
Продукция должна быть изготовлена в строгом соответствии с Едиными Техническими Требованиями на поставку задвижек для промышленных и технологических трубопроводов в нефтегазодобывающие общества ПАО «ЛУКОЙЛ» (в том числе в части дополнительных требований к комплектации, ЗИП, комплекту документации, маркировке, покраске, упаковке, гарантийным обязательствам).			
Заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»			
Адрес г. Пермь ул. Ленина, 62			
Тел/факс 7 (342) 235-61-01/-			
E-mail lp@lp.lukoil.com			
От структурного подразделения ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»			
Разработал:			
Начальник ОГМ – Начальник отдела			/А.Н. Устинов /
Начальник ОТГ – Начальник отдела			/А.Д. Ямалдинов /
Начальник УМЭМО			/Р.В. Габдульманов /

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL2

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

Приложение №1 к Удобрительному простому листу на задвижки клиновые ленточные ЗСП DN 50-700 мм, FN 1,6-6,3 МПа (Жидкость)

Разработал:	Проверил:	ФИО	Подпись	Дата
Проектный центр "НИИПУ-Нефтепроецт"	ГИП	Минин Д.Ю.		04.02.2020
Россия, 610010, г. Пермь, ул. Кухованна, 560	Начальник сектора ОНДМ	Бучаков С.Ю.		04.02.2020

№ п/п	Наименование оборудования	Наименьший диаметр, мм / Условный диаметр, МПа	Номера технологических позиций по технологической схеме / номера позиций по чертежу	Количество	Шифр простого решения, этап проекта или компенсационных мероприятий или проекта производства работ	Материал трубопровода	Размер трубопровода (диаметр, толщина стенки), мм	Принадлежность трубопровода (Функция по ГОСТ 33259) под присоединением	Привод/Редуктор/Двигательная колонка	Строительная длина (по ГОСТ 2706), мм (длина без отступов от центра/длина с отступами от центра)	Классификация исполнения по ГОСТ 15150	Номер заказа
1	Задвижка ЗСП	DN 150; FN 4,0		1	2019/083-104.2-N	ст 20-гРВ	159*6 мм	Е-П / - / ст.20	ручной/автоматический / - / -	403/632	УУДЛ1	
2	Задвижка ЗСП	DN 250; FN 4,0		2	2019/083-104.2-N	ст 20-гРВ	373*6 мм	Е-П / - / ст.20	ручной / редукторный / -	457/637	УУДЛ1	

Примечание: фланец тип Е - условный, фланец тип Е - ответный

Согласовано:	
Начальник УМЭМО	Р.В.Габдульманов /
Начальник ОТТ	А.Д.Бяктышев /

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО  
Заместитель Генерального  
директора по капитальному  
строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
*А.А. Пласкин*

УТВЕРЖДАЮ  
Первый Заместитель  
Генерального директора -  
Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
*И.И. Мазин*

**Типовой опросный лист на подземную емкость типа ЕП  
с / без агрегата электро-насосного**

№	Технические и технологические показатели	Значения
1	2	3
<b>I. Общие сведения</b>		
1.1	Размещение оборудования: - на улице	<i>Емкость - на улице подземно, Электронасос - надземно с защитой от осадков</i>
1.2	Габаритные размеры, м: - длина: - ширина:	<i>Габаритные размеры принять по чертежу (Приложение №1.1)</i>
1.3	Назначение оборудования (в т.ч. с указанием категории: замена старого и новый объект)	<i>Новый объект</i>
1.4	Место установки оборудования (на открытой площадке, в отапливаемых помещениях, не отапливаемые помещения)	<i>На открытой площадке</i>
1.5	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	<i>УХЛ1</i>
1.6	Допустимая сейсмостойкость в баллах	<i>3</i>
1.7	Район по давлению ветра по СНиП 2.01.07-85	<i>I</i>
1.8	Район по весу снежного покрова по СНиП 2.01.07-85	<i>V</i>
1.9	Температура окружающего воздуха для надземной части, С°:	<i>Максимальная: +37 Минимальная: -49</i>
1.10	Класс взрывоопасности помещения по ПУЭ	<i>B-Iz</i>
1.11	Категория по взрывопожарной опасности	<i>AH</i>

Взам. инв. №							<b>2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3</b>			
	Подпись и дата							Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120		
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разработал	Пешкова				02.20	Р			
Проверил	Булдаков				02.20					
							Типовой опросный лист на подземную ёмкость типа ЕП		<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>	
Норм.контр.		Булдаков				02.20				
ГИП		Минин				02.20				

№	Технические и технологические показатели	Значения
	1	2
1.11	Требования к антикоррозийной защите оборудования	<p>Толщина должна соответствовать с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов не менее чем в 2 слоя. Толщина антикоррозионного покрытия должна составлять 300-500 мкм, с гарантийным сроком службы не менее 10 лет (рекомендуется использовать материал Цертафлор 8067/1 или Intergal (70HS). Наружная антикоррозионная защита в условиях эксплуатации в водоемах осуществляется согласно СНИП 99-091-2013 «Бетонные изделия защищены от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного состава на объектах ООО «ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ». При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- водная часть: покрывается не менее чем в 2 слоя. Толщина антикоррозионного покрытия должна составлять не менее 160 мкм, с гарантийным сроком службы не менее 10 лет</li> <li>- надземная часть: выше 150 мм от уровня земли покрывается в соответствии с требованиями ГОСТ 9.600-2016. Применяемое покрытие должно быть эластичным либо пластичным и ремонтопригодным в тяжелых условиях в том числе в период гололеда. Минимальная (допускаемой) конструкция защитного покрытия является конструкция №7 из следующего требования: «Общая толщина слоя должна быть не менее 7,5 мм, состоять не менее:» <ul style="list-style-type: none"> <li>• грунтовки битумная или битумно-полимерная;</li> <li>• мастика изоляционная битумная или битумно-полимерная, что на основе асфальтополиэфирных олигомеров, армированная двумя слоями стеклотканью (стекловолокно);</li> <li>• слой наружной обертки.</li> </ul> </li> </ul> <p>- Гарантийный срок наружного покрытия надземной части - не менее 6 лет. Крепежи выполняются с антикоррозионным защитным покрытием</p>
1.12	Необходимость в комплектности ЗИП	Комплект ЗИП по КД завода-изготовителя, необходимый для обеспечения работы в течение гарантийного срока

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

№	Техническое задание и техническое задание показателем	Значения
1	2	3
1.13	Комплектность оборудования	<p>1. Емкость подземная горизонтальная дренажная.</p> <p>2. Люки горловины и патрубки. Емкость поставляется со срезанными люками горловинами и патрубками. Люки, горловины и патрубки поставляются в собранном виде совместно с поставкой емкости. Приварку люков и штуцеров выполняются по месту установки емкости силами монтажной организации (кромки срезанных люков и штуцеров должны быть обработаны под сварку на месте).</p> <p>3. Комплект запасных прокладок для фланцевых соединений.</p> <p>4. Материал АКЗ для нанесения защиты после приварки горловины.</p> <p>5. Укомплектовать искробезопасной лестницей и скобами для доступа внутрь. Люк-лаз А оборудовать подъемно-поворотным устройством.</p> <p>6. Предусмотреть накладку для заземления.</p> <p>7. Штуцеры укомплектовать ответными фланцами и крепежными изделиями с антикоррозионным покрытием (шпильками и гаечками), прокладками.</p> <p>8. Агрегат электро-насосный в комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежом, электродвигателем во взрывозащищенном исполнении в комплекте с приборами*:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• Взрывозащищенный встроенный выключатель магнитоэлектрический, комплектация = 24В, 0,1 А - 1 шт.;</li> <li>• Взрывозащищенное термореле-4 шт.;</li> </ul> </p> <p>9. Фильтр для насоса с увеличенной полезной площадью не менее 0,91 м<sup>2</sup></p> <p>10. Технический манометр МП4-У-У2- 1МПа-1,5-1Р53, устанавливаемый после насоса на трубопроводе (см Приложение 1).*</p> <p>11. Датчик давления устанавливаемый после насоса на трубопровод: (см Приложение 1) шт. (Унифицированный отросный лист на датчик давления)*;</p> <p>12. Индикатор уровня (см Приложение 1) (отросный лист);</p> <p>13. Сигнализатор верхнего предельного уровня вибрационный (Унифицированный отросный лист на сигнализатор уровня)*;</p> <p>14. Запасные конструкции для КИПиА*:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• для технического манометра и датчика давления - штуцер приварной Ш-К1/2" ТУ 36-1118-84, вентиль ВПЭМ 5-35ХЛ К1/2" В М20х1,5-В - 2 компл.;</li> <li>• для уровнемера микро волнового на сигнализатора верхнего предельного уровня - бобышка Б1 А и пробка - 2 компл.</li> </ul> </p>

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист

3



№	Технические скетчи и технически логиче скетчи показате ли	Значения
1	2	3
1.14	Требования к разрывителю линейной и сопроводительной документацией	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Сертификат/декларация соответствия техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);</li> <li>- паспорт оборудования (включая документы на комплектующие);</li> <li>- копия обоснования безопасности;</li> <li>- руководство (инструкция) по эксплуатации с рекомендациями по методам и объему контроля технического состояния;</li> <li>- инструкция по транспортированию, складированию и хранению;</li> <li>- перечень операций по техническому обслуживанию и ремонту с указанием межремонтных сроков;</li> <li>- перечень основных быстроизнашивающихся деталей с нормой их отбраковки;</li> <li>- инструкция по монтажу и пуско-наладке;</li> <li>- сборочные чертежи, спецификация;</li> <li>- принципиальные схемы управления и сигнализации;</li> <li>- протокол приема на предприятии-изготовителе;</li> <li>- акты заводских испытаний;</li> <li>- сертификат соответствия требованиям ГОСТ Р</li> <li>- сертификат ТР ТС «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»</li> <li>- Сертификат паспорт и инструкция по эксплуатации электродвигателя.</li> <li>- требования к документации на СИ в униф. ОЛ.</li> </ul>
1.15	Приемочные испытания на стенде в заводских условиях	Испытание агрегата электронного выключателя на заводе-изготовителе с предоставлением отчета (протокола испытаний)
1.16	Необходимость проведения заводских отбраковок - шв-монтажных работ - пуско-наладочных работ	Не требуется
1.17	Требования к гарантийному сроку и сроку эксплуатации	
	- емкость	<ul style="list-style-type: none"> <li>Гарантийный срок - не менее 3 лет с момента поставки</li> <li>Срок эксплуатации - не менее 20 лет</li> </ul>
	- агрегат электронный	<ul style="list-style-type: none"> <li>Гарантийный срок - не менее 3 лет с момента поставки</li> <li>Срок эксплуатации - не менее 20 лет</li> </ul>

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист

4



**5. Характеристики и показатели работы электропривода насоса\***

5.1	Мощность, кВт		Приложение 1
5.2	Частота вращения, об/мин		Приложение 1
5.3	Напряжение, В; количество фаз, п.п.	380; 3	
5.4	Частота сети, Гц	50	
5.5	Климатическое исполнение, ГОСТ 15150.2015	У2, 5	
5.6	Класс защиты по ПУЭ	IP55	
5.7	Требования к защите	IP54	
5.8	Габариты ШДВ, мм	Определяется заводом-изготовителем	
5.9	Вид крепления	Фланцевый узел с крепежом (винты/гайки, прокладки)	
5.10	Муфта эл. двигателя	Определяется заводом-изготовителем	
5.11	Кабель ввода	используется кабель любой с возможной площадью поперечного сечения на 180 гр.	
5.12	Класс по уровню вибрации и шума		Г

**6. Рекомендация минимальных размеров**

6.1 Высота подводящая горизонтальная дренажная ЕП

**7. Конструктивные особенности агрегата электро-насоса\***

7.1	Рекомендуемая марка агрегата электро-насоса (ИИЗ)	В комплекте насос с агрегатом электро-насосом ИИЗ комплектуются: - кабельная муфта; заводская коробка для подключения тормозов и пускателей; 1 шт.	
7.2	Дополнительно к приборке предусмотреть следующие заводские вводы: - для кабеля КВВГ Энг 19х1,0 и мар. Ду25 (1 шт.); - для кабеля КВВГ Энг 4х1,0 и мар. Ду20 (1 шт.) - Зарядно-исп. коробка.		
7.3	Насосное устройство ввода тормозов типа по КД заводского изготовления		
7.4	Агрегат должен быть выполнен из стали нержавеющей нержавеющей		
7.5	Исполнительный патрубок укомплектован вилкой шланга, фланцевой и креплением с привозным крепежом.		
7.6	На входе шлангом патрубка предусмотреть фильтр с площадью фильтрующего элемента не менее 0,91 м <sup>2</sup>		
7.7	Размер ответного опорного фланца по ГОСТ 13289-2015 – Приложение 4		

**8. Дополнительные требования**

8.1 Комплект оборудования должен обеспечивать возможность проведения технического обслуживания, очистки, промывки, ревизии, периодического контроля металла и соединений элементов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

**2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3**


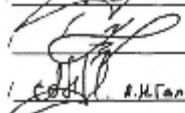
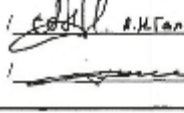

8.2	При применении устройств, препятствующих внутреннему осмотру емкости, должна быть предусмотрена возможность их удаления для проведения внутреннего осмотра и последующей установки на место. Порядок съема и установки этих устройств должен быть указан в руководстве по эксплуатации (комплекте конструкторской документации).
8.3	Конструкция внутренних устройств должна быть согласована с заказчиком при разработке конструкторской документации.
8.4	Внутренние устройства емкости должны быть закреплены на обечайке и днищах емкости через накладку, обваренные по контуру. Внутренние устройства должны иметь возможность быть демонтированными без использования огневых работ. Масса и размеры демонтируемых деталей и/или устройств из полости емкости должны быть рассчитаны на вывознение демонтажа/монтажа внутри емкости одним человеком.

Примечание:

Параметры, обозначенные знаком «\*» учитываются при посылке емкости подземной с агрегатом электронасосным.

Приложения:

1. Таблица основных параметров для заказа подземных емкостей типа ЕП для проектируемых объектов.
  - 1.1. Опросный лист на индикатор буйковый;
2. Физико-химические характеристики среды;
3. Схема емкости дренажной ЕП
  - 3.1. Схема емкости дренажной ЕП без агрегата электронасосного;
  - 3.2. Схема емкости дренажной ЕП с агрегатом электронасосным;
  - 3.3. Габаритно-присоединительные размеры емкости подземной типа ЕП;
4. Эскиз агрегата электронасосного с габаритными размерами.

Заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		
Адрес г. Пермь	ул.	Ленина,62
Тел/факс 7 (342) 235-61-01/-		
E-mail lp@lp.lukoil.com		
Согласовано:		
Начальник УМЭМО		/P.V. Габдулманов/
Начальник отдела – Главный механик		/A.N. Устинов/
Начальник отдела – Главный метролог		/D.V. Колчин/
Начальник отдела – Главный энергетик		/S.N. Саягин/

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист

7



Первоначальное обращение	Диагностика	Засквозерное строительство	нет	нет
		Срок годности	нет	нет
		Срок годности тары	нет	нет
		Высота тары	нет	нет
		Аварийный проект/Длина стержня, мм	нет	нет
		Высота тары / Диаметр тары, мм	нет	нет
		Способ монтажа	нет	нет
		Повреждение фрезерной тары	нет	нет
		Количество, шт.	нет	нет
		Количество тары, шт	нет	нет
		Износ тары	нет	нет
		Вид тары	нет	нет
		Высота тары	нет	нет
		Количество тары	нет	нет
		Засквозерное строительство	нет	нет

Разработчик:

ИЦ "НИИПУ-Нефтегазост"  
(Организация)

Начальник сектора ОНГМ Бюджет С.Ю.  
(Должность, ФИО)

" " 20\_\_

г.

Начальник сектора ЗАЭС Трыкин В.Н.  
(Должность, ФИО)

" " 20\_\_

г.

Проконтроль:

Начальник отдела - Глазковский А.Н.

" " 20\_\_

г.

Начальник отдела - Глазковский Д.В.

" " 20\_\_

г.

Начальник УМБМО Габдуллин Р.В.

" " 20\_\_

г.

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


Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист

9

УТВЕРЖДАЮ  
Первый Заместитель Генерального  
директора – Главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

  
И. И. Мазени  
«6» 03 2020 г.

**Типовой опросный лист для заказа индикатора уровня**

Наименование оборудования		Индикатор уровня
Тип оборудования в соответствии с проектом		Приложение №1
Технологический номер (позиция)		Приложение №1
Количество		Приложение №1
Месторождение, объект		Приложение №1
Место установки		Приложение №1
Общие сведения	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ 1
	Степень защиты	IP 65
	Назначение оборудования	Индикация уровня
	Место установки оборудования	Приложение №1
Характеристики измеряемой среды	Наименование	Приложение №1
	Плотность	Приложение №1
	Температура	Приложение №1
	Давление	Приложение №1
Характеристика сигнализатора	Тип	Буйковый
	Контролируемый диапазон	Приложение №1
	Диаметр буйка, мм	Не более 40
	Длина буйка	Приложение №1
	Длина подвеса (с учетом пружины)	Приложение №1
	Тип присоединения	G1 1/2"
	Корпус	Литой алюминиевый
	Индикация	Линейная шкала, маркированная цветом
Градировка с допустимым отклонением	1,5 %	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист  
1

Формат А4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист  
10

	Срок гарантий	Не менее 3 лет
	Срок эксплуатации	не менее 8 лет.
	В комплекте	Бобышка с резьбой G1 ½; Маркировочная табличка (должна содержать информацию: номер позиции на технологической схеме, наименование измеряемого параметра, пределы измерения). Габаритные размеры не менее 50x80 мм. Все острые края должны быть скруглены.
Требования к документации	1. Действующие сертификаты соответствия требованиям технических регламентов (если иная форма оценки соответствия не установлена законодательством о техническом регулировании). 2. Паспорт и/или формуляр (оригинал), заполненный надлежащим образом. 3. Эксплуатационная документация, содержащая все необходимые указания по монтажу, вводу в действие, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, консервации и утилизации на русском языке. В составе тендерной документации п.№ 1. В комплекте поставки п. № 1,2,3 копии п.№ 2,3 в отдельной упаковке.	

Согласовано:

Начальник УМЭМО

  
Р.В. Габдульманов  
Инициалы

Начальник отдела – Главный метролог

  
Д.В. Колчин  
Инициалы 05.05.2020

Изм. № год	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Формат А4

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3

Лист

11

Формат А4



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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Приложение № 1 к Техническому заданию на выполнение работ

№ в о	№ ОП	Тип и марка оборудования в соответствии с проектом	Позиция	Кол-во, шт	Место установки, Шкафы	Место установки	Характеристики измерительной среды				Характеристики оборудования					
							Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С	Давление, МПа	Колебательная нагрузка, мм	Длина трубы, мм	Длина погружаемой части	Длина погружаемой части, мм	Длина погружаемой части, мм		
1	Б/а	ВТН-254	Е-1	1	2019/083-1/04/1-17 «Ремонтные работы по монтажу ДПС-0120»	Емкость БТЭС	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	
							848	0	50	0	0,07	300-1200	900	1700	0	0
1	Б/а	ВТН-254	Е-2	1	2019/083-1/04/1-17 «Ремонтные работы по монтажу ДПС-0120»	Емкость БТЭС	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса	масса
							848	0	50	0	0,07	300-1200	900	1700	0	0

Составитель:  
Исполнитель: **МЗМО**

Р.В. Габриелянов

Разработчик

А.В. Динко

Исполнитель: **Г.В. Копылов**

Д.В. Копылов

Проектировщик

М.Е. Овчинников

2019/083-PD- ILO1.GCH.OL3



Схема емкости дренажной ЕП

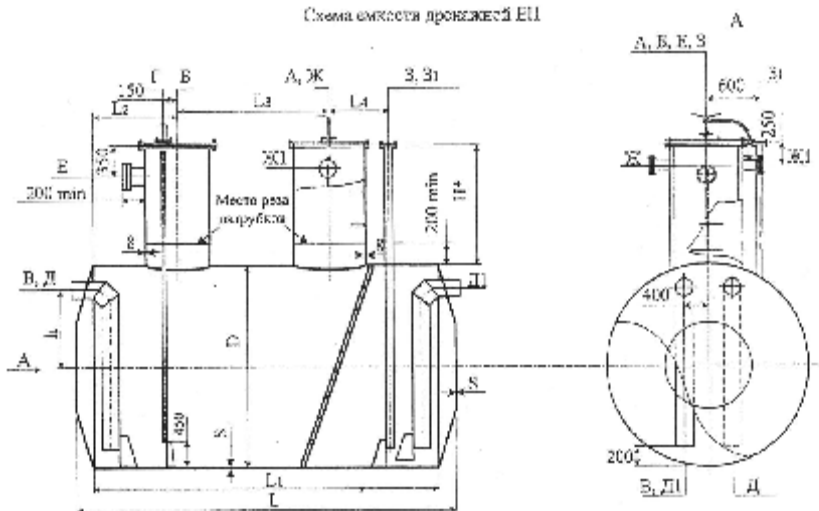


Таблица штуцеров

Обозначение	Назначение	Кол.	Ду, мм	Ру, МПа	Послет штуцера, мм	Исполнение/тип уплотнительной поверхности
А	Люк-лаз	1	800	0,3	Приложение 1	1 по ГОСТ 23159,2
Б	Люк для насоса	См. прил. №1	700	0,6	Приложение 1	В по ГОСТ 23250
В	Вход продукта	1	200	-	Приложение 1	Под приварку
Г	Выход продукта	1	80	-	Приложение 1	
Д	Резервный вход продукта №1	См. прил. №1	200	-	Приложение 1	
Д1	Резервный вход продукта №2	См. прил. №1	200	-	Приложение 1	
З	Вход пара	1	100	1,6	Приложение 1	П по ГОСТ 23259
Ж	Воздухоотсос	1	100	1,6	Приложение 1	
Ж1	Резервный воздухоотсос	См. прил. №1	100	1,6	Приложение 1	
З	Для уровнемера	См. прил. №1	100	1,6	Приложение 1	
З1	Для сигнализатора уровня	См. прил. №1	65	1,6	Приложение 1	

Примечания:  
 \*Размеры указаны при заказе с учетом диаметра уплотнителя  
 Размеры выбираются из таблицы «Таблица присоединительных размеров емкости дренажной типа ЕП»  
 Крышка люк-лаза А поставляется с патентованным устройством  
 Высота горелки от уровня земли 500 мм.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата



