



КОММЕРЧЕСКАЯ ТАЙНА Экз. № \_\_\_\_  
Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»  
119334, Москва, ул. Вавилова, д.24, корп. 1

## ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»



**ФИЛИАЛ**  
**«КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»**  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

**Заказчик – АО «Черномортранснефть»**

### **МН "ГРОЗНЫЙ-БАКУ". УЧАСТОК КМ. 201-144. ЗАМЕНА ТРУБЫ КМ. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. РЕКОНСТРУКЦИЯ**

#### *ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения  
линейного объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 3. Телемеханизация**

**Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ**

**Том 3.3**

Рев.2 (№3152-16 от 30.11.2016)

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3502-19		04.10.19



КОММЕРЧЕСКАЯ ТАЙНА Экз. № \_\_\_\_  
 Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»  
 119334, Москва, ул. Вавилова, д.24, корп. 1

**ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»**



**ФИЛИАЛ «КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»**  
 АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

**Заказчик – АО «Черномортранснефть»**

**МН "ГРОЗНЫЙ-БАКУ". УЧАСТОК КМ. 201-144.  
 ЗАМЕНА ТРУБЫ КМ. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.  
 РЕКОНСТРУКЦИЯ**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения  
 линейного объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 3. Телемеханизация**

**Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ**

**Том 3.3**

Главный инженер

Е.П. Близниченко

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3502-19		04.10.19

Филиал «Краснодаргипротрубопровод»

№ КТ-160/330/302

Дата: « 30 » 12 2016 г.

Листов всего: 41

2018

Рев.2 (№3152-16 от 30.11.2016)

Инов. № подл. 209392	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------------------	----------------	--------------

**Ответы на замечания ФАУ «Главгосэкспертиза России» (письмо от 20.09.2019 № 01635-19/СГЭ-20292/901)  
 по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»  
 (договор от 28.08.2019 № 0254Д-19/СГЭ-20292/901).**

№ п/п	Содержание замечания	Ответ по замечанию	Номер листа, раздела	Ссылка на НД
	<b>В части систем автоматизации</b>			
1.	Не представлены сертификаты соответствия таможенного союза и свидетельства об утверждении типов средств измерения на применяемое оборудование автоматизации и телемеханизации в соответствии с пунктом 14.13 задания на проектирование	В соответствии с изменением № 7 в задании на проектирование п.14.13 откорректирован в части приведения в проекте требований о необходимости применения оборудования, имеющих сертификаты, свидетельства и пр., поскольку указание конкретных марок и производителей оборудования запрещено в силу требований 135-ФЗ от 26.07.2006, 223-ФЗ от 18.07.2011, 273-ФЗ от 25.12.2008, т.к. ПАО «Транснефть» - государственная компания. Требования к оборудованию в части разрешительной документации приведены в текстовой части тома 3.3 п.5.4. Р.И. Кононов +7(861)216-59-84, доб. 5349	Раздел ПД № 3, Часть ПД № 3, Том 3.3, п.5.4, лист 20 Раздел ПД № 1, том 1, приложение Ж.	Пункт 5, статья 15 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009, № 384-ФЗ
2.	Не представлено согласование с заказчиком проектных решений в части автоматизации и телемеханизации технологических процессов в соответствии с пунктом 12.2 задания на проектирование	Согласование с Заказчиком решений в части автоматизации и телемеханизации технологических процессов приведено в текстовой части тома 3.3 в приложении Б. Р.И. Кононов +7(861)216-59-84, доб. 5349	Раздел ПД № 3, Часть ПД № 3, Том 3.3, приложение Б, лист 40	Пункт 5, статья 15 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009, № 384-ФЗ

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Разрешение		Обозначение	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ		
3502-19		Наименование объекта строительства	МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1	Обл., тит.	<p><b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ</b> Добавить запись об изменении 1 <b>Листы заменить</b> Изменение внести на основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901</p> <p><b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-С</b> Добавить записи об изменении 1 <b>Лист заменить</b> Изменение внести на основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901</p> <p><b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ</b> Добавить приложение Б, письмо о согласовании решений с Заказчиком. <b>Листы заменить</b> Изменение внести на основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901</p> <p><b>В связи со сдвигом текста лист добавить</b> Изменение внести на основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901</p>		-	
	1			-	Не требуется корректировка сметной документации
	1, 2, 40			-	Не требуется корректировка сметной документации
	41			-	Не требуется корректировка сметной документации

Согласовано	23.09.19
	Шевченко
	Н. контр.

Изм. внес	Кононов	04.10.19	Филиал «Краснодаргипротрубопровод» Отдел автоматизации	Лист	Листов
Составил	Кононов	04.10.19			
ГИП	Волик	04.10.19			
Утв.	Апанаев	04.10.19			1



Рев.1 (№3125-16 от 30.11.2016)

Согласовано


Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.  
209392

Обозначение	Наименование	Примечание	2
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-С	Содержание тома	2 Изм. 1 (Зам.)	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Телемеханизация. Текстовая часть	3 Изм. 1 (Зам.)	
Телемеханизация. Графическая часть			
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.01	Схема структурная комплекса технических средств	43	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.02	УЗА №151-1 (151 км). Схема автоматизации	44	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.03	УЗА №151-1. Территория. План расположения оборудования и проводок (1:500)	45	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.04	Схема структурная СОУиКА	46	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.05	СОУиКА. Территория. План расположения УЗА N151-1	47	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.06	СОУиКА. Территория. План расположения вантуз NB146/1, 146 км	48	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.07	Линейная часть. План прокладки ВОД ПК3+45.0 - ПК5+45.0	49	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.08	Линейная часть. План прокладки ВОД ПК11+79.8- ПК13+25.0	50	

--	--	--	--	--	--

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-С						
1	-	Зам.	3502-19		04.10.19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Коневцов				04.10.19	
Проверил	Кононов				04.10.19	
Нач. отд.	Пожидаев				04.10.19	
Н. Контр.	Шевченко				04.10.19	
Содержание тома				Стадия	Лист	Листов
				П		1
				 Филиал «Краснодаргазпротрубопровод»		

## СОДЕРЖАНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ .....	3
2	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ .....	4
3	ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ.....	6
4	ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА.....	8
4.1	Технические средства .....	8
4.2	Размещение оборудования системы телемеханики .....	8
4.2	Шкаф линейной телемеханики .....	9
4.3	ЩСУ.....	10
4.4	Задвижки.....	10
4.5	Вдольтрассовая ЛЭП .....	12
4.6	Пожарная сигнализация .....	12
4.7	Охранная сигнализация .....	12
4.8	Электрохимическая защита .....	12
4.9	Система поддержания микроклимата ПКУ .....	12
4.10	Колодцы отбора давления .....	12
4.11	Контрольно-измерительные приборы.....	14
4.12	Трубные проводки .....	15
4.13	Кабельные проводки .....	15
5	ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛТМ .....	16
5.1	Надежность .....	16
5.2	Промышленная безопасность .....	16
5.3	Точность, метрологическое обеспечение, достоверность.....	18
5.4	Сертификация.....	20
5.5	Патентная и лицензионная чистота, гарантии.....	21
5.6	Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт .....	21
5.7	Быстродействие.....	22
6	ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	23
6.1	Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию системы телемеханики .....	23
6.2	Требования к периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствования состояния системы телемеханики в процессе эксплуатации .....	23
6.3	Требования к персоналу .....	26

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

\* 1 0 0 0 0 3 7 3 9 0 2 0 5 3 \*


209392

1	-	Зам.	3502-19		04.10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
		Коневцов			04.10.19
		Кононов			04.10.19
		Пожидаев			04.10.19
		Шевченко			04.10.19
		Волик			04.10.19

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Телемеханизация.  
Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	41



Филиал  
«Краснодаргазпротрубопровод»

6.4	Порядок проведения периодической поверки средств измерений .....	29
7	ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СИСТЕМЕ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И КОНТРОЛЯ АКТИВНОСТИ .....	31
8	ИСПЫТАНИЯ .....	35
9	ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ .....	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ..	38
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ПИСЬМО АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ» ИСХ. № ЧТН-01-31-02/26741 ОТ 03.10.19 .....	40



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №
1	-	Зам.	3502-19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док
			Подпись
			Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ			Лист
			2

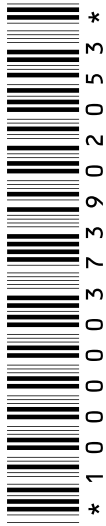
## 1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий раздел разработан на основании задания на проектирование объекта «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» (ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 с учетом изменения №1) и в соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения», ТПР-35.240.50-КТН-043-15 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Типовые проектные и технические решения».

Проектные решения раздела «Телемеханизация» разработаны с учетом положений и требований основных нормативно-технических документов Российской Федерации и отраслевых руководящих документов ПАО «Транснефть» в части промышленной безопасности, пожаро-взрывобезопасности и электрической безопасности.

Данный раздел предусматривает телемеханизацию объектов магистрального нефтепровода «Грозный-Баку».

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл. 209392	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	3		



## 2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» расположен на территории с. Бавтугай, г. Кизилюрт республики Дагестан.

МН «Грозный-Баку» оснащен системой линейной телемеханики.

Контроль и управление технологическим и производственным процессами транспортировки нефти в режиме реального времени указанным участком обеспечивает СДКУ. СДКУ состоит из территориально распределённых программно-аппаратных комплексов, объединенных каналами передачи данных и взаимодействующих с системами автоматики и телемеханики.

Контроль и управление технологическим и производственным процессами транспортировки нефти в рамках СДКУ выполняется из диспетчерских пунктов:

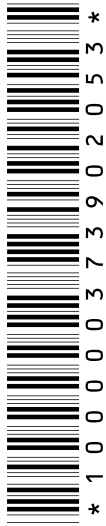
- ЦДП ПАО «Транснефть» – центральным диспетчерским пунктом (ЦДП);
- ТДП ЧТН – территориальным диспетчерским пунктом (ТДП) АО «Черномортранснефть» в Новороссийске;
- РДП ТРУМН – районным диспетчерским пунктом (РДП) в г. Тихорецк;
- МДП - местный диспетчерский пункт (МДП) на НПС «Сулак».

В штатном режиме организационное управление нефтепроводом осуществляется из РДП Тихорецкого РУМН (ТРУМН). ТДП «Черномортранснефть» осуществляет общий контроль за работой нефтепровода.

Для контроля и управления проектируемым оборудованием предусматривается:

- поставка оборудования нижнего уровня ЛТМ для контроля проектируемого технологического оборудования;
- прокладка кабельных линий в траншее на участке от проектируемого оборудования на площадке УЗА к существующему шкафу ЛТМ, установленному в существующем блок-контейнере ПКУ;
- поставка комплекта ЗИП для проектируемого оборудования нижнего уровня ЛТМ в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13;
- расширение аппаратного и программного обеспечения существующего шкафа телемеханики;

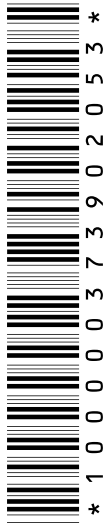
Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист	
							4	
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
209392								

- расширение программного обеспечения СДКУ РДП ТРУМН для обеспечения сбора оперативных данных и управления проектируемым технологическим оборудованием.

В соответствии с проведенным расчетом минимальной температуры проектом не предусматривается обогрев импульсных линий отборов давления в колодцах КИП.



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
209392		

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

### 3 ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ

Структура ЛТМ в составе структуры СДКУ обеспечивает выполнение функций централизованного контроля и управления оборудованием линейной части МН.

Система ЛТМ обеспечивает функции:

- телесигнализации;
- телеуправления;
- телеизмерения;
- телерегулирования;
- связи.

Телемеханизация линейной части нефтепровода обеспечивает:

– выполнение функций контроля диспетчерскими пунктами фактических параметров работы линейной части МН на соответствие нормативно-технологическим параметрам;

– телеуправление технологическим оборудованием линейной части МН из диспетчерских пунктов;

– сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;

– сбор информации о техническом состоянии оборудования;

– сбор информации, необходимой для контроля режимов работы МН по выбранному критерию.

Схема структурная комплекса технических средств ЛТМ приведена на схеме Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.01.

Объектами телемеханизации в рамках реконструкции являются:

– проектируемый колодец КИП с отбором давления и контролем затопления колодца перед линейной задвижкой №151-1;

– проектируемый колодец КИП с отбором давления, контролем затопления колодца и датчиком прохождения СОД после линейной задвижки №151-1;

– КИП ЭХЗ МН;

– инженерные системы существующего блок-бокса ПКУ (системы охранной и пожарной сигнализации, шкаф ЩСУ, ИБП).

Схема автоматизации приведена на чертеже Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.02.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							6

Объемы автоматизации и телемеханизации принимаются по РД-35.240.50-КТН-109-13.

Алгоритмический модуль контроля и управления задвижкой, логика формирования флагов состояния задвижки реализуются в контроллере телемеханики на среднем уровне в соответствии с п.14 части 6 ТПР-35.240.50-КТН-043-15.

Основной канал ЛТМ – RS-232, существующий.

Средства телемеханизации поддерживают событийную модель передачи данных (по изменениям) по определенным (настраиваемым) группам параметров.

Для добавления объема принимаемой информации от оборудования ЛТМ в СДКУ проектом предусматривается доработка программных средств СДКУ ТРУМН АО «Черномортранснефть».

В объем программной доработки СДКУ входит:

- доработка и настройка прикладного ПО на серверах ввода/вывода СДКУ РДП ТРУМН (основной и резервный);
- доработка и настройка прикладного ПО на сервере истории РДП ТРУМН;
- доработка и настройка прикладного ПО на серверах приложений РДП ТРУМН (основной и резервный);
- доработка и настройка прикладного ПО на АРМ диспетчера РДП ТРУМН;
- комплекс работ по наладке, испытаниям и сдаче в эксплуатацию системы в объеме доработки.

Доработка ПО уровней МДП и ТДП не требуется, так как экранные формы и оперативные данные программно-аппаратные средства получают от оборудования СДКУ РДП ТРУМН посредством web-доступа.

Задание на доработку программного и аппаратного обеспечения СДКУ разрабатывается на стадии «Рабочая документация».



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

7

## 4 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

### 4.1 Технические средства

Проектом предусматривается поставка оборудования КИП нижнего уровня и доработка ШТМ среднего уровня системы ЛТМ.

### 4.2 Размещение оборудования системы телемеханики

Для обеспечения взрывобезопасности при размещении оборудования автоматизации в проектируемых зданиях и сооружениях учитываются их характеристики по взрывопожарной опасности, представленные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Классификация проектируемых сооружений по взрывопожарной опасности

Наименование здания, сооружения и помещения	Класс взрывоопасной зоны или характеристика окружающей среды		Категория и группа взрывоопасной смеси паров ЛВЖ с воздухом	Примечание
	по ПУЭ	по ГОСТ 30852.9-2002		
Помещение ПКУ	П-I	-	-	
Колодцы КИП	B-Ia	2	IIAT3	
Зона в радиусе 0,5 м от колодца КИП	B-Iг	2	IIAT3	
Зона в радиусе 3 м от запорной арматуры	B-Iг	2	IIAT3	

Оборудование, эксплуатируемое во взрывоопасных зонах, имеет взрывозащищенное исполнение, соответствующее требованиям ГОСТ IEC 60079-1 (2014), ГОСТ 30852.3-2002, главы 7.3 ПУЭ для зон соответствующего класса при соответствующей категории и группе смеси:

- а) Оборудование с видом взрывозащиты типа «взрывонепроницаемая оболочка»

В проекте применяется оборудование с маркировкой взрывозащиты 2ExdIIAT3. Данный вид взрывозащиты применяется для всех датчиков и приборов, устанавливаемых во взрывоопасных зонах.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							8

Для обеспечения взрывозащиты при переподключении датчиков и приборов к ШТМ используется экранированный бронированный кабель. Подробное описание кабельных проводок приведено в п.4.7.

#### б) Невзрывозащищенное оборудование

Данный вид оборудования применяется для всех датчиков, приборов и средств автоматизации, устанавливаемых в невзрывоопасных зонах.

### 4.2 Шкаф линейной телемеханики

Для реализации функций контроля, управления, измерения и связи предусматривается доработка существующего шкафа телемеханики. ШТМ выполнен на базе микропроцессорных средств.

Модули ввода-вывода информации в объеме расширения соответствуют требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13 и ТПР-35.240.50-КТН-043-15.

ПЛК ЛТМ имеет модульную структуру и позволяет наращивать объемы сигналов ввода-вывода в зависимости от числа объектов контроля на линейном узле. ПЛК выполняет функции сбора, обработки и хранения данных, их логического контроля и обмена информацией по сети.

ПЛК ЛТМ имеет повышенную надежность и не допускает перерыва в работе.

Программное обеспечение (ПО) ПЛК ЛТМ в объеме расширения отвечает требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13. ПО достаточно для выполнения всех функций системы, реализуемых с применением ПЛК. ПО включает в себя программы диагностики технических средств системы и контроля достоверности входной информации.

ПО достаточно для выполнения всех функций системы, реализуемых с применением ПЛК. ПО включает в себя программы диагностики технических средств системы и контроля достоверности входной информации.

ПЛК ЛТМ обеспечивает:

- самотестирование при включении и работе;
- измерение, фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- вывод команд телеуправления;
- ввод дискретных сигналов;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							9

- передачу информации о состоянии технологического оборудования на верхний уровень системы;
- автоматический переход на резервный канал связи при неисправности основного.

#### 4.3 ЩСУ

В проекте используются существующий ЩСУ, установленный в существующем блок-боксе ПКУ. ЩСУ обеспечивает ввод электроэнергии необходимых параметров, электроснабжение, управление и защиту электропотребителей. ЩСУ обеспечивает передачу в ШТМ дискретных сигналов в соответствии со схемами автоматизации.

#### 4.4 Задвижки

Электропривод задвижки существующий (пусковая аппаратура установлена в ЩСУ) оснащен постом местного управления, механическими конечными и моментными выключателями. Связь электропривода задвижки с ШТМ организована с использованием дискретных сигналов (цепи 220 В переменного тока).

В рамках проекта изменения схемы электрической принципиальной для управления задвижкой не предусматривается.

В положении ключа «отключено» схема управления обесточивается. В положении ключа «местное управление» допускается управление от кнопок местного управления «открыть», «закрыть», «остановить» у задвижки и в ШТМ и не принимаются команды дистанционного управления «открыть», «закрыть, «остановить» от ПЛК ЛТМ. В положении ключа «дистанционное управление» допускается управление от контроллера «открыть», «закрыть, «остановить» и не принимаются команды от кнопок местного управления «открыть», «закрыть, «остановить» у задвижки и в ШТМ.

Логическая обработка сигналов от схемы управления задвижки, формирование флагов состояний задвижки и контроль выполнения команд управления выполняются в ПЛК ЛТМ.

Для контроля текущего состояния задвижки должны предусмотрены пять основных (взаимоисключающих) флагов состояний:

- задвижка открыта;
- задвижка закрыта;
- задвижка в промежуточном положении;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							10

- задвижка открывается;
- задвижка закрывается.

Помимо пяти основных флагов состояний задвижки предусмотрены три дополнительных флага состояния:

- авария задвижки;
- неисправность;
- наличие напряжения в схеме управления задвижки.

Для задвижки, находящейся в режиме дистанционного управления, алгоритм управления и контроля состояния задвижки, при обнаружении «Самопроизвольного закрытия (открытия)» задвижки, предусматривает подачу на электропривод автоматической команды «Остановить». Команда «Остановить» удерживается до деблокировки аварии диспетчером. При этом в ПЛК ЛТМ формируется флаг «Авария задвижки».

При наличии флага «Авария задвижки» управление электроприводом задвижки блокируется. Флаг «Авария задвижки» снимается при поступлении команды телеуправления «Деблокировка аварии».

В настройках ПЛК ЛТМ исключено применение режима формирования предустановленных значений дискретных выходных каналов за исключением каналов включения команды «Остановить».

Подача реверсивных команд управления («Открыть» на закрывающуюся задвижку, «Закрыть» на открывающуюся задвижку) сопровождается автоматической подачей команды «Остановить» с контролем её исполнения.

Для понижения вероятности выдачи ложной команды дистанционное управление задвижками осуществляется в два этапа: подготовительный (ТУ «Подготовить телеуправление») и исполнительный. По вышеназванной команде выполняется подготовка цепей задвижки к дистанционному управлению. Команда ТУ «Подготовить телеуправление» снимается автоматически (программно) через заданное время или: при выполнении заданной команды на открытие или закрытие, при получении команды ТУ «Отменить телеуправление», при получении команды ТУ «Остановить», при получении сигналов «Авария», «Сработал моментный выключатель открытия» или «Сработал моментный выключатель закрытия», при выводе ключа выбора режима управле-

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Изм.	Колуч.	Лист	№дож.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							11
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
209392							



ния из положения «ДУ» (при отсутствии сигнала «Режим управления задвижкой дистанционный»).

#### 4.5 Вдольтрассовая ЛЭП

Секционирование вдольтрассовой ЛЭП на участки с помощью АПС с линейными разъединителями в рамках настоящего проекта не предусматривается.

#### 4.6 Пожарная сигнализация

Информация о срабатывании и неисправности пожарной сигнализации в ПКУ поступает от прибора приемно-контрольного пожарной сигнализации, установленного в шкафу пожарной сигнализации, в ШТМ на контроллер ЛТМ для передачи в СДКУ.

#### 4.7 Охранная сигнализация

Информация о срабатывании охранной сигнализации поступает от прибора приемно-контрольного охранной сигнализации, установленного в шкафу технических средств охраны, в ШТМ на контроллер ЛТМ для передачи в СДКУ.

#### 4.8 Электрохимическая защита

В рамках электрохимзащиты магистрального нефтепровода проектом предусматриваются установки КИП ЭХЗ на реконструируемом участке.

КИП ЭХЗ передает в ШТМ значения защитного потенциал «труба-земля».

#### 4.9 Система поддержания микроклимата ПКУ

Информация о минимальной и максимальной температуры воздуха в БК ПКУ (на перспективу) поступает от программно-логического устройства системы поддержания микроклимата ПКУ в ШТМ на контроллер ЛТМ для передачи в СДКУ.

#### 4.10 Колодцы отбора давления

Для размещения проектируемых приборов КИП, контролирующих технологические параметры на подземных участках нефтепровода, используются проектируемые колодцы КТ заводского изготовления. Колодцы КТ герметичные, предназначены для установки на трубопроводе, каждый колодец подвергается приемо-сдаточным испытаниям. Выходы кабеля из колодца выполнены в защитных трубах, поставляемых комплектно с колодцем КТ. Заземление приборов и оборудования КИП в колодце КТ,

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							12

а также самого колодца КТ выполнено в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13.

Колодец предназначен для применения во взрывоопасных зонах класса 1 по ГОСТ 30852.9-2002, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории IIA по ГОСТ 30852.11-2002, температурного класса ТЗ по ГОСТ 30852.5-2002, а также согласно ПУЭ (издание седьмое, глава 7.3). Проникание грунтовых вод и атмосферных осадков через подвижные и неподвижные уплотнения колодца не допускается. Колодец имеет антикоррозионное покрытие. Корпусные детали, фланцы, крышки и строповочные элементы (петли) предусматриваются из стали марки 09Г2С по ГОСТ 19281-2014, ГОСТ 27772-2015. Крышка колодца содержит конструктивные решения (использование искробезопасных материалов – стали 12Х18Н10Т по ГОСТ 5949-75, паронита), исключаящие искрообразование при ее съеме и монтаже. Уплотнительный материал для подвижных и неподвижных соединений (изоляция крышки колодца, ввод кабеля в колодец для подключения КИП, защита концевых выключателей по контролю открытия крышки от попадания влаги) исключает искрообразование, разрушение под воздействием влаги и перепада температур.

Исполнение колодца УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69, предназначен для эксплуатации в макроклиматическом районе с умеренным и холодным климатом и размещением на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от минус 60 °С до 40 °С.

В комплект поставки проектируемого герметичного колодца входит:

- отборное устройство давления с импульсной обвязкой;
- кронштейны для установки оборудования КИП;
- стойка для монтажа приборов и оборудования КИП;
- сигнализатор открытия колодца взрывозащищенный;
- манометр показывающий;
- сигнализатор уровня жидкости поплавковый, взрывозащищенный;
- коробка соединительная взрывозащищенная (для подключения КИП).

В центре входной крышки колодца расположено отверстие, закрытое пробкой и защитным колпаком, снятие которых возможно только при помощи специального инструмента. Отверстие в центре входной крышки предназначено для обязательного проведения контроля состояния воздушной среды в колодце с помощью газоанализа-



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Интв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							13

тора перед проведением работ по обслуживанию КИП или проведению технического обслуживания колодца.

#### 4.11 Контрольно-измерительные приборы

В части общих технических требований КИП должны соответствовать требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13 и ОТТ-17.020.00-КТН-253-10.

Датчик избыточного давления имеет выходной сигнал 4...20 мА с поддержкой HART-протокола. Подключение датчика к модулю ввода/вывода ПЛК предусматривается с использованием аналогового сигнала 4...20 мА.

Для контроля избыточного давления по месту используются манометры без гидрозаполнения.

Для сигнализации прохождения средств очистки и диагностики заданной точки используется преобразователь электроакустический в комплекте с монтажным приспособлением и блоком электронным. Преобразователь электроакустический накладной крепится к МН монтажным приспособлением. Блок электронный обеспечивает передачу в ШТМ: аналогового сигнала «Уровень отраженного ультразвукового сигнала»; сигналов типа «сухой контакт»: «Скребок прошел», «Прибор исправен». Блок электронный обеспечивает прием команды «Контроль-деблокировка сигнализатора прохождения СОД» в виде потенциального сигнала типа «=24В» от ШТМ. Блок электронный сигнализатора прохождения СОД устанавливается в ШТМ.

Для контроля затопления колодцев и уровня в дренажных емкостях камер СОД используется сигнализатор уровня поплавковый, который имеет выходной сигнал типа «сухой контакт».

Датчик избыточного давления, манометр, датчик сигнализатора прохождения средств очистки и диагностики, сигнализатор уровня устанавливаются в колодце с взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класса В-Ia по ПУЭ), с категорией взрывоопасной смеси IIAT3.

Приборы и датчики, устанавливаемые в колодце с взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класса В-Ia по ПУЭ), с категорией взрывоопасной смеси IIAT3, имеют соответствующее конструктивное исполнение для эксплуатации в указанной взрывоопасной зоне.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата	14			

#### 4.12 Трубные проводки

Обогрев импульсных линий отборов давления в колодцах КИП не предусматривается в рамках консолидации проектных решений (см. раздел 2).

#### 4.13 Кабельные проводки

Проектируемые кабельные проводки выполняются контрольным экранированным бронированным кабелем с негорючей изоляцией и пониженным дымо- и газовыделением (типа нг(А)-LS).

Проектируемые кабели прокладываются в траншее на глубине 0,7 м.

Проектируемые кабельные проводки в ПКУ выполняются контрольным экранированным бронированным кабелем с негорючей изоляцией и пониженным дымо- и газовыделением (типа нг(А)-LS), прокладываются в кабельных лотках с отсеками для отдельной прокладки кабелей с различными видами сигналов. Кабельные проводки и лотки предусматриваются в комплекте поставки ПКУ, и учитываются электротехнической частью проекта. Броня кабеля необходима для защиты от грызунов.

Кабельные линии в траншеях должны иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли или песка, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

При пересечении дорог, сторонних коммуникаций кабель в траншее прокладывается в защитном футляре из полиэтиленовой трубы.

Сигнальная лента укладывается в траншее над кабелями на расстоянии 250 мм от их наружных покровов. При расположении в траншее одного кабеля лента укладывается по оси кабеля, при большем количестве кабелей - края ленты должны выступать за крайние кабели не менее чем на 50 мм.

Совместная прокладка кабелей с разным уровнем напряжения и назначением выполнена с соблюдением требований РД-35.240.50-КТН-109-13.

План расположения оборудования и проводок по территории узла запорной арматуры см. Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР3-АТ.03.



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР3

Лист

15

## 5 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛТМ

### 5.1 Надежность

По надежности система линейной телемеханики в объеме расширения удовлетворяет требованиям ГОСТ 26.205-88 и РД-35.240.50-КТН-109-13, а именно:

– средняя наработка на отказ одного канала каждой функции системы телемеханики должна составлять не менее 18000 часов.

Назначенный срок службы не менее 20 лет.

Испытания на безотказность для контроля средней наработки на отказ проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 27883-88.

Ожидаемые значения показателей надежности основных функций системы телемеханики проверяются расчетом и/или моделированием и сопоставляются с требуемыми значениями. Эксплуатационная документация на систему телемеханики содержит методику расчета надежности комплекса технических средств.

В качестве основных мер обеспечения надежности используются следующие решения:

- электропитание основных компонентов системы осуществляется от ИБП;
- реализован контроль электропитания оборудования системы;
- используемые средства имеют самодиагностику и сигнализацию неисправного состояния, а так же сигнализацию при обнаружении нарушений в работе оборудования;
- реализовано резервирование каналов связи.

### 5.2 Промышленная безопасность

Система телемеханики в объеме расширения отвечает комплексу требований промышленной безопасности, которая включает в себя требования к следующим ее составляющим:

- функциональная безопасность,
- информационная безопасность,
- экологическая безопасность;
- электробезопасность.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
209392					

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

16

Функциональная безопасность в объеме расширения отвечает требованиям ОТТ-35.240.00-КТН-010-12 и определяется качеством выполнения системой телемеханики в составе ЕСДУ функций, реализуемых с целью обеспечить удержание технологического процесса в безопасном состоянии или (при определенных условиях) перевод его в безопасное состояние.

Информационная безопасность в объеме расширения отвечает требованиям ОТТ-35.240.00-КТН-010-12 и обеспечивается такими техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые исключают возможность как самопроизвольного, так и умышленного искажения сигналов и данных, предотвращают не санкционированные действия.

Система телемеханики в объеме расширения отвечает требованиям экологической безопасности и соответствует требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13.

Электроснабжение системы телемеханики соответствует требованиям, предъявляемым электроприемниками особой группы 1 категории и соответствует ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии.

Конструкция всех компонентов системы телемеханики в объеме расширения обеспечивает защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.0-75. Изделия с питанием от сети имеют сигнализацию сетевого напряжения. Переключатели и другие органы управления, состояние которых может повлиять на безопасность персонала, имеют маркировку, обозначающую выполняемые ими функции.

Заземление оборудования и элементов системы телемеханики в объеме расширения выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, РД-91.020.00-КТН-259-10, РД-35.240.50-КТН-109-13 и требованиями заводов-изготовителей. Рядом с болтом заземления нанесена маркировка знака заземления, выполненная по ГОСТ 21130-75.

Технические средства ЛТМ в объеме расширения защищаются от перенапряжений цепей питания (вторичные воздействия молнии и коммутационные перенапряжения; перенапряжения, вызванные электромагнитными воздействиями) и от электромагнитных помех в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13 и РД-91.020.00-КТН-021-11.

Перед проведением работ по обслуживанию КИП в колодцах КИП, на площадках наружных взрывопожароопасных производится контроль воздушной среды с це-



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

17

лю обеспечения нормальных условий труда и предупреждения возникновения опасных концентраций газов и паров нефти:

а) в колодце КИП:

Воздушную среду следует контролировать не ранее, чем через 15 мин после открытия люка (крышки) и проветривания колодца на высоте не более 0,5 м от дна колодца или поверхности жидкости, находящейся в колодце с помощью удлинительной воздухозаборной трубки или способом опускания прибора. При невозможности применения данного метода, контроль воздушной среды проводится работником на уровне люка (крышки) и ступенчато ниже непосредственно внутри колодца. Работник, проводящий контроль воздушной среды, должен опускаться в колодец с соблюдением мер безопасности, указанных в наряде-допуске, и в соответствии с требованиями ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

б) На площадках наружных взрывопожароопасных установок:

Воздушную среду следует контролировать на расстоянии 1 м от технологического оборудования на уровне дыхания с подветренной стороны с соблюдением мер безопасности, указанных в наряде-допуске, и в соответствии с требованиями ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Для контроля воздушной среды применяются газоанализаторы, имеющие комплект действующей разрешительной документации в полном объеме требований норм и стандартов РФ.

### 5.3 Точность, метрологическое обеспечение, достоверность

В соответствии с ГОСТ 23222-88 для средств измерений и измерительных каналов нормированными метрологическими характеристиками являются основная погрешность и дополнительный погрешность.

Основная приведенная погрешность существующих средств измерений, применяемых в Система составляет:

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

18

- датчик избыточного давления нефти на линейной части МН  $\pm 0,1$  %;
- манометр избыточного давления нефти  $\pm 1,0$  %.

В состав измерительного канала входят: датчик, линия связи, нормирующий преобразователь, модуль ввода сигналов, включая используемые в данных устройствах алгоритмы преобразования. Результирующая погрешность измерительного канала не должна превышать 150 % от погрешности входящего в данный измерительный канал датчика.

По достоверности передаваемой информации система телемеханики должна соответствовать I категории по ГОСТ 26.205-88.

Вероятность трансформации команд в системе телемеханики не должна превышать  $10^{-14}$ , вероятность образования ложной команды должна быть не более  $10^{-12}$ .

Для понижения вероятности выдачи ложной команды дистанционное управление задвижками должно осуществляться в два этапа: подготовительный (выбор объекта и характера операции) и исполнительный (запуск передачи команды). Прием информации должен завершаться посылкой источнику сигнала квитанции.

Средства измерения, входящие в состав измерительного канала, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь: свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений и методики поверки СИ, регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству (сертификату), оформленные в соответствии с действующими нормами и правилами, действующее на момент ввода в эксплуатацию; действующее на момент ввода Системы в эксплуатацию с запасом по сроку действия не менее половины межповерочного интервала, установленного для данного СИ, свидетельство о поверке (калибровке) СИ; комплект протоколов: метрологических испытаний СИ и измерительных каналов, первичной поверки.

Метрологическое обеспечения измерительные каналов должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596-2002. Измерительные каналы должны поставляться с сертификатами об утверждении типа и методикой поверки.

Измерительные каналы, на которые распространен сертификат утверждения типа, подлежащие применению или применяемые в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора, должны быть подвергнуты пер-



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата	19		



вичной поверке при вводе в постоянную эксплуатацию после установки на объекте в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002.

#### 5.4 Сертификация

Все оборудование Системы в объеме расширения поставляется с комплектом действующей разрешительной документации в полном объеме требований норм и стандартов РФ, включая:

- свидетельства (сертификаты) об утверждении типа средств измерений и методики поверки СИ, регламентированные в приложении (описание типа СИ) к данному свидетельству (сертификату), оформленные в соответствии с действующими нормами и правилами, действующие на момент ввода в эксплуатацию;

- свидетельства (сертификаты) об утверждении типа измерительных систем (ИС), государственной регистрации ИС и методики поверки ИС (для измерительных каналов);

- действующие на момент ввода в эксплуатацию свидетельства о поверке СИ и измерительных каналов со сроком поверки не менее половины величины межповерочного интервала;

- комплект протоколов: метрологических испытаний средств измерений и измерительных каналов, первичной поверки;

- комплект эксплуатационных документов согласно ведомости эксплуатационных документов, в том числе методики поверки и калибровки измерительных систем;

- сертификаты соответствия Росстандарта (действующие до даты указанной в решении Комиссии Таможенного союза о принятии конкретного ТР ТС) или сертификаты (декларации) соответствия продукции требованиям ТР ТС, к которым установлены требования в соответствии с законодательством РФ о техническом регулировании;

- разрешения на применение Ростехнадзора (в соответствии с разделом 5 ТПР-35.240.50-КТН-043-15) или заключение экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированное в Ростехнадзоре;

- сертификаты о взрывозащищенности электрооборудования (действующие до даты указанной в решении Комиссии Таможенного союза о принятии конкретного ТР ТС) или сертификаты соответствия продукции требованиям ТР ТС 012/2011 (для всего оборудования, используемого во взрывоопасных зонах);

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							20

- технические условия на Систему, включенные в «Реестр основных видов продукции»;
- программы и методики испытаний Системы, включенные в «Реестр основных видов продукции».

Система включена установленным порядком в «Реестр основных видов продукции» системы «Транснефть» («Реестр ОВП»).

### 5.5 Патентная и лицензионная чистота, гарантии

Система телемеханики создается на базе серийно выпускаемых технических средств автоматики, вычислительной техники и связи и обладает патентной и лицензионной чистотой.

Гарантии поставщика на функционирование проектируемого комплекса технических средств в составе системы линейной телемеханики и ЕСДУ сохраняется в течение 24-ти месяцев со дня ввода в эксплуатацию и поддерживается гарантийным ремонтом.

### 5.6 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт

Система телемеханики рассчитана на режим круглосуточной готовности, с остановкой на профилактическое обслуживание не чаще, чем один раз в год.

ШТМ размещается в закрытом ПКУ с электрообогревом. Рабочий диапазон температур в ПКУ от +5°C до +40°C при относительной влажности до 90%.

Внутренняя компоновка ШТМ обеспечивает удобство для доступа к элементам как внутреннего, так и внешнего монтажа.

По эксплуатационной законченности система телемеханики относится к изделиям третьего порядка по ГОСТ Р 52931-2008.

Средства автоматизации и телемеханизации в части устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды по исполнению для различных климатических районов и категорий размещения соответствуют требованиям ГОСТ 15150-69.

Оборудование автоматики и телемеханики, устанавливаемые в БКС/ПКУ соответствуют климатическому исполнению УХЛ4.2 по ГОСТ 15150-69.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							21

Требования по стойкости оборудования автоматики, телемеханики к воздействию землетрясений (сейсмостойкости) не предъявляются.

Оболочки средств автоматизации и телемеханизации в части обеспечения защиты от проникновения внешних твердых предметов и воды соответствуют требованиям ГОСТ 14254-96.

**5.7 Быстродействие**

В соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-13 время поступления любого сообщения с объекта на уровень ТДП по каналам линейной телемеханики не превышает двух секунд.

Время передачи управляющей команды с уровня ТДП на любой телемеханизированный технологический объект не превышает двух секунд.



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

## 6 ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

### 6.1 Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию системы телемеханики

Контроль за технологическим процессом осуществляется диспетчерами из диспетчерских пунктов: МДП, РДП, ТДП.

Работоспособное состояние оборудования системы телемеханики магистральных нефтепроводов обеспечивается системой технического обслуживания и ремонта. Система технического обслуживания и ремонта представляет совокупность взаимосвязанных средств, документации, исполнителей и мероприятий, необходимых для поддержания и восстановления исправности (работоспособности) оборудования, обеспечения надежной и безопасной эксплуатации, снижения эксплуатационных затрат и повышения производительности.

Система технического обслуживания и ремонта оборудования телемеханики предусматривает выполнение следующих работ:

- контроль технического состояния и проверка работоспособности;
- техническое обслуживание;
- плановый ремонт (текущий, капитальный);
- подготовка средств измерений к проведению поверки (калибровки);
- проверка технологических защит, блокировок и сигнализации оборудования и сооружений.

При эксплуатации оборудования системы телемеханики может выполняться неплановый ремонт, который проводится с целью устранения отказов и неисправностей оборудования и не входит в плановые работы по техническому обслуживанию и ремонту.

### 6.2 Требования к периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствования состояния системы телемеханики в процессе эксплуатации

Техническое обслуживание оборудования системы телемеханики должно проводиться в соответствии со следующими документами:

- руководством по эксплуатации (инструкцией по эксплуатации, техническим описанием);
- паспортом;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Индв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

23

– нормативно-технической документацией, действующей в Компании.

Техническое обслуживание должно предусматривать:

– ежедневное техническое обслуживание оборудования системы телемеханики;

– периодическое плановое техническое обслуживание оборудования системы телемеханики. Периодичность планового технического обслуживания должна составлять один раз в квартал.

При ежедневном техническом обслуживании проводится внешний осмотр оборудования, устранение выявленных повреждений и их регистрация.

При внешнем осмотре проверяется:

– состояние заземления оборудования;

– состояние оборудования;

– наличие метки предельных максимальных (минимальных) давлений на манометрах (липкая лента красного цвета на стекле манометра, металлическая пластина красного цвета, прикрепленная к корпусу манометра и плотно прилегающая к стеклу манометра) для параметров определенных Картой уставок технологических защит, блокировок и сигнализации оборудования;

– наличие табличек о функциональном назначении оборудования;

– целостность импульсных линий (доступных для непосредственного осмотра);

– состояние кабельных вводов (доступных для непосредственного осмотра);

– наличие бирок на кабелях, надписей на клеммных коробках и позиционных обозначений приборов;

– наличие предохраняющей высокотемпературной смазки на информационных табличках указывающих вид взрывозащиты оборудования, которые подвержены или могут быть подвержены коррозии.

– состояние кабельных лотков и коробов;

– состояние защитных трубных проводок.

При периодическом техническом обслуживании проводятся работы, приведенные в таблице 6.1.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

24

Таблица 6.1 Содержание работ периодического технического обслуживания

№п.п.	Наименование оборудования системы телемеханики	Содержание работ
1 Приборы для измерения, регулирования, контроля и сигнализации уровня		
1.1	Сигнализатор прохождения СОД, сигнализатор уровня,	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния кабельного ввода. Проверка целостности заземляющего проводника, наличия консистентной смазки и подтяжка резьбовых соединений у прибора и заземлителя. Внешний осмотр на отсутствие повреждений
2 Средства измерения		
2.1	Датчик избыточного давления	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния кабельного ввода. Проверка действительности поверительного клейма (калибровочного знака) или свидетельства о поверке (сертификата калибровки). Внешний осмотр на отсутствие повреждений
3 Средства и системы микропроцессорной автоматики		
3.2	ШТМ	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния сигнализации (индикации). Внешний осмотр на отсутствие повреждений.
4 Прочие приборы и оборудование		
4.1	Кабельная линия	Очистка от пыли и загрязнений. Внешний осмотр на отсутствие повреждений, наличие креплений и маркировок кабелей. Проверка состояния кабельных лотков. Проверка состояния заземляющих проводников, мест соединений, наличия консистентной смазки на местах соединений, подтяжка соединений проводников заземлений к заземлителю.
4.2	Коробка клеммная	Очистка от пыли и загрязнений. Внешний осмотр на отсутствие повреждений. Проверка состояния кабельных вводов. Проверка целостности заземляющего проводника (при наличии), наличия консистентной смазки и подтяжка резьбовых соединений у коробки и заземлителя.

Оборудование системы телемеханики во взрывозащищенном исполнении во взрывоопасных зонах подлежит ежедневному осмотру оперативно-ремонтным персоналом и периодическому (не реже 1 раза в 3 месяца) осмотру ответственным за безопасную эксплуатацию оборудования.

При внешнем осмотре должны быть проверены:

- наличие и состояние заземляющего устройства;
- отсутствие повреждений соединительных проводов и кабелей;
- отсутствие повреждений крепления видимых монтажных жгутов;

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

25



- сохранность доступных внешнему осмотру изоляционных трубок на местах пайки;
- целостность заливки эпоксидным компаундом доступных внешнему осмотру блоков искрозащиты;
- наличие и состояние предохранителей.

Проверка срабатывания систем блокировок и автоматических защит на заданное значение (согласно картам уставок технологических защит, блокировок и сигнализации) проводится ежеквартально и, по возможности, в соответствии с графиком проведения технического обслуживания и ремонта оборудования. Результаты проверки регистрируются в протоколах установленной формы. Во взрывоопасных зонах и установках при эксплуатации и ремонте запрещается: ремонтировать оборудование, находящееся под напряжением; вскрывать оболочку электрооборудования, если при этом токоведущие части находятся под напряжением; включать оборудование, автоматически отключившееся при коротком замыкании, без выяснения и устранения причин отключения.

### 6.3 Требования к персоналу

Для поддержания надежной эксплуатации оборудования системы телемеханики в своей зоне ответственности НПС должны быть укомплектованы квалифицированным персоналом.

К работе по обслуживанию системы телемеханики допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования) для признания годными к выполнению работ.

Допуск персонала к самостоятельной работе производится после:

- вводного инструктажа по охране труда и пожарной безопасности;
- обучения по охране труда в объеме производственной инструкции;
- первичной проверки знаний по охране труда по специальности;
- прохождения пожарно-технического минимума.

Обучение и проверка знаний по охране труда электротехнического персонала должны проводиться в соответствии с законодательством Российской Федерации, требованиями ПОТЭЭ, ПТЭЭП и действующими НД ПАО «Транснефть».

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

26

Подготовка и проверка знаний (аттестация) персонала по промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с РД 03-19-2007, РД 03-20-2007 и ОР-03.180.00-КТН-003-12.

Профессиональное обучение персонала проводится в учебных организациях, имеющих соответствующую лицензию. Повышение квалификации персонала должно осуществляться в соответствии с РД-03.100.30-КТН-153-14.

Организация обучения и проведения проверки знаний по вопросам промышленной, пожарной безопасности и охраны труда персонала должна осуществляться в соответствии с ОР-03.180.00-КТН-003-12.

Внеочередная проверка знаний электротехнического персонала проводится независимо от срока проведения предыдущей проверки:

- при введении в действие новых или переработанных НД;
- при установке нового оборудования (определяет главный инженер филиала ОСТ);
- при назначении или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний норм и правил;
- при нарушении персоналом требований нормативных актов по охране труда и промышленной безопасности;
- по требованию органов государственного надзора и ведомственного энергонадзора;
- по заключению комиссий, расследовавших несчастные случаи с людьми;
- при повышении квалификации на более высокую группу электробезопасности;
- при проверке знаний после получения неудовлетворительной оценки;
- при перерыве в работе в данной должности более 6 месяцев.

Электротехнический персонал обязан иметь группу допуска по электробезопасности не ниже III.

К выполнению самостоятельных операций в электроустановках при проведении обслуживания и ремонта систем автоматизации допускается персонал 4 квалификационного разряда и выше. Персонал, имеющий 3 квалификационный разряд, может допускаться к проведению работ только в составе бригады.

Персонал, в соответствии со своей квалификацией и зонами эксплуатационной ответственности, должен знать:

- основы автоматизации, телемеханики, электротехники, метрологии;
- правила электроустановок и порядок их обслуживания;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

27



- общие правила безопасности и охраны труда, в том числе правила допуска к работе, и специальные требования, касающиеся выполняемой работы;
- правила безопасного ведения работ в электроустановках;
- правила освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой медицинской помощи;
- технологические схемы объектов МТ;
- алгоритмы работы ШТМ и СДКУ;
- проектные решения, существующие схемы ШТМ и СДКУ;
- действующую карту уставок защит и блокировок оборудования и сооружений МТ;
- электрические принципиальные схемы ШТМ;
- принцип действия ШТМ;
- основные принципы построения ШТМ на базе микропроцессорной техники, функциональные и структурные схемы программируемых контроллеров;
- конструктивные особенности ШТМ;
- порядок технического обслуживания и ремонта, регулировки и настройки ШТМ;
- причины возникновения дефектов в работе ШТМ, меры предупреждения и устранения их;
- инструкции по эксплуатации ШТМ;
- технологические карты оборудования ШТМ;
- инструкции и руководства заводов-изготовителей на ШТМ.

Персонал, в соответствии со своей квалификацией и зонами эксплуатационной ответственности, должен уметь:

- проводить техническое обслуживание и ремонт ШТМ;
- проводить наладку, проверку, испытание ШТМ;
- проводить настройку оборудования ШТМ;
- работать с нормативной, эксплуатационной, конструкторской и проектной документацией;
- проводить программирование контроллеров, диагностирование с помощью тестовых программ и имитаторов ШТМ;
- выявлять и устранять неисправности в работе ШТМ;
- оказывать практическую помощь пострадавшему персоналу.

Персоналу запрещается:

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Изм. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

28

- работать не искробезопасным слесарным инструментом во взрывопожароопасных зонах;
- проводить переключения на действующем оборудовании без соответствующего разрешения;
- проводить работы на оборудовании без оформления разрешительной документации;
- открывать оборудование во взрывоопасных зонах, не сняв предварительно напряжение питания (напряжение питание снимается не во взрывоопасных зонах);
- работать неисправным инструментом;
- работать без спецодежды и без средств индивидуальной защиты;
- проводить работы, если эта работа угрожает его жизни и здоровью;
- работать в тёмное время суток без достаточного освещения рабочего места;
- при проведении работ выполнять задания, не порученные руководителем работ.

#### 6.4 Порядок проведения периодической поверки средств измерений

Периодической поверке подлежат СИ, находящиеся в эксплуатации или на хранении, через определенные, установленные при утверждении их типа, межпове- рочные интервалы. Периодичность и график проведения поверки для СИ определя- ется в соответствии с РД-17.020.00-КТН-191-16.

Периодическая поверка СИ аккредитованными метрологическими службами ОСТ производится в местах расположения рабочих эталонов или на местах эксплуа- тации поверяемых СИ исходя их описаний процедур выбора места и условий прове- дения поверки СИ, установленных в руководстве по качеству в соответствии с требо- ваниями Правил по метрологии ПР 50.2.014.

Внеочередную поверку СИ, находящихся в эксплуатации, проводят при:

- повреждении знаков поверки, пломб, несущих на себе клеймо поверителя или в случае утраты свидетельства о поверке;
- проведении повторной градуировки;
- известном или предполагаемом ударном воздействии на СИ или неудовлетворительной работе СИ.

Знаки поверки считают поврежденными, если без применения специальных средств невозможно прочесть нанесенную на них информацию.

Пломбы, несущие на себе клеймо поверителя, считают поврежденными, если без применения специальных средств невозможно прочесть нанесенную на них ин-



Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

формацию, а также, если они не препятствуют доступу к узлам регулировки СИ или внутренним элементам их устройства.

Инспекционную поверку СИ производят:

- при осуществлении государственного метрологического надзора для выявления пригодности к применению СИ;
- по решению руководства ПАО «Транснефть» или ОСТ;
- при проведении метрологическими службами ОСТ метрологического надзора и метрологического контроля (сличений) на подконтрольных СИКН, принадлежащих поставщикам и потребителям нефти;
- при осуществлении метрологического надзора в порядке, установленным отраслевым регламентом ОР-17.020.00-КТН-252-09.

Поверка производится в строгом соответствии с операциями по поверке, изложенными в документах на методики поверки СИ.

В качестве документов на методики поверки СИ используются:

- национальные стандарты Российской Федерации по поверке групп однотипных (одного типа) СИ;
- рекомендации по поверке групп однотипных (одного типа) СИ, утвержденных установленным порядком в качестве нормативных документов по обеспечению единства измерений;
- инструкции по поверке в составе эксплуатационной документации на СИ;
- разделы эксплуатационных документов СИ, содержащие инструкции по их поверке;
- отдельные документы по поверке СИ, утверждаемые по результатам испытаний по утверждению типа СИ.

Вид документа на методику поверки устанавливается в описании типа СИ при его утверждении и регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

На время проведения поверки поверяемые датчики заменяются на аналогичные из подменного фонда ОСТ.



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
							30

## 7 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СИСТЕМЕ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И КОНТРОЛЯ АКТИВНОСТИ

На основании п. 14.12 задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 проектом предусматривается оснащение системой обнаружения утечек и контроля активности на участке переукладки трубопровода МН «Грозный-Баку» км 148,98-148,01 и на УЗА 151-1, УЗА 146 км МН «Грозный-Баку».

В состав системы обнаружения утечек и контроля активности (СОУ и КА) входит:

- ВОД, уложенный вдоль трассы МТ, реагирующий на температурные и виброакустические эффекты, создаваемые утечками и источниками активности;
- локальные модули (ЛМ), установленные в ПКУ, каждый из которых конструктивно выполнен в отдельном аппаратном шкафу, где размещены оптический блок (ОБ), электронный блок (ЭБ), электронно-оптический блок (ЭОБ), источник бесперебойного питания (ИБП), концентратор (КЦ) и кроссовая панель;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) СОУ и КА и сервер расчетов (СР).

Программно-технический комплекс СОУ и КА на уровне линейной части проектируемого технологического участка МТ представлен существующими логическими модулями, установленными в блок-контейнере ПКУ 193 км, ПКУ 242 км и автоматизированными рабочими местами (АРМ) СОУ и КА на НПС «Сулак» и НПС «Самура».

Система обнаружения утечек и контроля активности предназначена для контроля МТ и позволяет:

- выявлять утечки нефти/нефтепродукта из магистрального трубопровода (МТ) на всех режимах его функционирования, включая стационарные и нестационарные режимы, на участках с полным и неполным заполнением сечения МТ;
- регистрировать активности в зоне чувствительности волоконно-оптического датчика (ВОД) без идентификации типа источника активности.

В рамках реализации функции обнаружения утечек СОУ и КА решает следующие задачи:

- обнаружение утечки за регламентированный интервал времени;
- определение местоположения утечки;
- фиксирование момента времени обнаружения утечки.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

31

В рамках реализации функции обнаружения активности на трассе МТ СОУ и КА решает следующие задачи:

- обнаружение активности на трассе;
- определение местоположения активности на трассе;
- фиксирование момента времени обнаружения активности на трассе.

СОУ и КА должна быть:

- многофункциональной системой непрерывного действия;
- системой, восстанавливаемой в процессе эксплуатации.

Программное обеспечение (ПО) СОУ и КА должно обеспечивать:

- определение факта, времени и места (ошибка не более  $\pm 50$  м в привязке к трассе МТ) порыва ВОД;
- определение факта и времени выхода температуры в аппаратном шкафу ЛМ за пределы диапазона от 10 °С до 25 °С;
- определение факта и времени пропадания внешнего электропитания и переход на электропитание от встроенного ИБП;
- определение факта и времени потери связи ЛМ с СР;
- определение факта и времени возникновения системных ошибок (ошибки ОС);
- определение фактов «зависания» прикладного ПО СМПО и выполнение защиты «сторожевой таймер» (WatchDog);
- сохранение всех событий в СУБД;
- обеспечение доступа к локальной СУБД посредством SQL запросов.

Гарантийный срок эксплуатации СОУ и КА должен быть не менее 24 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.

В связи с переукладкой МН «Грозный-Баку» на км 148,98-148,01 и на УЗА 151-1, УЗА 146 км МН «Грозный-Баку» в рамках данного проекта предусматривается:

- доработка программного обеспечения АРМ СОУ и КА, АРМ СБ и серверов расчета на НПС «Сулак»;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

32

- доработка программного обеспечения АРМ СОУ и КА, АРМ СБ, АРМ диспетчера и серверов расчета в РДП НПБ «Тихорецкая»;
- доработка логических модулей в ПКУ 193 км и ПКУ 242 км;
- переукладка кабеля ВОД, проложенного вдоль МН «Грозный-Баку» при замене МН «Грозный-Баку» на км 148,98-148,01 и на УЗА 151-1, УЗА 146 км МН «Грозный-Баку».

Техническое задание на корректировку программного обеспечения СОУ и КА выполняется на стадии «Рабочая документация».

Сервер СОУ и КА должен обмениваться данным с серверами ввода-вывода по спецификации OPC DA. Сервера ввода-вывода СДКУ (система диспетчерского контроля и управления) выступают в качестве OPC DA сервера. Сервер СОУ и КА должен выступать в качестве клиента по спецификации OPC DA 2.05 и выше по отношению к основному и резервному серверу ввода-вывода СДКУ.

Информационный обмен между двумя системами необходимо установить через межсетевой экран. Поскольку OPC работает за счет использования DCOM, который не является защищенным протоколом сетевого взаимодействия и будет заблокирован межсетевым экраном, то работа OPC поверх DCOM предусматривается внутри VPN-туннеля, который возможно транслировать через межсетевой экран.

С серверов ввода-вывода поступают данные о состоянии технологического оборудования нефтепровода и значениях технологических параметров и свойств нефти. На сервере ввода-вывода будет доступна информация о состоянии технологического оборудования линейной части, которое возможно использовать в алгоритмах СОУ и КА и для исключения ложных срабатываний.

Для приема и обработки вновь вводимой информации в серверах ввода-вывода СДКУ создаются и настраиваются соответствующие теги. Запись значений сервером СОУ и КА разрешена только в эти специально созданные OPC-теги сервера ввода-вывода. Разрешение на запись значений в остальные OPC-теги сервера ввода-вывода СДКУ со стороны сервера СОУ и КА запрещено.

Наименование программного обеспечения, устанавливаемое на серверах расчетов и необходимое для обмена информацией серверов расчетов с серверами ввода-вывода, необходимо согласовать с поставщиком СДКУ.

Данные СОУ и КА на уровень ТДП предаются по существующей системе межуровневого транспорта СДКУ.



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инд. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

33

Доработка экранных форм СДКУ включает корректировку мнемосхем МН «Грозный-Баку». При обнаружении утечки на мнемосхемах ЛЧ выделяются участки, на которых произошла утечка, с отображением над выделенным участком информации по утечки (координата, время).

Факты обнаружения утечек и активностей должны отображаться в журнале сообщений об авариях и событиях.

Доработанное ПО должно выполнять существующие функции в полном объеме.

Структурная схема СОУ и КА представлена на листе графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.04.

План расположения УЗА N151-1 представлен на листе графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.05.

План расположения вантуз NB146/1, 146 км представлен на листе графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.06.

План прокладки ВОД ПК3+45.0 - ПК5+45.0 представлен на листе графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.07.

План прокладки ВОД ПК11+79.8- ПК13+25.0 представлен на листе графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.08.

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата	34		

## 8 ИСПЫТАНИЯ

Для проверки соответствия требованиям проектной документации, количественных и качественных характеристик Системы в соответствии с ОТТ-35.240.00-КТН-202-09 и ОТТ-35.240.00-КТН-203-09 должны быть проведены следующие виды испытаний:

- индивидуальные (автономные) испытания на объекте;
- приемочные и/или комплексное опробование.

Все виды испытаний проводятся с участием Заказчика.

Испытаниям подвергаются:

- оборудование (подсистемы, системы);
- Система в целом (в том числе информационное взаимодействие со смежными системами).

При испытаниях Системы проверяют:

а) качество выполнения комплексом технических средств автоматических функций во всех режимах функционирования Системы согласно требованиям технической, нормативной и проектной документации, в первую очередь:

- функций защиты оборудования ЛТМ;
- функций управления оборудованием ЛТМ;
- функций контроля технологических параметров и параметров состояния оборудования ЛТМ;
- функций отображения и регистрации информации;
- функций связи с многоуровневой автоматизированной системой управления трубопроводным транспортом;
- функций защиты от несанкционированного доступа.

б) полноту содержащихся в эксплуатационной документации указаний персоналу по выполнению им функций во всех режимах функционирования системы согласно требованиям технической, нормативной и проектной документации;

в) другие свойства Системы, которым она должна соответствовать по требованиям технической, нормативной и проектной документации.

Раздел «Испытания» разрабатывается на стадии «Рабочая документация».

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл. 209392	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
						35		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			



## 9 ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АПС - автоматический пункт секционирования

БК – блок-контейнер

ДП – диспетчерский пункт

ЗП – задание на поставку

ИБП – источник бесперебойного питания

КВЗ - конечный выключатель закрытия

КВО - конечный выключатель открытия

КИП – контрольно-измерительные приборы

КП - контрольный пункт

КП СОД – камера пуска/приема СОД

ВММЗ - выключатель муфты момента закрытия

ВММО - выключатель муфты момента открытия

КНП – контроль нормативных параметров

ЛТМ – линейная телемеханика

ЛЧ – линейная часть

ЛЭП – линия электропередачи

МДП – местный диспетчерский пункт

МН – магистральный нефтепровод

МПЗ - магнитный пускатель закрытия

МПО - магнитный пускатель открытия

МПСА – микропроцессорная система автоматизации

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПКУ - пункт контроля и управления

ПЛК - программируемый логический контроллер

ПНР – пусконаладочные работы

ПО – программное обеспечение

РДП – районный диспетчерский пункт

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)



Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

36



Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

СИ – средство измерений  
 СКЗ – станция катодной защиты  
 ТИ – телеизмерение  
 ТДП – территориальный диспетчерский пункт  
 ТМ - телемеханика  
 ТР - телерегулирование  
 ТС - телесигнализация  
 ТУ – телеуправление  
 УЗА – узел запорной арматуры  
 УЗР – ультразвуковой расходомер  
 УСО – устройство связи с объектом  
 ЦБПО – центральная база производственного обеспечения  
 ЦДП – центральный диспетчерский пункт  
 ЦСПА - централизованная система противоаварийной автоматики  
 ШТМ – шкаф телемеханики  
 ЩСУ – щит станции управления  
 ЭХЗ - электрохимическая защита

Инв. № подл. 209392	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	37		

**ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)**  
**ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

1. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
2. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
3. ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
4. ГОСТ 23222-88 «Характеристики точности выполнения предписанной функции средств автоматизации. Требования к нормированию. Общие методы контроля»;
5. ГОСТ 26.005-82 «Телемеханика. Термины и определения»;
6. ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия»;
7. ГОСТ 27883-88 «Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний»;
8. ГОСТ 30852.9-2002; МЭК 60079-10-95 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
9. ГОСТ 30852.13-2002; МЭК 60079-14-96 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)»;
10. ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;
11. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
12. ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;
13. ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»;
14. ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
15. ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Инв. № подл.	209392	Подп. и дата	Взам. инв. №				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата	38		

16. ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики»;
17. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;
18. СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
19. ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание 7;
20. ОТТ-35.240.00-КТН-202-09 «Общие технические требования АСУ ТП и ПТС компании. Проведение испытаний оборудования и элементов при начальной установке и последующих модификациях»;
21. ОТТ-35.240.00-КТН-203-09 «Общие технические требования АСУ ТП и ПТС Компании. Ввод в действие и процедура приемки»;
22. ОТТ-17.020.00-КТН-253-10 «Магистральный нефтепровод. Контрольно-измерительные приборы. Общие технические требования»;
23. ОТТ-35.240.00-КТН-010-12 «АСУ ТП и ПТС Компании. Информационная безопасность. Общие технические требования»;
24. РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения»;
25. РД-91.020.00-КТН-259-10 «Нормы и правила проектирования заземляющих устройств объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы ОАО «АК «Транснефть»»;
26. РД-91.020.00-КТН-021-11 «Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций организаций системы «Транснефть»»;
27. РД-75.180.00-КТН-057-12 «Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;
28. РД-13.100.00-КТН-151-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перечень технических устройств, транспортных средств, применяемых на опасных производственных объектах и подлежащих оценке соответствия или экспертизе промышленной безопасности»;
29. ТПР-35.240.50-КТН-043-15 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Типовые проектные и технические решения».

Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
209392					

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

39

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ПИСЬМО АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ» ИСХ. № ЧТН-01-31-02/26741 ОТ 03.10.19



АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел. (8617) 60-34-51; факс: (8617) 64-55-81;  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ИНН 2315072242; КПП 997250001; ОКПО 00139011

03.10.19 № ЧТН-01-31-02/26741  
На № ГТП-160-210-1-03/103084 от 24.09.2019

Главному инженеру

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»

Е.П. Близниченко

О согласовании технических решений

Уважаемый Евгений Павлович!

В соответствии с п.12.2 задания на проектирование по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» АО «Черномортранснефть» сообщает о согласовании основных технических решений по разделу «Телемеханизация».

Заместитель главного инженера  
по проектированию

Д.В. Фериченков

А.О. Зильберман  
(6271) 43 65



2019



ГОД ОХРАНЫ ТРУДА

Инв. № подл.	209392
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3502-19		04.10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ

Лист

40





Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)

Таблица регистрации изменений

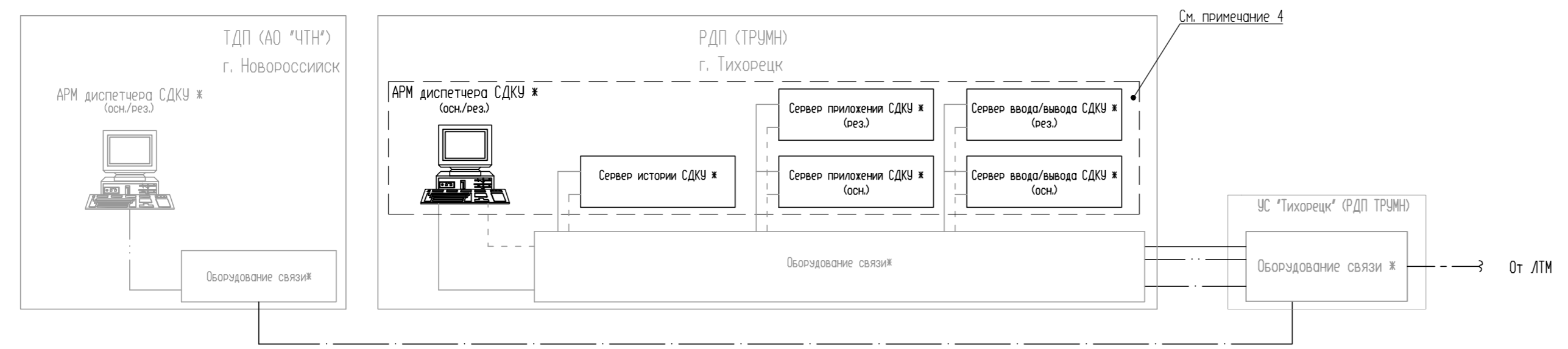
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	1, 2, 40	41	-	41	3502-19		04.10.19

Инв. № подл. 209392	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------------------	--------------	--------------

1	-	Нов.	3502-19		04.10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР3

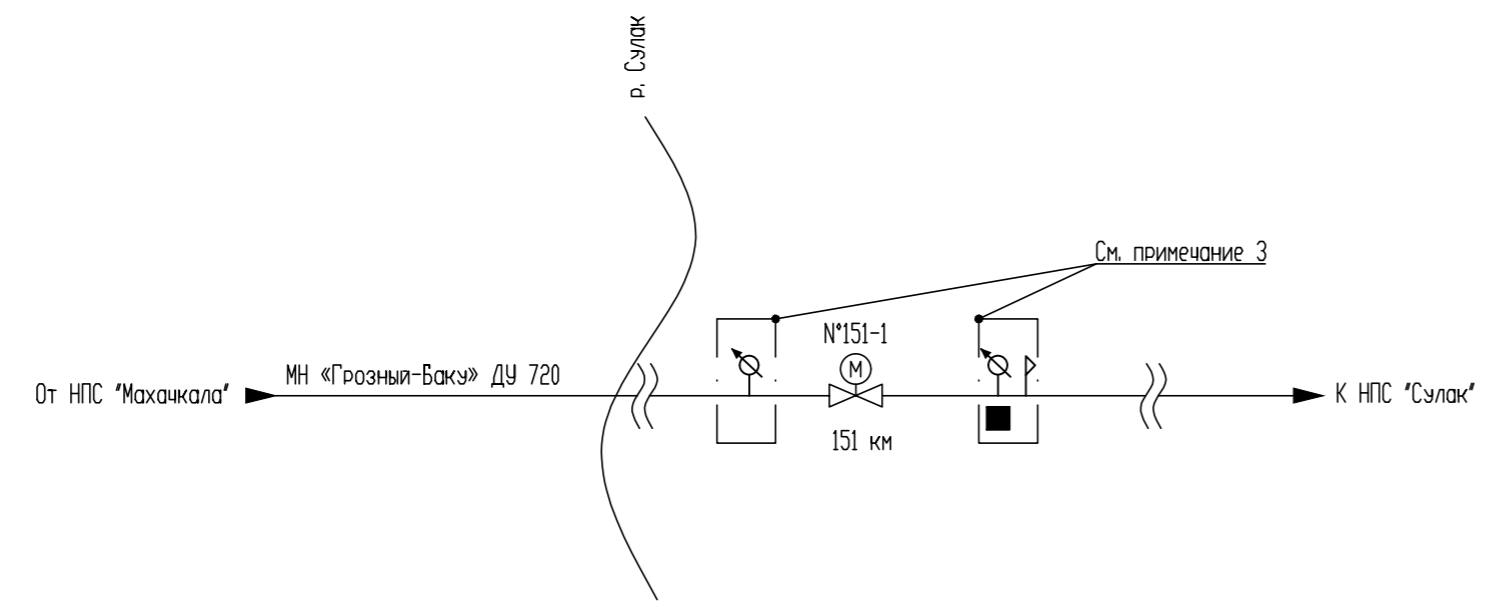
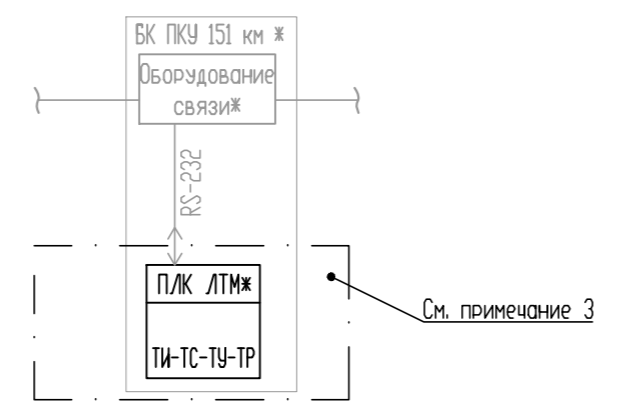
Рев.2 (№3252-16 от 19.12.2016)  
 \* 1 0 0 0 0 0 3 7 6 0 2 0 5 3 \*



Условные обозначения

- ЛТМ — линейная телемеханика
- ПКУ — пункт контроля и управления
- ТДП — территориальный диспетчерский пункт
- ТМ — телемеханика
- КК — коммуникационный контроллер
- Канал ЛТМ RS-232 (основной)
- ⊗ — Место установки датчика избыточного давления
- ⊂ — Место установки сигнализатора прохождения СОД
- — Контроль защитного потенциала от КИП ЭХЗ

1. \* существующее оборудование.
2. Подключение к оборудованию связи предусматривается по существующему каналу связи RS-232.
3. Оборудование, дорабатываемое / поставляемое по настоящему проекту.
4. Существующее оборудование СДКУ РДП (ТРУМН), дорабатываемое по настоящему проекту.



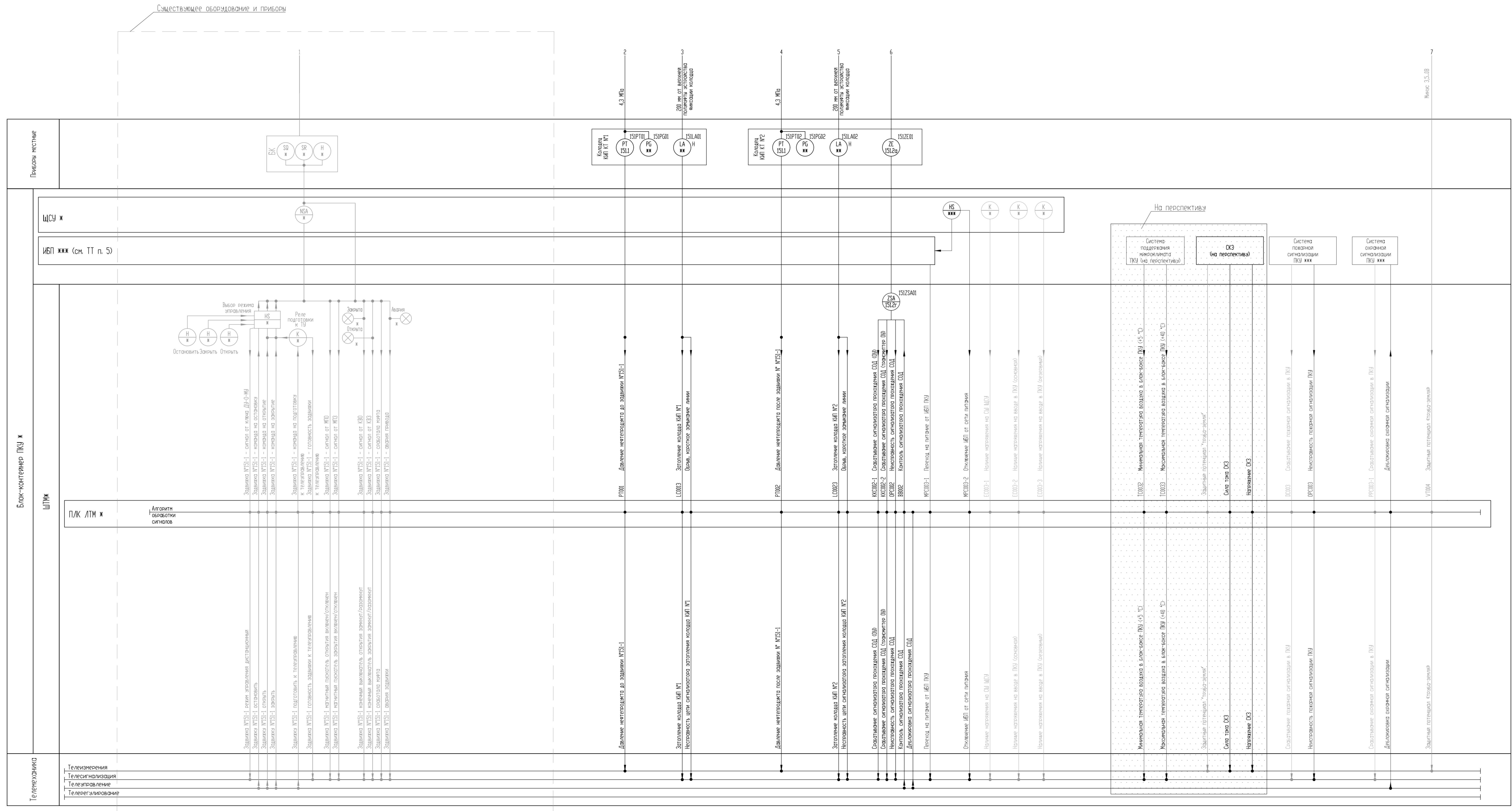
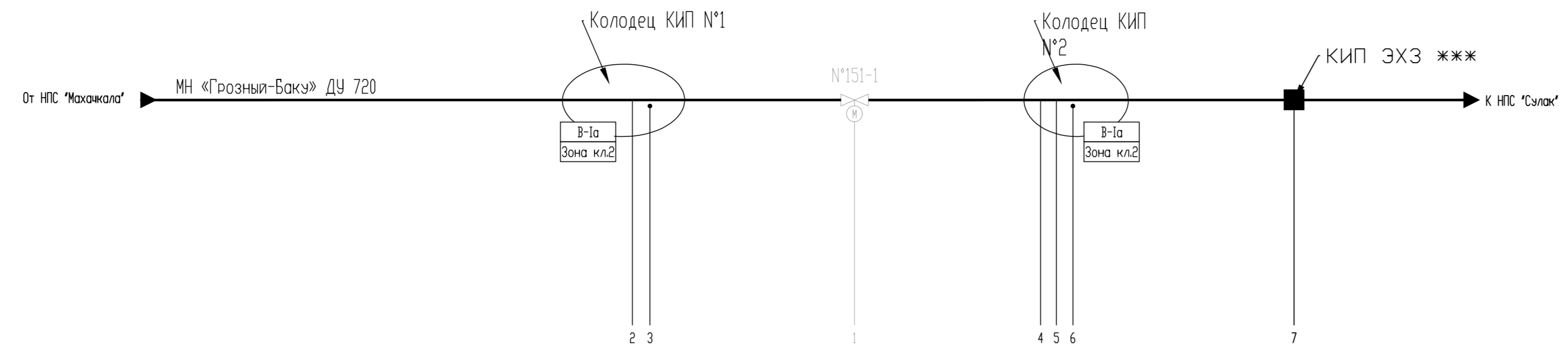
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.01							
МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработал	Конецов А.С.				28.04.18		
Проверил	Кононов Р.И.				28.04.18		
Гл. спец.							
Нач. отд.	Похидаев Г.М.				28.04.18		
Н.контр.	Шевченко И.В.				28.04.18		
Телемеханизация					Стадия	Лист	Листов
					П		1
Схема структурная комплекса технических средств					Филиал "Краснодаргазпротрубопровод"		

Согласовано

Инд. № подл.	208589
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Сокращения

Сокращение	Наименование
АПС	Автоматический пункт секционирования
БК	Блок контактора
ВМО	Выключатель нагрузки момента открытия
ВМЗ	Выключатель нагрузки момента закрытия
ДУ	Дистанционное управление
КВО	Конечный выключатель открытия
КВЗ	Конечный выключатель закрытия
КПИ	Контрольно-измерительные приборы
КИП ЭЗЗ	Контрольно-измерительный пункт электрозащиты
КП	Контрольный пункт
ЛТМ	Линейная телемеханика
МП	Магнитный пускатель
МТО	Магнитный пускатель открытия
МТЗ	Магнитный пускатель закрытия
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПКУ	Пульт контроля и управления
ПМН	Переходный переход магистрального нефтепровода
СЗЗ	Станция катодной защиты
ТМ	Телемеханика
ТР	Телерегулирование
ТС	Телекоммуникация
ТУ	Телеуправление
УЗА	Узел аварийной автоматики
УСО	Устройство сопряжения с объектом
ШТМ	Шлюз телемеханики
МСУ	Модуль станции управления
ЭП	Электропривод



1. Основные обозначения даны по ГОСТ 21280-2013.
2. \* - существующее оборудование.
3. жжж - оборудование, поставляемое комплектом с колодезем (КИП).
4. жжжж - оборудование, злеченное в других разделах проекта.
5. ИБП в комплекте с ривным батареей злечен в разделе марки 'ЗС'.

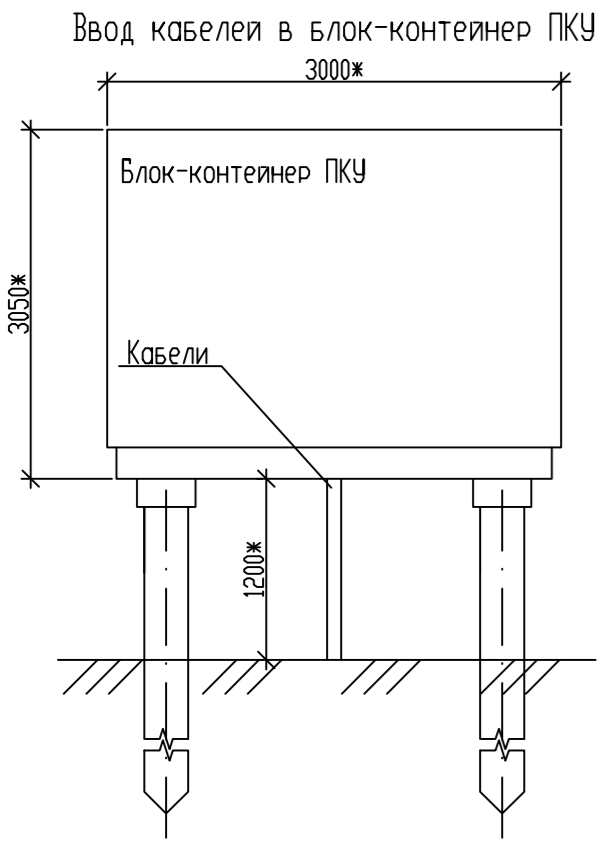
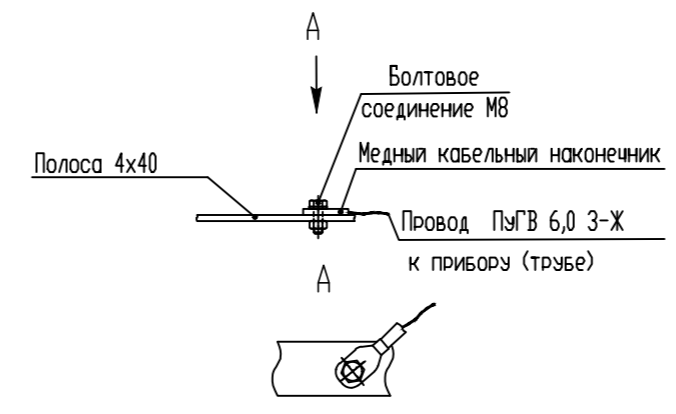
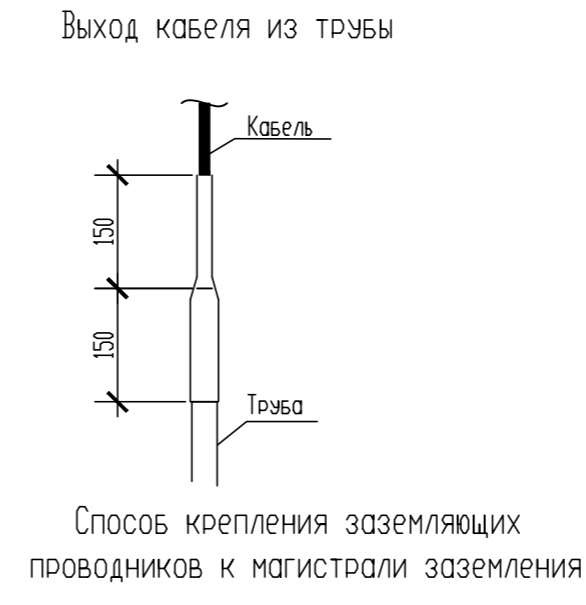
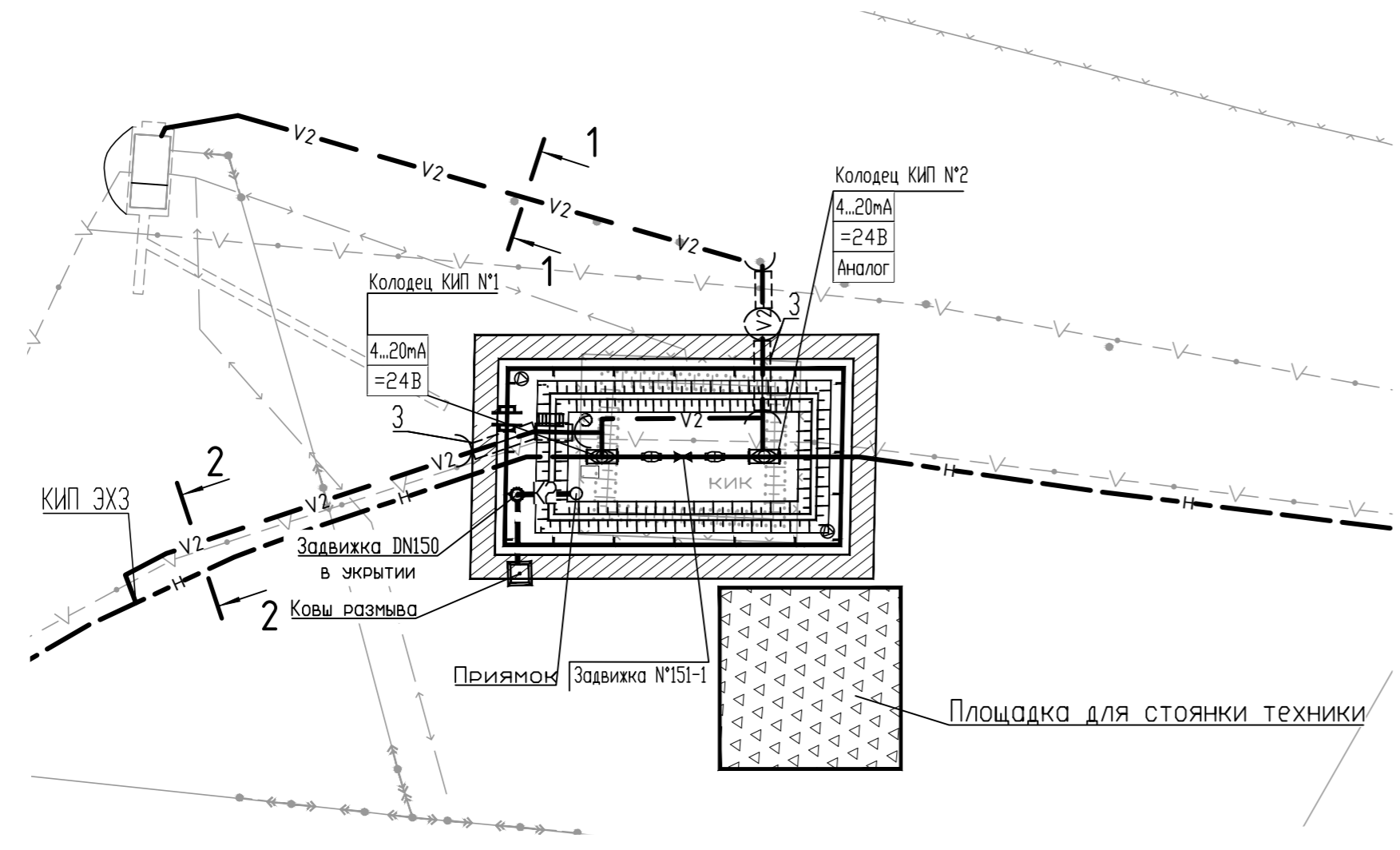
Рис. №025-16 от 14.02.2016

Изм. № 001-1  
 2009

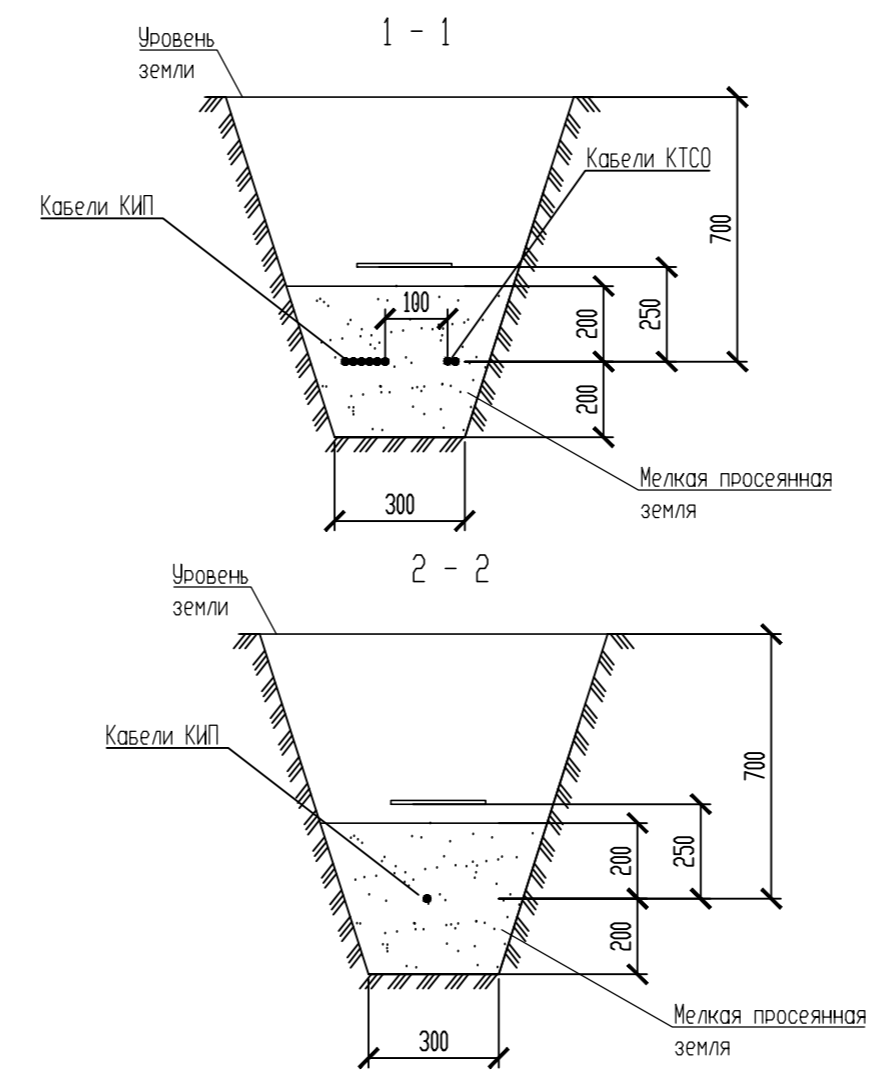
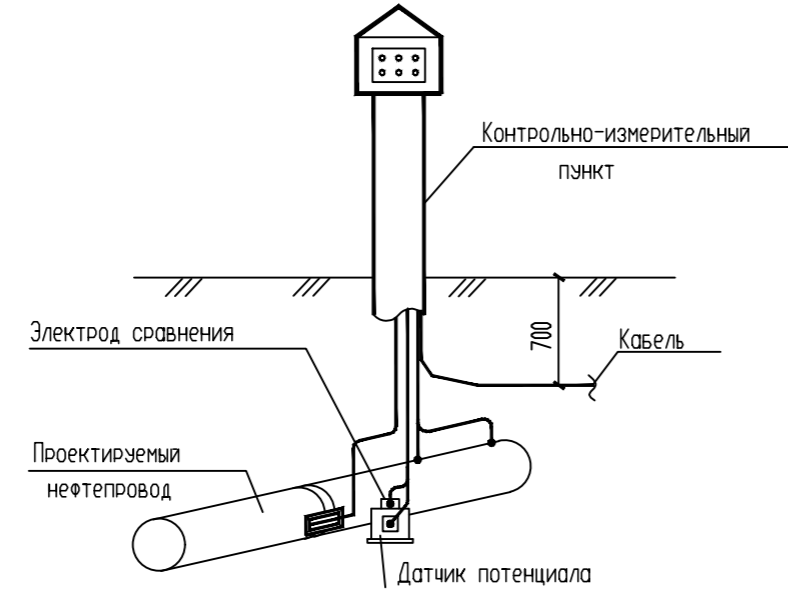
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР3-АТ.02			
МН «Грозный-Баки», Ущлок жж 201-144, Зона трассы жж 149,99-149,01, ДИ700, ТРМН, Реконструкция			
Изм.	Колыч	Лист № док.	Подл.
Разработал	Конюхов АС	28.04.18	28.04.18
Проверил	Конюхов РИ	28.04.18	28.04.18
Гл. инж.			
Нач. отд.	Полищев ГМ	28.04.18	28.04.18
Инж. контр.	Шевченко ИВ	28.04.18	28.04.18
УЗА № 151-1. Схема автоматизации		Страница	Лист
		П	1
Фирма «Грознефтегазавтоматика»		Формат А3х3	



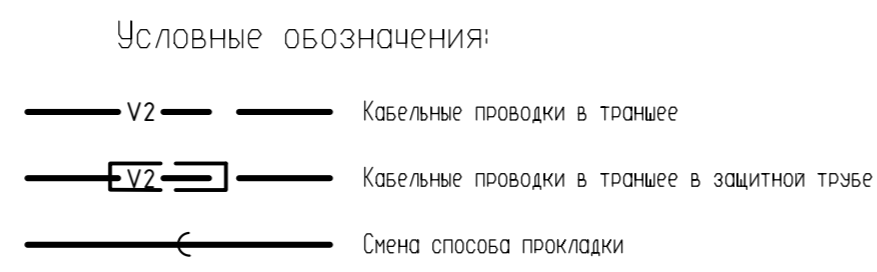
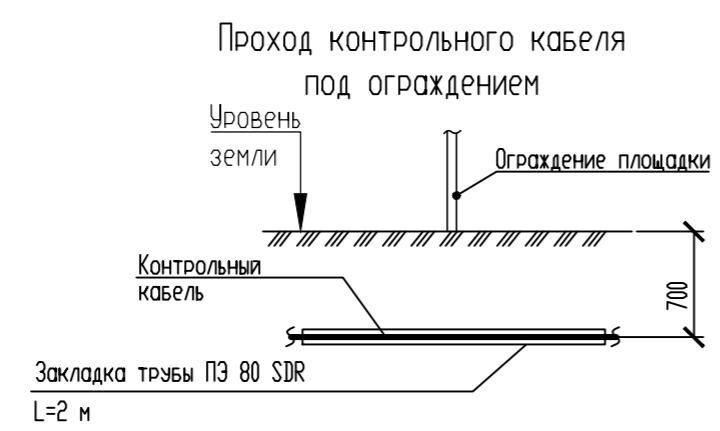
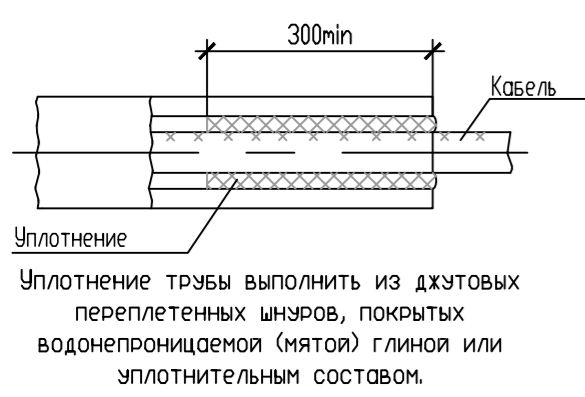
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
001	Трубопровод магистральный	Линейная привязка
007	Узел запорной арматуры	Линейная привязка
018	Колодец отбора давления с сигнализатором прохождения скребка	Линейная привязка
035.1, 035.2	Вантуз	Линейная привязка
057	Колодец отбора давления	Линейная привязка
203	ПКУ с трансформатором	Линейная привязка
602	Ограждение основное	Линейная привязка
610.1, 610.2	Опора освещения	Линейная привязка



Эскиз 1  
Подвод кабеля к контрольно-измерительной колонке см. ТТ п. 10



Эскиз 2  
Уплотнение кабеля в трубе ПЗ 80 SDR



- План выполнен на основании чертежей комплекта марки ГП.
- Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии со СНиП 3.05.07-85 "Системы автоматизации".
- Нумерация, тип кабелей и позиции приборов соответствуют схемам соединения внешних проводов данного комплекта.
- Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить согласно СНиП 3.05.07-85 "Системы автоматизации", РД-35.240.01-КТН-194-13 "Магистральные трубопроводные транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к монтажу оборудования автоматики и телемеханики" и инструкции на оборудование.
- Монтаж электрических проводов и заземление во взрывоопасных зонах выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ "Правила устройства электроустановок" пункты 1.7.1-1.7.146 (изд.7), 7.3.132-7.3.141 (изд.6); ТИ4.25088.17000 "Монтаж систем автоматизации. Производство работ. Монтаж зачленения и защитного заземления. Технологическая инструкция" пункты 2.1-2.38, 3.2.1-3.2.7; инструкции изготовителя поставляемого оборудования.
- Заземление приборов и аппаратуры выполнить присоединением провода ПУГВ-УХЛ1 6,0 к полосе 4x40.
- Присоединение провода ПУГВ-УХЛ1 6,0 к полосе заземления и прибору выполнить креплением медного кабельного наконечника с помощью болтового соединения.
- Заземляющие проводники, скобы, прокладываемые открыто, а также места болтовых и сварочных присоединений проводников к оборудованию и металлоконструкциям для защиты от коррозии должны быть окрашены за два раза эмалью желто-зеленого цвета полосами шириной по 100 мм.
- Все болтовые соединения узлов заземления защитить от коррозии силиконовой мастикой.
- Подвод кабеля к контрольно-измерительной колонке выполнить согласно эскизу 1.
- Кабели в траншее должны снизу иметь подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камня, строительного мусора и шлама.
- Для защиты кабеля от механических повреждений в траншее над кабелем укладывается сигнальная лента на расстоянии 250 мм от кабеля.
- При пересечении кабельной трассой трубопровода, ограждения площадки УЗА, кабель защитить трубой полиэтиленовой.
- \* - размеры для справок.

		Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.03		
		МН "Грозный-Бак". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция		
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разработал		Коневцов А.С.		28.04.18
Проверил		Кононов Р.И.		28.04.18
Гл. спец.				
Нач. отд.		Похидаев Г.М.		28.04.18
Н.контр.		Шевченко И.В.		28.04.18
		УЗА №151-1. Территория. План расположения оборудования и проводов (1:500)		Филиал "Краснодаргазпрозработвод"

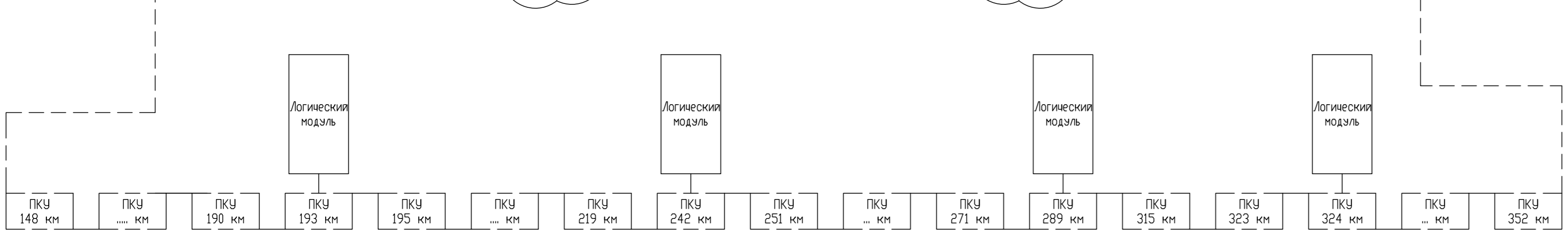
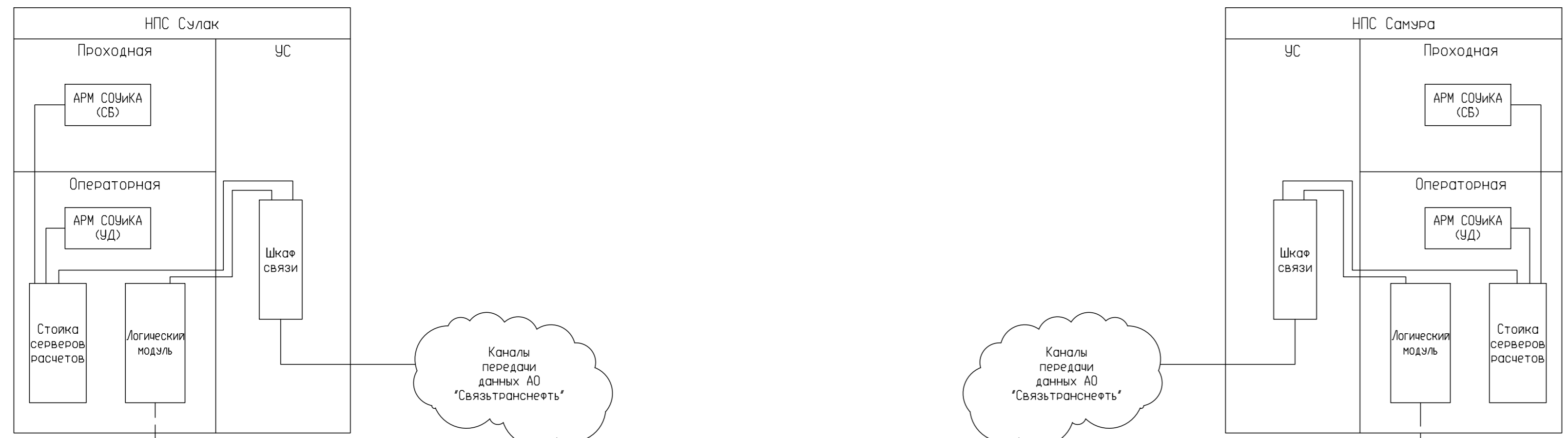
Рев.1 (№325-16 от 30.11.2016)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 208589



1. Настоящим проектом предусматривается переукладка существующего ВОД на участке МН от 201 км до 144 км, вызванная изменением ограждения и приведением площадки УЗА в нормативное состояние, установки нового вантузного колодца, изменением трассы МН.
2. ВОК прокладывается вокруг периметра площадки узла запорной арматуры, вокруг вантузного колодца и вдоль МН.
3. Запасы кабеля по 15 с каждой стороны сматываются в котловане с установленной оптической муфтой. Кабель укладывается в траншею выработанную после демонтажа существующего ВОД;
4. Программно дорабатываются логические модули (ЛМ) на НПС "Сырак", ПКУ 193 км, ПКУ 242 км.

Согласовано

Изм. № подл.	208589
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.04						
МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разработал		Пыстовойт С.Г.			28.04.18	
Проверил		Рязанцев И.В.			28.04.18	
Гл. спец.						
Нач. отд.		Похидаев Г.М.			28.04.18	
Н.контр.		Шевченко И.В.			28.04.18	
Телемеханизация				Стадия	Лист	Листов
				П		1
Схема структурная комплекса технических средств						

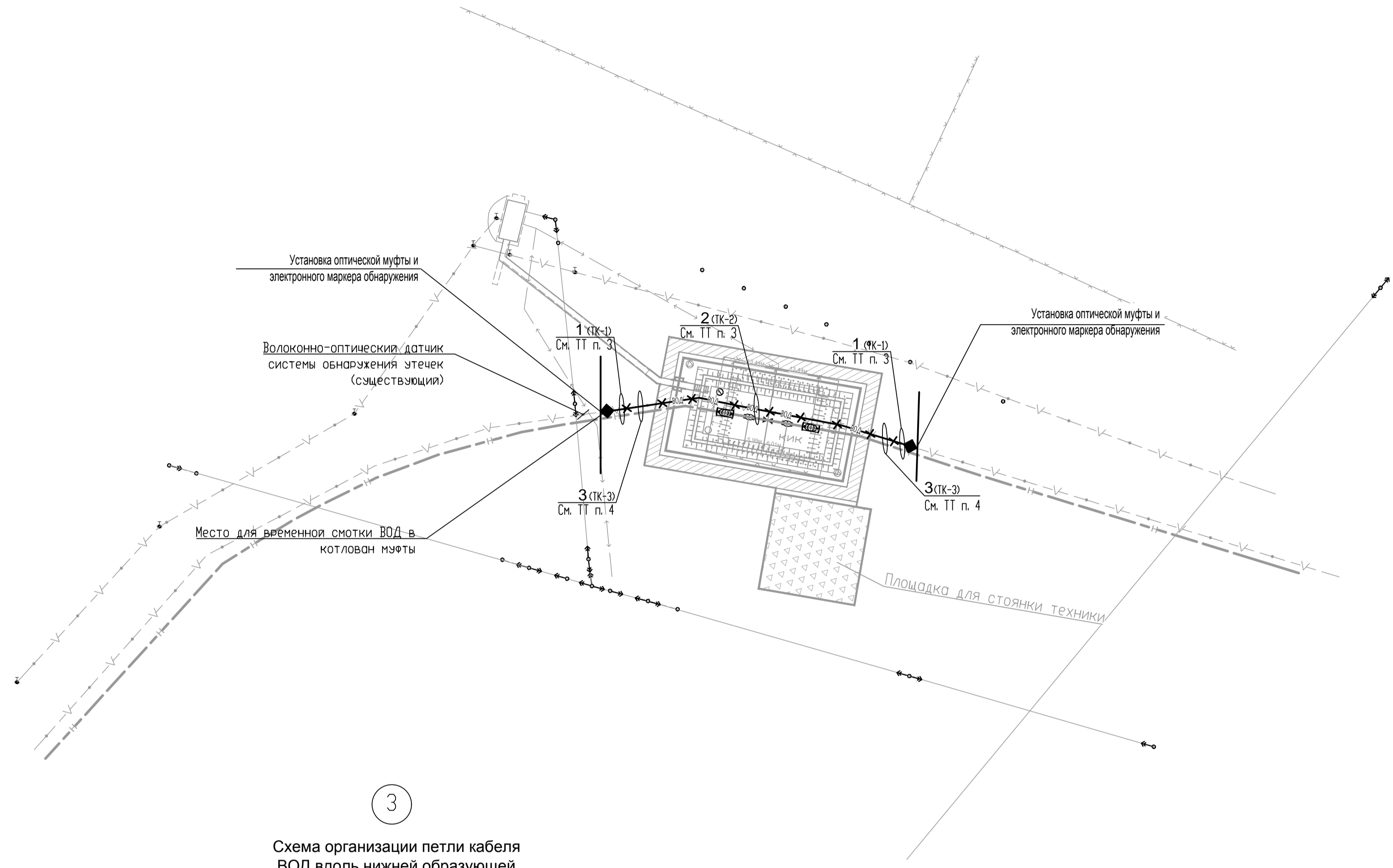
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примечание
1		Волоконно-оптический датчик	м	130	
2		Сигнальная лента, ширина 150 мм	м	100	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Наименование	Обозначение	Примечание
Кабель ВОД в траншее	— ВОД —	Волоконно-оптический датчик существующий, переустраиваемый
Кабель ВОД в траншее	—x— ВОД —x—	Волоконно-оптический датчик демонтируемый

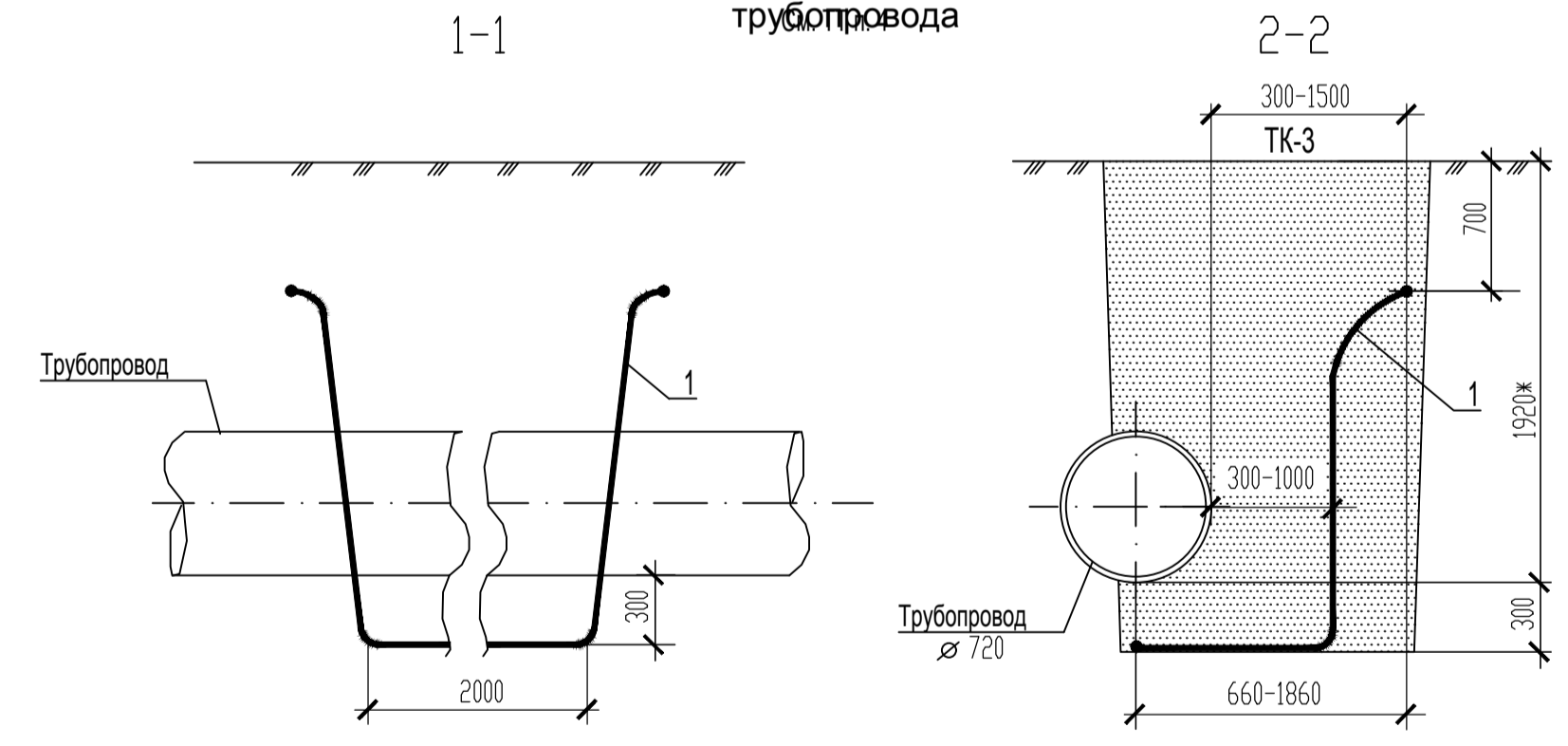
ТАБЛИЦА ТРАНШЕЙ

Наименование	Длина траншей и котлованов, м		
	ТК-1	ТК-2	
Тип Т-1 (200x700)	39	61	
Сигнальная лента, ширина 150 мм (длина, м)	39	61	



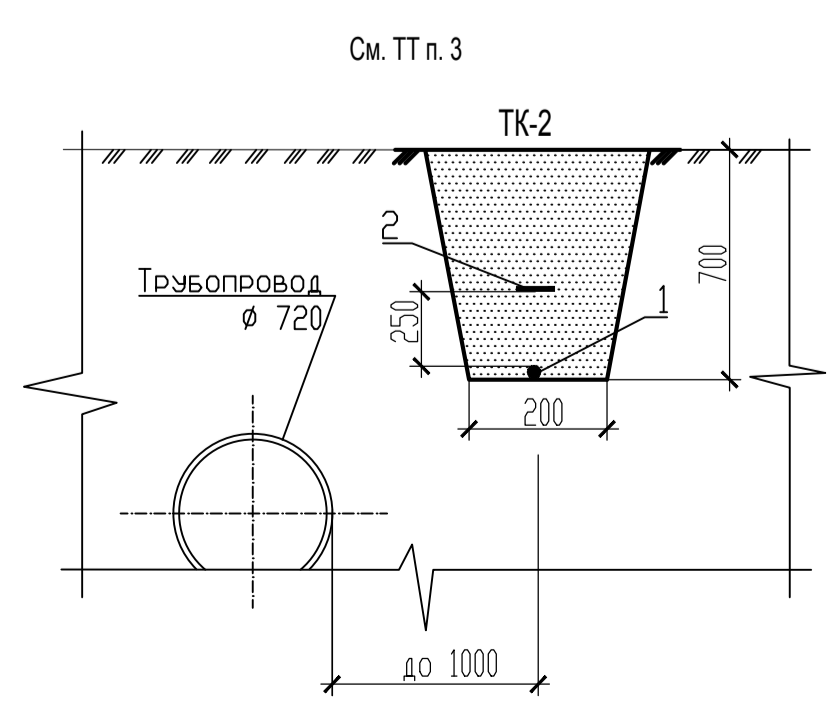
3

Схема организации петли кабеля ВОД вдоль нижней образующей трубопровода



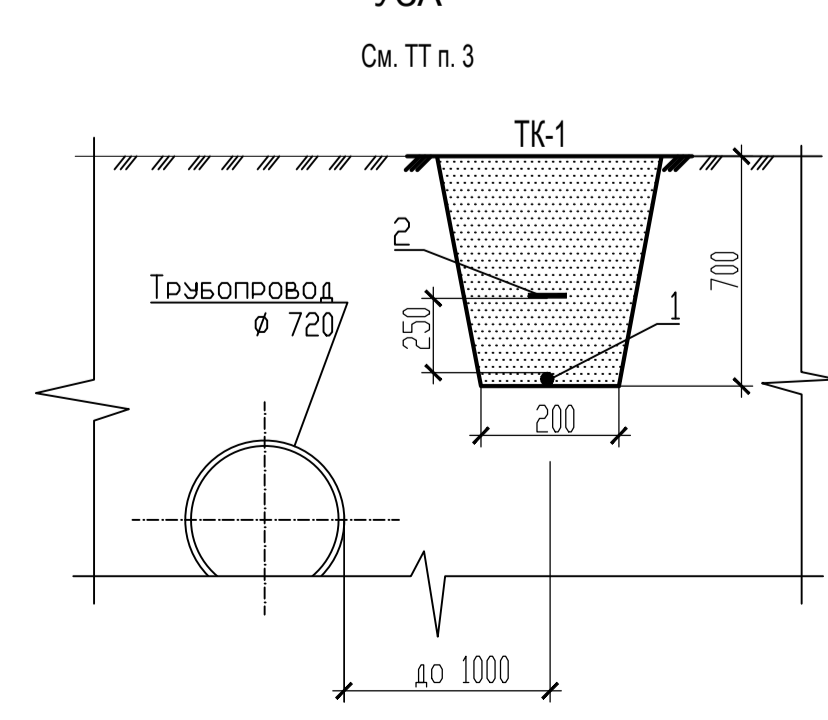
2

Схема размещения кабеля ВОД относительно трубопровода на УЗА



1

Схема размещения кабеля ВОД относительно трубопровода вне УЗА



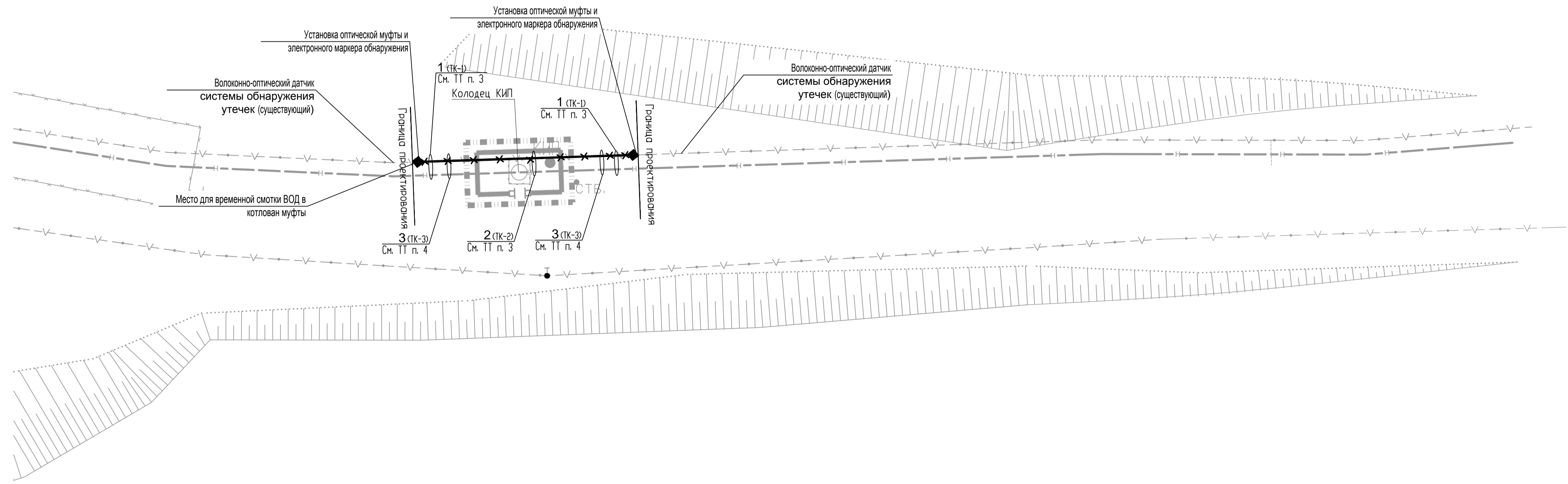
1. Данный чертёж выполнен на основании материалов, предоставленных Заказчиком.
2. Перед монтажными работами по переустройству площадки УЗА демонтировать ВОД, смотать в котлован и оставить до завершения переустройства. После завершения переустройства, от места смотки проложить новую строительную длину к месту начала демонтажа ВОД с установкой двух соединительных муфт.
3. Монтаж и демонтаж ВОД вдоль технологического трубопровода в пределах площадки УЗА выполнять ручным способом на расстоянии до 1 м от боковой стенки трубопровода на глубине 0,7 м от поверхности земли. При пересечении с существующими кабелями и инженерными коммуникациями ВОД проложить над пересекаемыми коммуникациями.
4. Для обеспечения регистрации утечки в зимнее время при распространении неутепленного ВОД вдоль нижней образующей трубопровода предусматривается выполнение петли из ВОД путем заглубления ВОД на 0,3 м от нижней образующей трубопровода до и после площадки узла запорной арматуры. Длина заглубляемого участка ВОД 2 м.
5. Радиус изгиба ВОД должен соответствовать требованиям технических условия на кабель.
6. Кабели в траншее должны иметь сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлама.
7. Для защиты кабелей от механических повреждений в траншее над кабелями укладывается сигнальная лента на расстоянии 250 мм от наружных покрытий.

Согласовано

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

Внимание!  
 Узел пуска СОД является взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класса В-Гр по ПУЗ). Территории на расстоянии 0,5-ти м от колодцев КИП и 3-х м от запорной арматуры являются взрывоопасными зонами класса 2 по ГОСТ 30852.13-2002 (класса В-Гр по ПУЗ). Категория взрывоопасной смеси ПАТЗ. Все электропроводки должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 30852.13-2002 для зон данного класса.

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.05				
ИП "Газэнь-Бакс". Ул.Скит 201-144. Занега тэбры кн 148,98-149,01. ДИ700. ТРИМ. Реконструкция				
Изм.	Колы.	Лист	№ док.	Подп.
Разработал	Пыстоват	СГ	28.04.18	
Проверил	Рязанцев	ИВ	28.04.18	
Гл. спец.				
Нач. отд.	Понидев	ГМ	28.04.18	
Инконтр.	Шевченко	ИЗ	28.04.18	
Телекоммуникация			Стация	Лист
			П	1
СОИЖКА. Территория. План расположения УЗА N151-1				Фирма "Корсадогипротрубопровод"



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
1		Волоконно-оптический кабель	м	120	
2		Сигнальная лента, ширина 150 мм	м	90	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

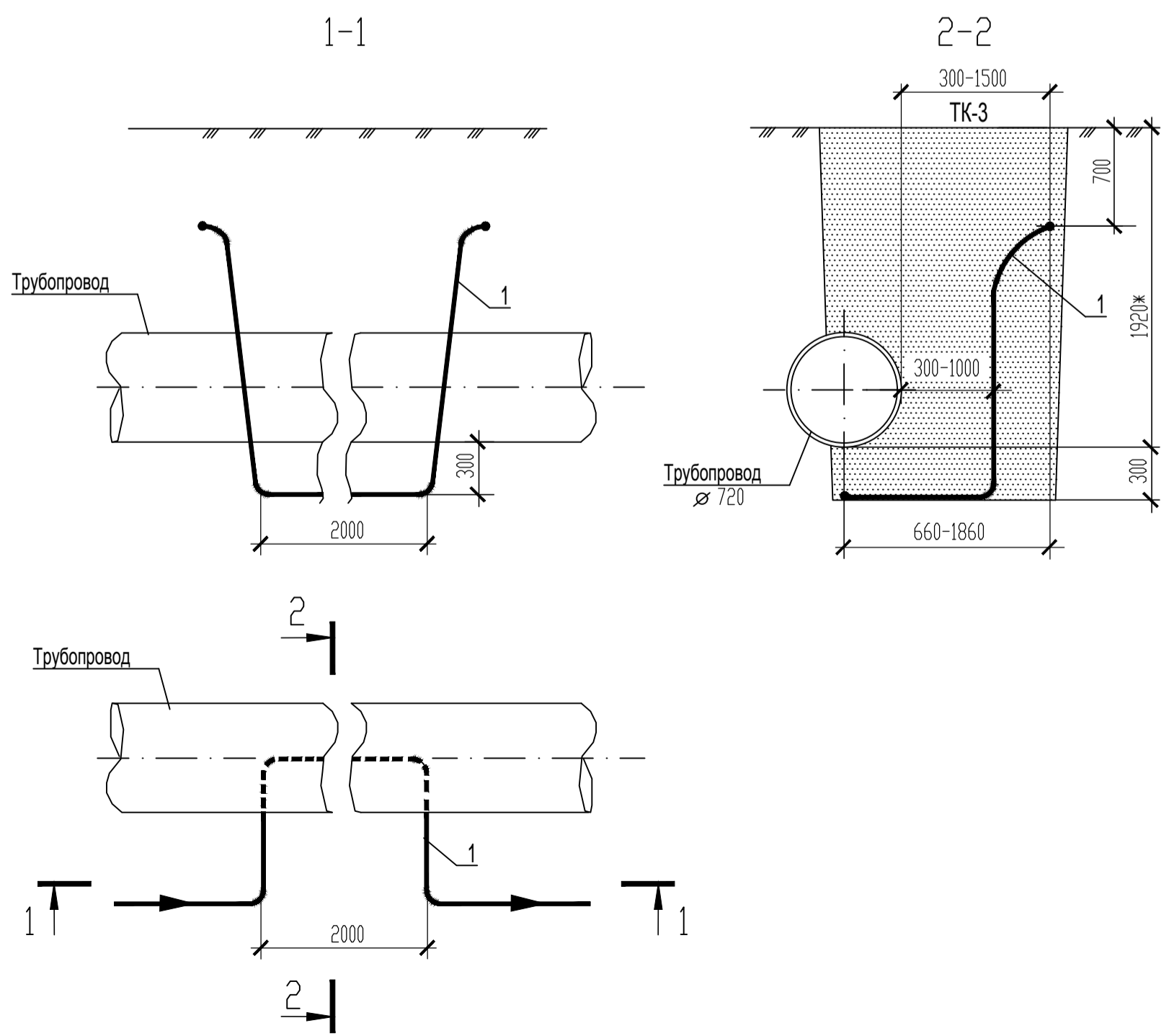
Наименование	Обозначение	Примечание
Кабель ВОД в траншее	— ВОД —	Волоконно-оптический датчик смежный, переустраиваемый
Кабель ВОД в траншее	—x ВОД —x	Волоконно-оптический датчик демонтажный

ТАБЛИЦА ТРАНШЕЙ И КОТЛОНАВ

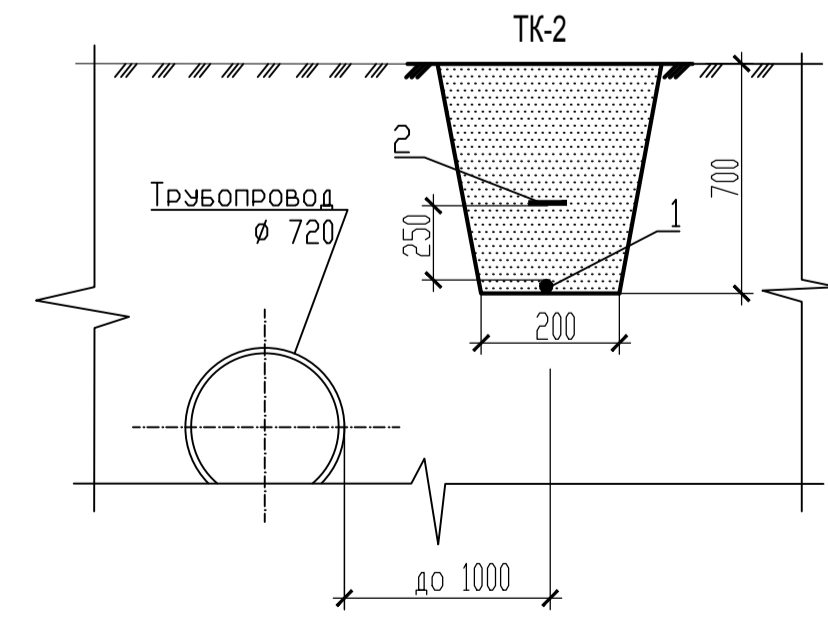
Наименование	Количество ВОД на траншее, котлован, м		
	ТК-1	ТК-2	ТК-3
Тип Т-1 (200x700)	35	35	20
Сигнальная лента, ширина 150 мм (длина, м)	35	35	20

- Данный чертёж выполнен на основании материалов, предоставленных Заказчиком.
- Перед монтажными работами по переустройству площадки УЗА демонтировать ВОД, сматать в котлован и оставить до завершения переустройства. После завершения переустройства, от места сматки проложить новую строительную длину к месту начала демонтажа ВОД с установкой двух соединительных муфт.
- Монтаж и демонтаж ВОД вдоль технологического трубопровода в пределах площадки УЗА выполнять ручным способом на расстоянии до 1 м от боковой стенки трубопровода на глубине 0,7 м от поверхности земли. При пересечении с существующими кабелями и инженерными коммуникациями ВОД проложить над пересекаемыми коммуникациями.
- Для обеспечения регистрации утечки в зимнее время при распространении неагрессивного жидкого конденсата по нижней образующей трубопровода предусматривается выполнение петли из ВОД путем заглубления ВОД на 0,3 м от нижней образующей трубопровода до и после площадки узла запорной арматуры. Длина заглубляемого участка ВОД 2 м.
- Радиус изгиба ВОД должен соответствовать требованиям технических условий на кабель.
- Кабели в траншее должны иметь сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлама.
- Для защиты кабелей от механических повреждений в траншее над кабелями укладывается сигнальная лента на расстоянии 250 мм от наружных покрытий.

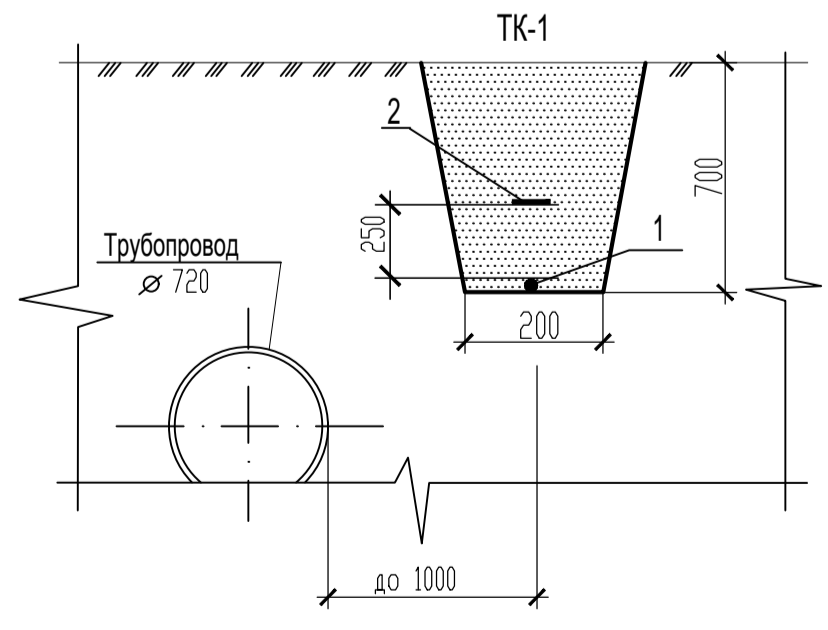
3) Схема организации петли кабеля ВОД вдоль нижней образующей трубопровода



2) Схема размещения кабеля ВОД относительно трубопровода на площадке вантузного колодца

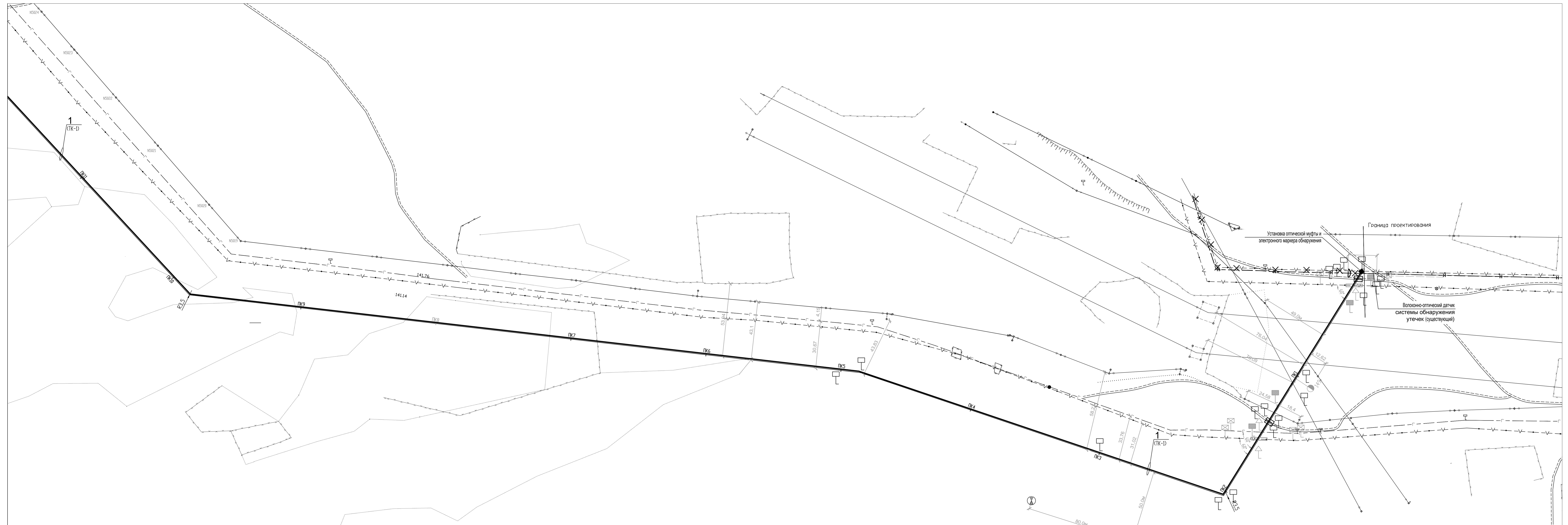


1) Схема размещения кабеля ВОД относительно трубопровода на площадке вантузного колодца

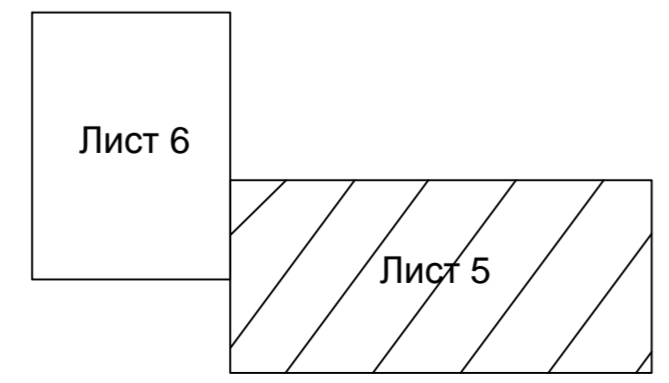
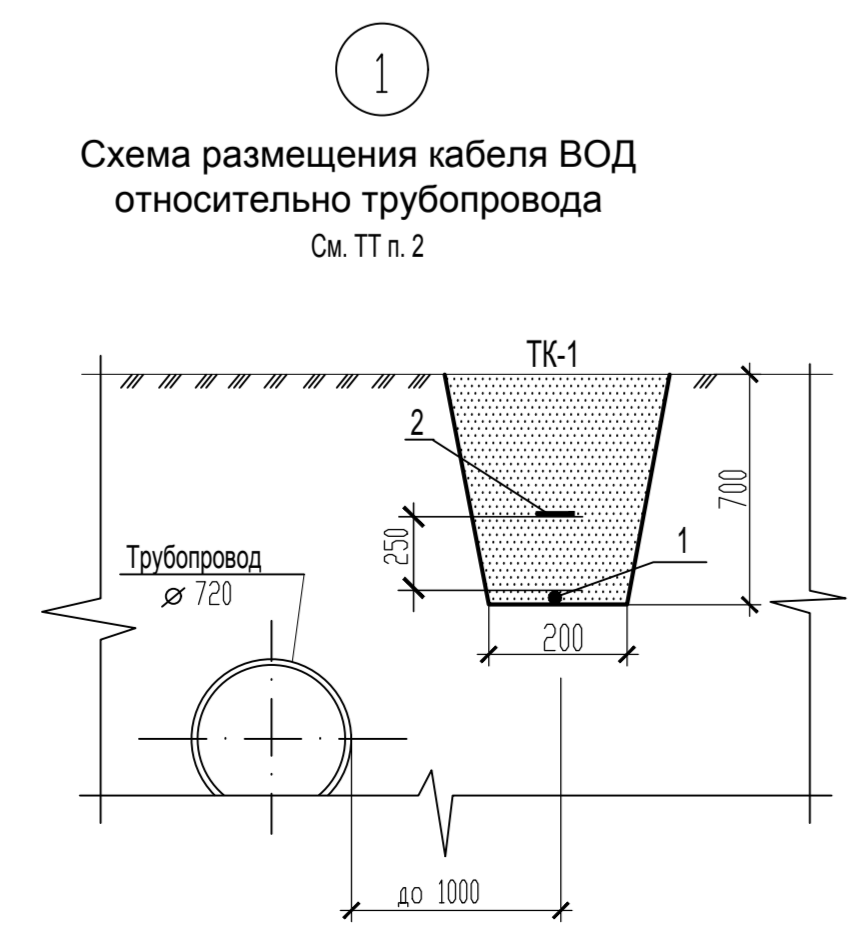


Внимание !  
 Узел пуска СОД является взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класса В-Гг по ПУЭ).  
 Территории на расстоянии 0,5-ти м от колодцев КИП и 3-х м от запорной арматуры являются взрывоопасными зонами класса 2 по ГОСТ 30852.13-2002 (класса В-Гг по ПУЭ).  
 Категория взрывоопасной смеси IIAT3. Все электропровода должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 30852.13-2002 для зон данного класса.

Г.7.0000.18044-4ТН/ГТП-500.000-ТКР3-АТ.06				
ИИ "Газэнь-Бакс". Участок км 201-144. Занега трыбы км 148,98-149,01. ДИ700. ТРПМН. Реконструкция				
Изм.	Колыш	Лист	№ док.	Подп.
Разработал	Пыстоват	СГ		28.04.18
Проверил	Рязанцев	ИВ		28.04.18
Гл. спец.				
Нам. отд.	Походцев	ГМ		28.04.18
И.контр.	Шевченко	ИЗ		28.04.18
Телекоммуникация			Стация	Лист
			П	1
СОИКА. Территория. План расположения вантуза №146/1, 146 км			Фирма "Краснодонецктрубопровод"	



Линия сводки с листом 6



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примечание
1		Волокно-оптический кабель	м 1765		
2		Сигнальная лента, ширина 150 мм	м 1735		

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Наименование	Обозначение	Примечание
Кабель ВОД в траншее	— ВОД —	Волокно-оптический датчик совместимый, перестраиваемый
Кабель ВОД в траншее	✕ ВОД ✕	Волокно-оптический датчик демонтируемый

ТАБЛИЦА ТРАНШЕЙ И КОТЛОВАНОВ

Наименование	Количество ВОД на траншеи, котлованы, и		
	TK-1		
Тип Т-1 (200x700)	1735		
Сигнальная лента, ширина 150 мм (длина, м)	1735		

- Данный чертеж выполнен на основании материалов, предоставленных Заказчиком.
- Прокладку ВОД вдоль технологического трубопровода в пределах узла запорной арматуры выполнять ручным способом на расстоянии до 1 м от боковой стенки трубопровода на глубине 0,7 м от поверхности земли.
- Радиус изгиба ВОД должен соответствовать требованиям технических условий на кабель.
- Кабели в траншее должны иметь сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлама.
- Для защиты кабелей от механических повреждений в траншее над кабелями укладывается сигнальная лента на расстоянии 250 мм от наружных покрытий.
- Переустраиваемые участки демонтировать ручным способом, для мзот предусмотреть запас не менее 15 метров демонтируемого и вновь прокладываемого ВОД.
- Укладки ВОД осуществить в разработанные при демонтаже траншеи.
- ✕ - размеры для справок.

Внимание!  
 Узел пасака СОД является взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класса В-Г по ПБЭ).  
 Топографии на расстоянии 0,5-ти м от колодезь КИИ и 3-х м от запорной арматуры являются взрывоопасными зонами класса 2 по ГОСТ 30852.13-2002 (класса В-Г по ПБЭ).  
 Категория взрывоопасной смеси ШАТЗ. Все электропроводки должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 30852.13-2002 для зон данного класса.

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР3-АТ.07  
 ИИ "Глобус-Банк", Ул.Локоток км. 201-144, Здание трамвая №149,99-149,01, ДН700, ТРФМН, Реконструкция

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Писковский СГ	28	04.18		28.04.18
Проверил	Рязанцев ИВ	29	04.18		28.04.18
Гл. инж.					
Нач. отд.	Покидова ГМ	28	04.18		28.04.18
Нач.контр.	Шевченко ИВ	28	04.18		28.04.18

Телекоммуникация

Стдия	Лист	Листов
П	1	1

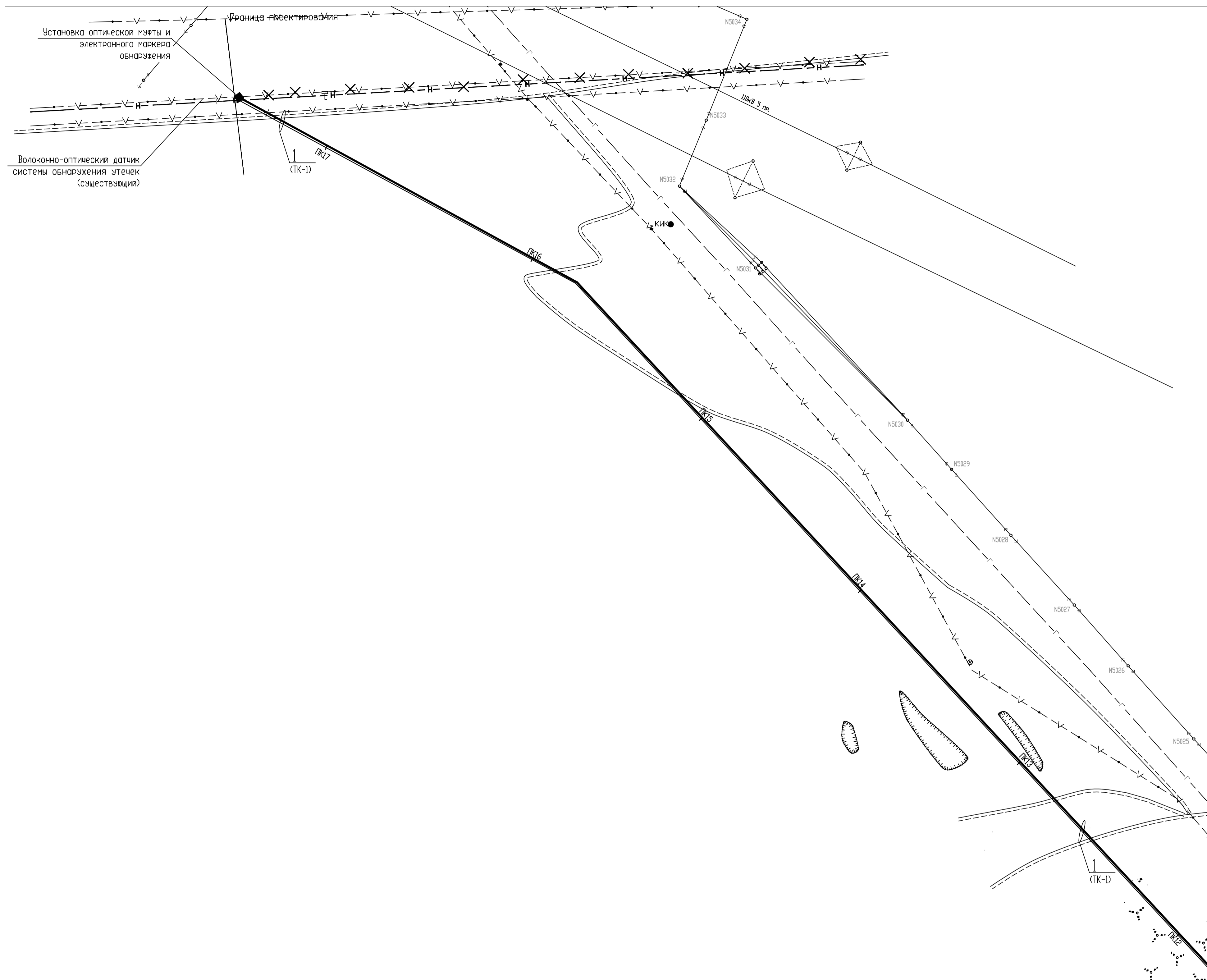
СОИЖА. Линейная часть. План прокладки ВОД ПК3+450 - ПК5+450

Филиал "Краснодаргазотелькомвод"

12.08.2016 19:57:48

Формат А3x3

(1:200)

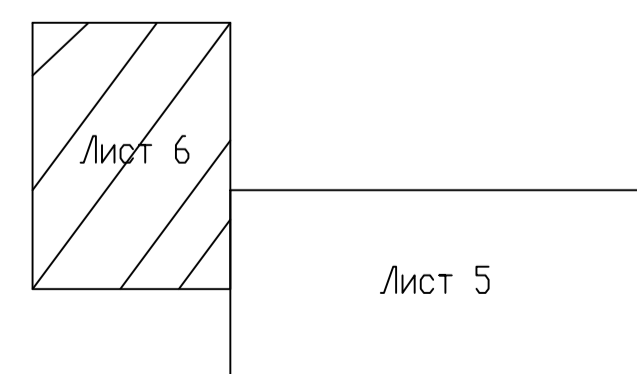
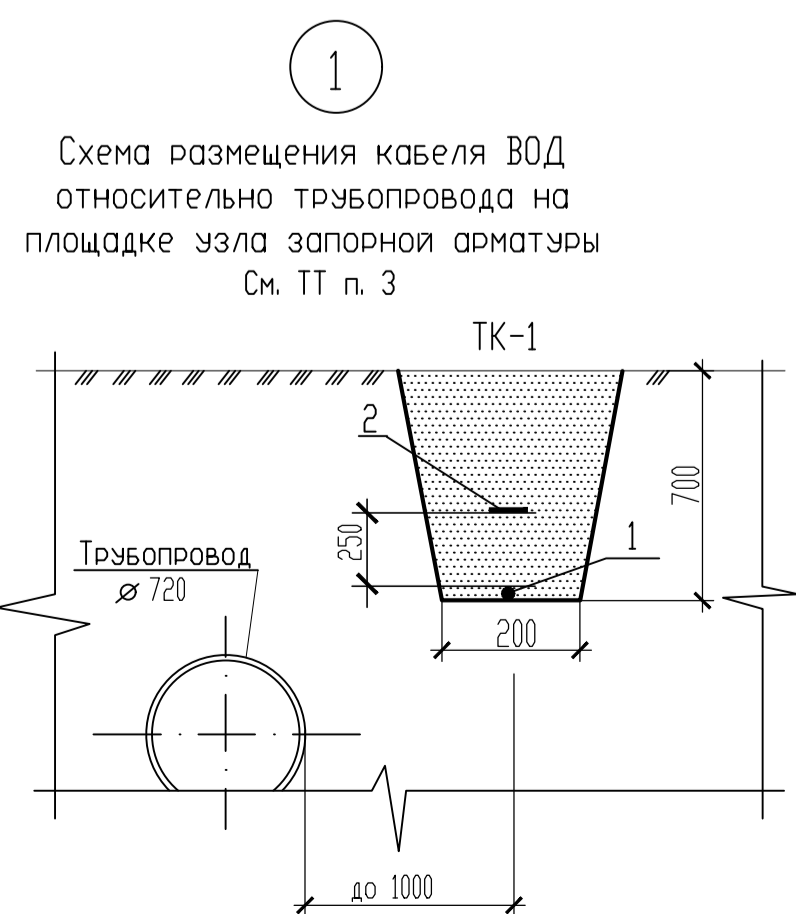


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Наименование	Обозначение	Примечание
Кабель ВОД в траншее	— ВОД —	Волоконно-оптический датчик существующий, перестраиваемый
Кабель ВОД в траншее	—X ВОД —X	Волоконно-оптический датчик демонтируемый

- Данный чертёж выполнен на основании материалов, предоставленных Заказчиком.
- Прокладку ВОД вдоль технологического трубопровода в пределах узла запорной арматуры выполнить ручным способом на расстоянии до 1 м от боковой стенки трубопровода на глубине 0,7 м от поверхности земли.
- Радиус изгиба ВОД должен соответствовать требованиям технических условий на кабель.
- Кабели в траншее должны иметь сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и влаги.
- Для защиты кабелей от механических повреждений в траншее над кабелями укладывается сигнальная лента на расстоянии 250 мм от наружных покровов.
- Перестраиваемые участки демонтировать ручным способом, для муфт предусмотреть запас не менее 15 метров демонтируемого и вновь прокладываемого ВОД.
- Укладку ВОД осуществить в разработанные при демонтаже траншеи.
- \* - размеры для справок.

Линия сводки с листом 5



1  
Схема размещения кабеля ВОД относительно трубопровода на площадке узла запорной арматуры  
См. ТТ п. 3

Внимание!

Узел пуска СОД является взрывоопасной зоной класса 2 по ГОСТ 30852-9-2002 (класса В-Гг по ПУЭ).  
 Территории на расстоянии 0,5-ти м от колодцев КИП и 3-х м от запорной арматуры являются взрывоопасными зонами класса 2 по ГОСТ 30852.13-2002 (класса В-Гг по ПУЭ).  
 Категория взрывоопасной смеси IIAT3. Все электропроводки должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 30852.13-2002 для зон данного класса.

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКРЗ-АТ.08				
ИП Троицк-Бакс. Участок км 201-144. Замена трубы км 148,98-149,01. DN700. ТРУИИ. Реконструкция				
Изм.	Колыш	Лист № док.	Подп.	Дата
Разработал	Пыстовая СГ			28.04.18
Проверил	Рязанцев ИВ			28.04.18
Гл. спец.				
Нач. отд.	Похидов ГМ			28.04.18
Инконтр.	Шевченко ИВ			28.04.18
СОИКА. Линейная часть. План прокладки ВОД ПК11+79,8- ПК13+25,0			Фирма "Корсадегидротрубопровод"	