Закрытое акционерное общество
«ЭЛЕКТОН»

ОКП 423100

Утверждены
ТУ4231-005-43174012-2003-ЛУ

СИСТЕМЫ ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ «ЭЛЕКТОН-ТМС» И «ЭЛЕКТОН-ТМСР»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТУ4231-005-43174012-2003

Редакция 2015 г.
Введены впервые с 01.04.2003 г.

Россия, ЗАТО г. Радужный, Владимирской обл.
2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ... 3
1 СОСТАВ СИСТЕМ ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ ... 6
1.1Системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» ... 6
1.2 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР» ... 35
1.3 Наземный блок «Электон-ТМСН-3А» ... 49
1.4 Особые требования к условным обозначениям ... 50
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ... 51
2.1 Основные параметры и характеристики ... 51
2.2 Устойчивость к внешним воздействующим факторам ... 54
2.3 Требования к электропитанию ... 56
2.4 Требования к электрической изоляции ... 56
2.5 Требования по надёжности ... 57
2.6 Требования к сигнализации ... 57
2.7 Требования к конструкции ... 58
2.8 Требования к интерфейсам ... 59
2.9 Требования к регистрации информации ... 59
2.10 Требования взаимозаменяемости ... 59
2.11 Требования к герметичности ... 59
2.12 Требования к комплектности ... 60
2.13 Требования к маркировке ... 61
2.14 Требования к упаковке ... 62
3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ... 63
4 ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ... 64
5 ПРАВИЛА ПРИЁМКИ ... 65
6 МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ... 71
7 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ... 79
8 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ... 80
9 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ ... 81
10 УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ ... 82
ПРИЛОЖЕНИЕ А ... 83
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ... 85
ПРИЛОЖЕНИЕ В ... 86
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ... 88
ПРИЛОЖЕНИЕ Д ... 89
ПРИЛОЖЕНИЕ Е ... 90
ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ... 91

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие технические условия (далее ТУ) распространяются на системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» и «Электон-ТМСР» (далее возможно использование их сокращённого наименования: системы ТМС или системы ТМСР).

Область применения систем: автоматизация режимов работы электроприводов нефтедобывающего оборудования.

Перечень документов, на которые даны ссылки в ТУ, приведён в приложении А.

Системы ТМС-3, ТМС-7, ТМС-11, ТМС-12, ТМС-24, ТМСР-3, ТМСР-10, ТМСР-12, ТМСР-16, ТМСР-20 предназначены для измерения скважинных параметров нефтедобывающих насосных установок с погружным электродвигателем (ПЭД). Система ТМС-24, кроме того, имеет функцию управления погружным электроклапаном.

Системы ТМС-8, ТМС-18 предназначены для измерения скважинных параметров штанговых насосных установок (ШНУ) и параметров скважин, оборудованных насосными установками с верхним приводом или не оборудованных погружными насосами.

Системы ТМСР-5, ТМСР-15, ТМСР-25 предназначены для измерения скважинных параметров насосных установок в системах **п**одержания **п**ластового **д**авления (ППД).

Системы ТМС**Р**, в отличии от систем ТМС, имеют канал измерения объёмного **расхода** и объема перекачиваемой жидкости.

Каждая система состоит из наземной и погружной частей.

В качестве наземной части в состав каждой системы входит наземный блок «Электон-ТМСН» (далее возможно использование его сокращённого наименования: блок ТМСН).

Основой погружной части для систем ТМС и ТМСР являются погружные блоки «Электон-ТМСП», «Электон-ТМСПР», «Электон-ТМСПС» (далее возможно использование их сокращённого наименования: блоки ТМСП, ТМСПР и ТМСПС, соответственно). В состав погружной части систем ТМС и ТМСР помимо погружных блоков могут входить следующие устройства: линия связи «Электон-ЛС», удлинитель линии связи «Электон-УЛС», комплект стыковочный «Электон-КС», устройства намотки «УНЭ», комплект гермоввода (далее возможно использование их сокращённого наименования: ЛС, УЛС, КС, УНЭ и КГ, соответственно). Состав систем приведен в таблице 0.1.

Для оперативной проверки работоспособности погружных блоков систем погружной телеметрии «Электон-ТМС» или «Электон-ТМСР» как в цеховых, так и в полевых условиях на стадии монтажных или ремонтных работ, в качестве наземной части может использоваться наземный блок «Электон-ТМСН-3А(7А, 12А)».

Наземный блок измеряет сопротивление изоляции цепи связи с погружной частью системы. Погружные блоки измеряют текущие значения скважинных параметров в месте установки датчиков. Наземный блок обрабатывает информацию, передаваемую погружной частью системы, регистрирует и передает её в контроллер станции управления серии «Электон» или в другие устройства. Перечень измеряемых параметров для каждого блока приведён в таблице 0.2.

Таблица 0.1 – Состав систем ТМС и ТМСР

Система	Назначение насосной установки	Номер разработки составных частей								Кол-во
		ТМСН	ТМСП	ТМСПС	ТМСПР	ЛС	УЛС	УНЭ	КС	КГ
ТМС-3	добыча	3	3						1 (2)	
ТМС-7	добыча	7	7							
ТМС-8	добыча	8	8			ЛС-8 или УЛС-8			8	
ТМС-8Т	добыча	8Т	8						8	
ТМС-18	добыча	18	18						8	
ТМС-18Т	добыча	18Т	18						8	
ТМС-11	добыча	12	11							
ТМС-12	добыча	12	12						1 (2)	
ТМС-24	добыча	24Т		24		4.1				
ТМСР-3	добыча	3		3	4	4.1		3 (3Г)	2	
ТМСР-5	закачка в пласт	3		5	4	4.1 и 4.2		1 или 2 (2Г)		1
ТМСР-10	добыча	3		10	10				2	
ТМСР-12	добыча	12		12	12	4.1		3 (3Г)	2	
ТМСР-15	закачка в пласт	12		15	12	4.1 и 4.2		1 или 2 (2Г)		1
ТМСР-16	добыча	12		16	16				2	
ТМСР-20	добыча	12		20	20				2	
ТМСР-25	закачка в пласт	12		25	12	4.1				

Таблица 0.2 – Параметры, измеряемые блоками систем ТМС и ТМСР

Наименование параметра	**Наличие измерений в блоке (отмечено знаком «+») в максимальной комплектации датчиками**				
	ТМСН	**ТМСП**	**ТМСПС**	**ТМСПР**	**Примечание**
Давление на приёме насоса		+	+		
Давление жидкости на выкиде насоса				+	для всех блоков ТМСПР, **кроме** блоков ТМСПР-10 и ТМСПР-20
Температура пластовой жидкости		+	+	+	
Температура масла ПЭД*		+	+		для всех блоков ТМСП, **кроме** блоков ТМСП-8 и ТМСП-18
Температура статора ПЭД*		+	+		для всех блоков ТМСП, **кроме** блоков ТМСП-7, ТМСП-8, ТМСП-11 и ТМСП-18 для всех блоков ТМСПС, **кроме** блоков ТМСПС-24, ТМСПС-25
Виброускорение блока в осевом и радиальном направлениях		+	+		для всех блоков ТМСП, **кроме** блока ТМСП-8
Текущий объёмный расход жидкости				+	
Объём жидкости	+				Только для систем ТМСР
Сопротивление изоляции или ток утечки линии связи наземного блока с погружным	+				
* – допускается совмещение измерения температур масла и статора ПЭД одним выносным датчиком					

1 СОСТАВ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СИСТЕМ ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ

1.1 Общие требования к условным обозначениям.

1.1.1 В структуру условного обозначения всех систем и их составных частей может входить элемент – код компании, техническим требованиям которой соответствуют эти системы и их составные части, в виде:

БН – ПАО АНК «Башнефть»;

ГП – ПАО «Газпром нефть»;

Л – ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»;

РН – ПАО «НК «Роснефть»;

У – для исполнения, обеспечивающего поддержку **у**ниверсального протокола обмена данными "Transfer".

1.1.2 В структуру условного обозначения всех систем и их составных частей может входить элемент – код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока или стыковочного комплекта):

П0 – при заказе системы без стыковочного комплекта;

П1 – ПАО «НПО «Алмаз»;

П2 – ОАО «Алнас»;

П3 – ООО «ПК Борец», или «ЗМЗ» ООО «ГУРТ», или ООО «Лысьванефтемаш»;

П4 – для ПЭД с унифицированным узлом стыковки;

П5 – ЗАО «Новомет-Пермь»;

П6 – ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш»;

П7 – компания «Бейкер Хьюз» («BakerHughes»);

П8 – ОАО «Бугульминский электронасосный завод»;

П9 – ООО «ЭПУ-ИТЦ»;

П10 – ООО «Технологическая компания Шлюмберже» (Schlumberger);

П11 – ООО «РИНПО».

ПУ – для **ПЭД 117 габарита** производителей с кодами **П1, П2, П3, П5**, **П8** так как стыковочные комплекты для ПЭД 117 габарита перечисленных производителей взаимозаменяемы для всех систем, кроме ТМС-11, ТМС-24 и ТМСР-25 (для этих систем код ПУ не применяется).

К коду производителя ПЭД может быть без дефиса добавлена литера, обозначающая тип конструктивного исполнения нижней части погружного блока для присоединения технологического оборудования:

А – исполнение с резьбой **муфты** трубы гладкой **ø73** (10 ниток на 1 дюйм) ГОСТ 633-80;

Б – исполнение с **фланцем** (смотри рисунок Е.1);

В – исполнение с защитным фланцем, предотвращающим попадание насосной установки в боковые стволы при монтаже или полете (далее по тексту – защитный фланец);

отсутствие литеры – базовое исполнение с резьбой **муфты** трубы гладкой **ø60** (10 ниток на 1 дюйм) ГОСТ 633-80.

1.1.3 В структуру условного обозначения всех систем и их составных частей может входить элемент – код исполнения по коррозионной стойкости тех поверхностей погружных блоков, которые контактируют с пластовой жидкостью:

К0 – не коррозионностойкое исполнение;

К1 – исполнение с покраской;

К2 – исполнение с покрытием ТСЗП-ВС-013.45 ТУ 2458-001-51286179-2008;

К3.1 – не коррозионностойкое исполнение с последующей покраской заказчиком (паспортные таблички поставляются в неустановленном на погружные блоки состоянии);

К3.2 – не коррозионностойкое исполнение с последующим покрытием ТСЗП-ВС-013.45 ТУ 2458-001-51286179-2008 заказчиком (паспортные таблички поставляются в неустановленном на погружные блоки состоянии);

К4 – корпус погружного блока изготовлен из нержавеющей стали.

Добавление справа без пробела литеры **«Г»** соответствует исполнению с повышенной защищённостью от проникновения сероводорода и других агрессивных газов внутрь погружного блока (**г**азозащищённое исполнение). В этом случае код исполнения по коррозионной стойкости, например, для исполнения с покрытием имеет такой вид:

К2Г

1.1.4 В структуру условного обозначения всех систем и наземных блоков после номера разработки может входить элемент – код исполнения наземного блока:

Б – наземный блок в **б**оксе;

Д – наземный блок с **д**исплеем и клавиатурой;

Т – наземный блок **т**ерминальный **–** с дисплеем и клавиатурой в боксе;

ИН – наземный блок в боксе с устройством формирования **и**скусственной **н**ейтрали;

ТН – наземный блок **т**ерминальный (с дисплеем и клавиатурой в боксе) с устройством формирования искусственной **н**ейтрали.

Наземные блоки без кода исполнения или с кодом исполнения Д размещаются внутри станции управления электронасосом.

Наземные блоки с кодом исполнения Б, Т, ИН или ТН размещаются снаружи станции управления электронасосом.

1.1.5 В структуру условного обозначения всех систем и погружных блоков входит элемент – **максимальное измеряемое давление с единицей измерения МПа.**

Допускается при заказе использовать для этого параметра единицу измерения **атм.**

При этом давление в **МПа** отображается **двумя цифрами**, а давление в **атм** – **тремя.**

Например: 250 = 250 атм, 40 = 40 МПа.

1 атм = 1,03323 кгс/см^2 = 101,325×10^{-3} МПа

1.2 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-3» и «Электон-ТМС-12»

1.2.1 Системы погружной телеметрии ТМС-3 и ТМС-12 предназначены для измерения скважинных параметров в составе нефтедобывающей насосной установки с ПЭД.

Системы состоят из блока ТМСП и блока ТМСН соответствующей разработки.

В каждую систему в зависимости от её исполнения входят соответствующие этому исполнению наземные блоки (смотри п 1.1.4).

Погружной блок ТМСП-3(12) монтируется в нижней части ПЭД с использованием либо унифицированного узла стыковки, либо комплекта стыковочного «Электон-КС».

Погружной блок ТМСП-3(12) монтируется в нижней части ПЭД. Для этого используется комплект стыковочный «Электон-КС».

Нижняя часть погружного блока ТМСП-3(12) имеет различное конструктивное исполнение для присоединения технологического оборудования. Допустимый вес оборудования, пристыковываемого к погружному блоку с видом климатического исполнения В5, не более 1500 кг.

Погружной блок подключается к общей точке статорных обмоток ПЭД, которая располагается в нижней части ПЭД.

Телеметрическая информация с погружного блока передается по силовому кабелю питания ПЭД, обрабатывается в наземном блоке и передается в контроллер СУ.

По требованию заказчика погружной блок ТМСП-3(12) комплектуется выносным датчиком температуры, позволяющим измерять температуру в любой точке ПЭД. Выносной датчик поставляется с соединительным проводом длиной 8,6 метра, если при заказе длина провода не указана.

Состав систем и перечень измеряемых параметров приведены в таблицах 0.1 и 0.2.

Составные части систем погружной телеметрии могут поставляться поблочно. Комплект стыковочный поставляется либо отдельно, либо в составе погружного блока.

1.2.2 Структура условного обозначения систем «Электон-ТМС-3» и «Электон-ТМС-12»

Электон	-	**ТМС**	-	**ХХ**	**ХХ**	-	**ХХ**	-	**ХХХ**	-	**ХХХ**	-	**ПХХ**	-	**ХХ**	-	**КХХ**	-	**ХХХХ**
1		**2**		**3**	**3а**		**4**		**5**		**6**		**7**		**8**		**9**		**10**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМС** (**т**еле**м**етрическая **с**истема)
3	Номер разработки системы для измерения скважинных параметров в составе насосной нефтедобывающей установки с ПЭД: **3 –** с погружным блоком ТМСП-3 и наземным блоком ТМСН-3; **12 –** с погружным блоком ТМСП-12 и наземным блоком ТМСН-12
3а	Код исполнения наземного блока системы: **Б, Д, Т, ИН, ТН –** смотри п. 1.1.4 **отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее таблице 0.1
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление (смотри п. 1.1.5), МПа: **25; 32; 60 – для ТМС-3;** **25; 40; 60 – для ТМС-12**
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров стыковочного комплекта), мм: **81; 96; 103; 114; 117; 130; 143; 185.** **Элемент обозначения может отсутствовать** для ПЭД с **унифицированным узлом стыковки**
7	Код производителя ПЭД и тип конструктивного исполнения нижней части погружного блока для присоединения технологического оборудования: **П0** – при заказе системы без стыковочного комплекта (погружной блок с видом климатического исполнения В5 поставляется в сборе с переходником); **П1**, **П1А, …, П2, …** в соответствии с п. 1.1.2 **Элемент обозначения может отсутствовать для ПЭД с унифицированным узлом стыковки**
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т:**

Наименование параметра	Тип*			
	0	**1**	**0Т**	**1Т**
Давление пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Температура масла ПЭД	+	+	+**	+**
Температура статора ПЭД, измеряемая выносным датчиком			+	+
Температура пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Виброускорение ПЭД в осевом направлении		+		+
Виброускорение ПЭД в радиальном направлении		+		+

* Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)
** Кроме блоков с габаритным диаметром ПЭД – 81 мм

9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3
10	Вид климатического исполнения погружного блока по ГОСТ 15150: **В5.1** – для установки блока внутри корпуса ПЭД 103 и 117 габаритов. **Отсутствие элемента обозначения** соответствует виду климатического исполнения **В5** – для установки блока снаружи корпуса ПЭД

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-3 с максимальным измеряемым давлением 320 атм, со стыковочным комплектом для ПЭД диаметром 103 мм производства ЗАО «Новомет-Пермь», в базовом исполнении нижней части погружного блока, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения для установки снаружи корпуса ПЭД при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-3-320-103-П5-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-РН» соответствующей техническим требованиям ЕТТ 6.00 НК «Роснефть» с максимальным измеряемым давлением на приёме насоса 40 МПа, с унифицированным узлом стыковки для ПЭД 103, 117 и 130 габаритов, с датчиками, соответствующими типу 1, в исполнении с покраской при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-РН-40-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

То же с защитным фланцем для ПЭД 117-го габарита:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-РН-40-117-П4В-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии«Электон-ТМС-12-Л», соответствующей техническим требованиям ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, для ПЭД 117 габарита, с датчиками, соответствующими типу 1Т, не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-Л-40-117-1Т-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» без указания технических условий.

Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённых выше примеров сокращённое обозначение должно иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС- 3-320-103-П5-1-К0»,

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-РН-40-1-К1»,

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-РН-40-117-П4В-1-К1»,

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-12-Л-40-117-1Т-К0».

1.2.3 Структура условного обозначения наземных блоков «Электон-ТМСН»

Электон	**-**	**ТМСН**	**-**	**XX**	**XX**	**-**	**XX**	**-**	**XXXX**
1		**2**		**3**	**3а**		**4**		**5**

Где:

1	Фирменное наименование: **Электон**
2	Вид: **ТМСН** (**т**еле**м**етрическая **с**истема, **н**аземный блок)
3	Номер разработки: **3** – для работы в составе систем ТМС-3; ТМСР-3; ТМСР-5 и ТМСР-10; **7** – для работы в составе системы ТМС-7; **8** – для работы в составе системы ТМС-8; **12** – для работы в составе систем ТМС-11, ТМС-12; ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-16, ТМСР-20 и ТМСР-25; **18** – для работы в составе системы ТМС-18; **24** – для работы в составе системы ТМС-24
3а	Код исполнения: **Отсутствие элемента** указывает на базовое исполнение; **А** – автономное исполнение в кейсе, оснащенное дисплеем, клавиатурой и аккумулятором, предназначенное для оперативной диагностики погружных блоков при проведении монтажных или ремонтных работ – **только для разработок 3, 7 и 12.** **Б, Д, Т, ИН, ТН –** смотри п. 1.1.4, **для разработки 24 – только исполнение Т**
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований, **кроме разработки 7, где** базовое исполнение соответствует данным ТУ и техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз»
5	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150: – для базового исполнения и блоков с кодом исполнения Д – **УХЛ2** или **Т2**; – для блоков с кодом исполнения А – **УХЛ3.1**; – для блоков с кодом исполнения **Б, Т, ИН, ТН** – **УХЛ1**

Пример записи обозначения наземного блока «Электон-ТМСН-3» базового исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Наземный блок «Электон-ТМСН-3-УХЛ2» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения наземного блока «Электон-ТМСН-12-РН», соответствующего техническим требованиям ЕТТ 6.00 НК «Роснефть» при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Наземный блок «Электон-ТМСН-12-РН-УХЛ2» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения наземного блока без указания вида климатического исполнения и технических условий. Отсутствие перечисленных элементов в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003, а вид климатического исполнения УХЛ2 – для наземных блоков базового исполнения и блоков с кодом исполнения Д; УХЛ3.1 – для наземных блоков с кодом исполнения А, и УХЛ1 – для наземных блоков с кодом исполнения Б, Т, ИН, ТН.

Для приведённых выше примеров сокращённое обозначение должно иметь вид:

Наземный блок «Электон-ТМСН-3»,

Наземный блок «Электон-ТМСН-12-РН.

Системы с наземными блоками … ТМСН-7, ТМСН-12, ТМСН-18, ТМСН-24Т отличаются от систем с наземными блоками ТМСН-3, ТМСН-8 современной элементной базой, позволяющей обеспечить:

- повышенную надежность работы при высоких температурах окружающей среды;
- возможность определения причины снижения сопротивление изоляции до нуля: неисправность в погружном блоке или в канале связи с наземным блоком;
- повышенную скорость и помехоустойчивость канала передачи данных;
- возможность оперативно управлять режимами работы погружного блока;
- возможность использования USB флэш-накопителя для считывания хронологии.

1.2.4 Структура условного обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-3» и «Электон-ТМСП-12»

Электон	-	ТМСП	-	ХХ	-	ХХ	-	ХХХ	-	ХХХ	-	ПХХ	-	ХХ	-	КХ	-	ХХХХ
1		2		3		4		5		6		7		8		9		10

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСП** (**теле**метрическая **с**истема, **п**огружной блок)
3	Номер разработки блока: **3 –** для работы в составе системы ТМС-3 со всеми исполнениями блока ТМСН-3; **12 –** для работы в составе системы ТМС-12 со всеми исполнениями блока ТМСН-12
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление (смотри п. 1.1.5), МПа: **25; 32; 60 – для ТМС-3;** **25; 40; 60 – для ТМС-12**
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров стыковочного комплекта), мм: **81; 96; 103; 114; 117; 130; 143; 185.** **Элемент обозначения может отсутствовать** для ПЭД с **унифицированным узлом стыковки**
7	Код производителя ПЭД и тип конструктивного исполнения нижней части погружного блока для присоединения технологического оборудования: **П0** – при заказе системы без стыковочного комплекта (погружной блок с видом климатического исполнения В5 поставляется в сборе с переходником); **П1, П1А, …, П2, …** в соответствии с п. 1.1.2 **Элемент обозначения может отсутствовать для ПЭД с унифицированным узлом стыковки**
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т:**

Наименование параметра	Тип*			
	0	**1**	**0Т**	**1Т**
Давление пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Температура масла ПЭД	+	+	+**	+**
Температура статора ПЭД, измеряемая выносным датчиком			+	+
Температура пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Виброускорение ПЭД в осевом направлении		+		+
Виброускорение ПЭД в радиальном направлении		+		+

* Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)
** Кроме блоков с габаритным диаметром ПЭД – 81 мм

9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3
10	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150: **В5.1** – для установки блока ТМСП-3 внутри корпуса ПЭД 103 и 117 габаритов. **Отсутствие элемента обозначения** соответствует виду климатического исполнения В5

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-3» с максимальным измеряемым давлением 320 атм, со стыковочным комплектом для ПЭД диаметром 103 мм производства ОАО «Алнас», в базовом исполнении нижней части погружного блока, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения, с видом климатического исполнения В5 при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСП-3-320-103-П2-1-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-12-РН», соответствующего техническим требованиям НК «Роснефть», с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, с датчиками, соответствующими типу 1, в исполнении с покраской при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСП-12-РН-40-1-К1» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-12-Л», соответствующего техническим требованиям ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, для ПЭД 117 габарита, с датчиками, соответствующими типу 1Т, не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСП-12-Л-40-117-1Т-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения погружного блока «Электон-ТМСП» без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённых выше примеров сокращённые обозначения должны иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСП-3-320-103-П2-1-К0»,

Погружной блок «Электон-ТМСП-12-РН-40-1-К1»,

Погружной блок «Электон-ТМСП-12-Л-40-117-1Т-К0».

1.2.5 Структура условного обозначения стыковочного комплекта «Электон-КС»

Электон	-	**КС**	**Т**	-	**ХХ**	-	**ХХХ**	-	**ПХ**	-	**КХ**
1		**2**	**2а**		**3**		**4**		**5**		**6**

Где:

1	Фирменное наименование –**Электон**
2	Вид – **КС** (**к**омплект **с**тыковочный)
2а	Модификация – **Т** – комплект с **термоиндикатором.** **Отсутствие элемента** соответствует исполнению **без** термоиндикатора
3	Номер разработки: **1** – для установки блоков ТМСП-3 или ТМСП-12 внутри корпуса ПЭД (вид климатического исполнения блока В5.1 по ГОСТ 15150); **2** – для установки блоков ТМСП-3, или ТМСП-12, или ТМСПС-3, или ТМСПС-10, или ТМСПС-12, или ТМСПС-16, или ТМСПС-20 снаружи корпуса ПЭД (вид климатического исполнения блока В5 по ГОСТ 15150) **без переходника**; **2П** – то же, что и разработка 2, но **с переходником**; **3 –** для установки блока с унифицированным стыковочным узлом снаружи корпуса ПЭД, не имеющего унифицированного стыковочного узла; **3Т –** то же, что и разработка 3, но из стали 40Х с **термообработкой**
4	Габаритный диаметр ПЭД, мм: **96; 103; 114; 117; 130; 143; 185**
5	Код производителя ПЭД: **П1, П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2
6	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения стыковочного комплекта второй разработки для блока «Электон-ТМСП-3» (с видом климатического исполнения В5), для ПЭД диаметром 117 мм производства ЗАО «Новомет-Пермь», не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Комплект стыковочный «Электон-КС-2-117-П5-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003 или

Комплект стыковочный «Электон-КС-2-117-ПУ-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения стыковочного комплекта без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Комплект стыковочный «Электон-КС-2-117-П5-К0» или

Комплект стыковочный «Электон-КС-2-117-ПУ-К0».

1.3 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-7»

1.3.1 Система погружной телеметрии ТМС-7 предназначена для измерения скважинных параметров нефтедобывающей насосной установки с ПЭД.

Система состоит из погружного блока ТМСП-7 и наземного блока ТМСН-7.

В систему в зависимости от её исполнения входят соответствующий этому исполнению наземный блок (смотри п 1.1.4).

Погружной блок ТМСП-7 выполнен в виде герметичного цилиндра с элементами электрического подключения и унифицированной механической стыковки с ПЭД различных типов и габаритов.

Связь между блоками ТМСП-7 и ТМСН-7 осуществляется по линии связи «нулевой вывод обмотки высокого напряжения ТМПН – силовой кабель – общий вывод статорной обмотки ПЭД» относительно корпуса насосной установки.

Состав системы и перечень измеряемых параметров приведены в таблицах 0.1 и 0.2.

Составные части системы погружной телеметрии могут поставляться поблочно.

1.3.2 Структура условного обозначения системы «Электон-ТМС-7»

Электон	-	**ТМС**	-	**7**	**XX**	-	**XX**	-	**XX**	-	**X**	-	**B5**
1		**2**		**3**	**3а**		**4**		**5**		**6**		**7**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМС** (**т**еле**м**етрическая **с**истема)
3	Номер разработки системы, для измерения скважинных параметров в составе насосной нефтедобывающей установки с ПЭД: **7 –** с погружным блоком ТМСП-7 и наземным блоком ТМСН-7; соответствующими данным ТУ и техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз»
3а	Код исполнения наземного блока системы: **отсутствие элемента обозначения** – наземный блок ТМСН-7; **Б, Д, Т, ИН, ТН –** смотри п. 1.1.4
4	Максимальное измеряемое давление, МПа: **40, 60**
5	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т:**

Наименование параметра	Тип*			
	0	**1**	**0Т**	**1Т**
Давление пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Температура масла ПЭД	+	+	+	+
Температура статора ПЭД, измеряемая выносным датчиком			+	+
Температура пластовой жидкости на приёме насоса	+	+	+	+
Виброускорение ПЭД в осевом направлении		+		+
Виброускорение ПЭД радиальном направлении		+		+

* Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)

6	Код исполнения по коррозионной стойкости: **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3. **Отсутствие элемента обозначения для ТМС-7…** – базовое исполнение с покрытием ТСЗП-ВС-013.45 ТУ 2458-001-51286179-2008 (то же, что и код **К2**)
7	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150 – **В5**

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-7», соответствующей техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз», с наземным блоком «Электон-ТМСН-7» и погружным блоком «Электон-ТМСП-7», с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, с датчиками, соответствующими типу 0, при его заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-7-40-0-В5»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-7» без указания технических условий и вида климатического исполнения.

Отсутствие этих элементов в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003, а вид климатического исполнения – В5.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-7-40-0»

1.3.3 Структура условного обозначения погружного блока Электон-ТМСП-7:

Электон	-	**ТМСП**	-	**7**	-	**ХХ**	-	**ХХ**	-	**Х**	-	**В5**
1		**2**		**3**		**4**		**5**		**6**		**7**

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСП** (**т**елем**е**трическая **с**истема, **п**огружной блок)
3	Номер разработки блока, соответствующего данным ТУ и техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз»: **7** – для работы в составе системы ТМС-7 со всеми исполнениями блока ТМСН-7;
4	Максимальное измеряемое давление, МПа: **40, 60**
5	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т:** Наименование параметра / Тип*: **0**, **1**, **0Т**, **1Т** Давление пластовой жидкости на приёме насоса: + + + + Температура масла ПЭД: + + + + Температура статора ПЭД, измеряемая выносным датчиком: + + Температура пластовой жидкости на приёме насоса: + + + + Виброускорение ПЭД в осевом направлении: + + Виброускорение ПЭД радиальном направлении: + + * Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)
6	Код исполнения по коррозионной стойкости: **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3. **Отсутствие элемента обозначения для ТМС-7…** – базовое исполнение с покрытием ТСЗП-ВС-013.45 ТУ 2458-001-51286179-2008 (то же, что и код **К2**)
7	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150 – **В5**

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-7», соответствующего техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз», с датчиком давления на 40 МПа, с датчиками, соответствующими типу 1 при его заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Погружной блок «Электон-ТМСП-7-40-1-В5 ТУ4231-005-43174012-2003».

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМСП-7» без указания технических условий и вида климатического исполнения.

Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003, а вид климатического исполнения – В5.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСП-7-40-1».

Допускается при заказе системы и погружного блока не указывать вид климатического исполнения и обозначение технических условий.

1.4 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-8» и «Электон-ТМС-18»

1.4.1 Системы погружной телеметрии ТМС-8 и ТМС-18 предназначены для измерения скважинных параметров штанговых насосных установок (ШНУ) и фонтанирующих скважин.

Системы состоит из блока ТМСП и блока ТМСН соответствующей разработки.

В каждую систему в зависимости от её исполнения входят соответствующие этому исполнению наземные блоки (смотри п 1.1.4).

Погружные блоки ТМСП-8 или ТМСП-18 устанавливаются в скважине при помощи стыковочного комплекта КС-8.

Стыковочный комплект КС-8 второго типа позволяет разместить погружной блок в различных местах насосной установки.

Для скважин, не оборудованных насосными установками, предназначены системы ТМС-8Т и ТМС-18Т со стыковочным комплектом второго типа.

Наземные блоки ТМСН-8Т и ТМСН-18Т размещаются на безопасном расстоянии от устья скважины. Наземные блоки ТМСН-8Т и ТМСН-18Т при необходимости подключаются к аппаратуре управления устьевой арматурой.

Верхняя часть стыковочных комплектов КС-8 имеет различное конструктивное исполнение для присоединения к технологическому оборудованию. Допустимый вес оборудования, присоединяемого снизу к стыковочному комплекту КС-8 второго типа, – не более 1500 кг.

Телеметрическая информация с погружного блока передается через кабельную линию связи ЛС-8 на основе геофизического кабеля к наземному блоку ТМСН-8(18) обрабатывается в наземном блоке и передается в контроллер СУ или в иное устройство. Вместо кабельной линия связи ЛС-8 (смотри п.1.4.5) по требованию заказчика может быть поставлен удлинитель линии связи УЛС-8, позволяющий использовать трёхжильный погружной кабель.

Состав систем и перечень измеряемых параметров приведены в таблицах 0.1 и 0.2.

Состав погружной части систем ТМС-8(18) приведён на рисунке 1.1.

Составные части системы погружной телеметрии могут поставляться поблочно. Комплект стыковочный поставляется либо отдельно, либо в составе погружного блока.

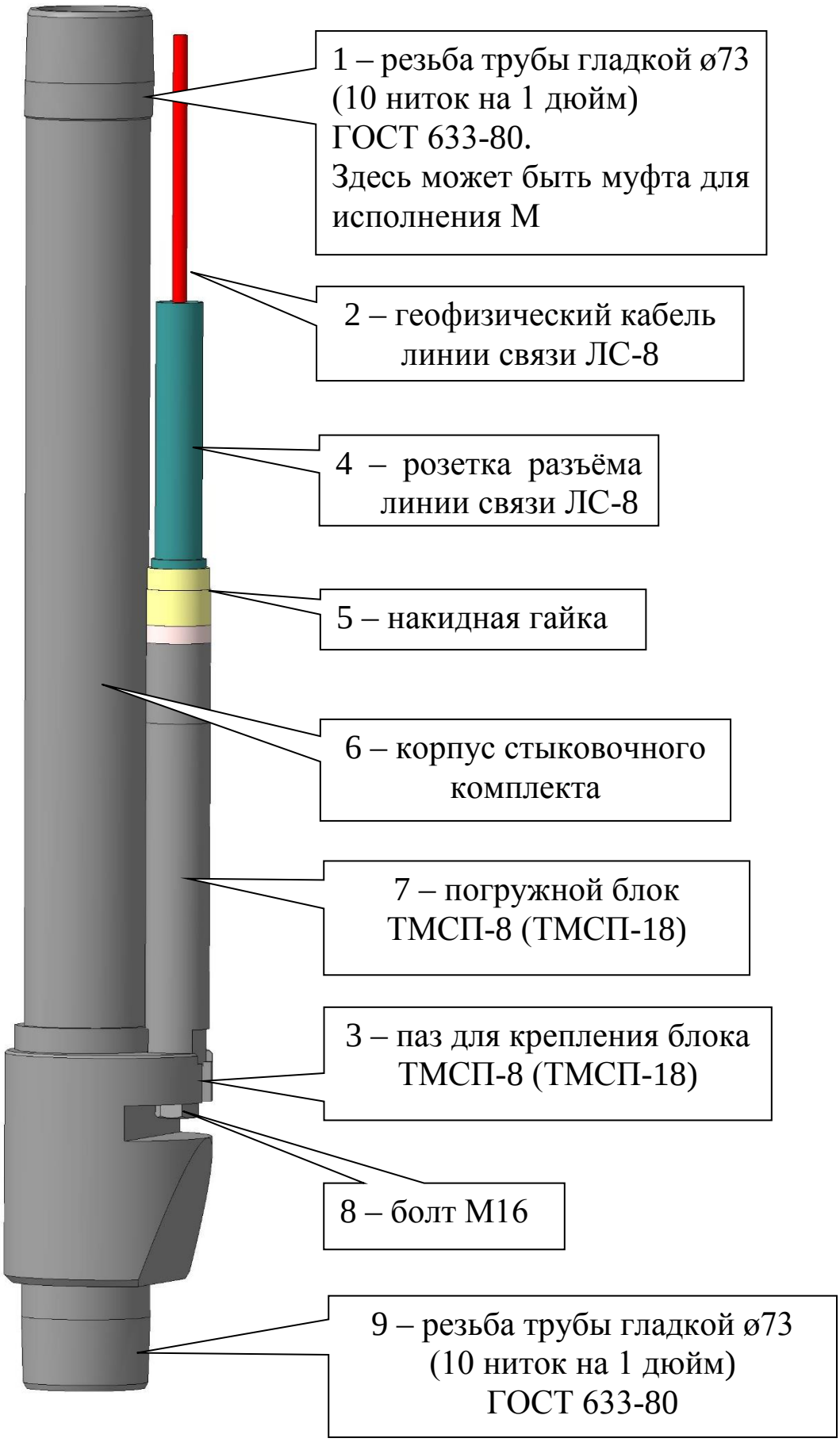


Рисунок 1.1 – Погружной блок второго типа системы Электон-ТМС-8(18)-ХХХ-2Н73-0 в сборе со стыковочным комплектом

1.4.2 Структура условного обозначения системы «Электон-ТМС-8», «Электон-ТМС-18»

Электон	-	ТМС	-	ХХ	ХХ	-	ХХ	-	ХХХ	-	Х	Х	73	-	Х	-	КХ
1		2		3	3а		4		5		6	7	8		9		10

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМС** (**т**еле**м**етрическая **с**истема)
3	Номер разработки системы для измерения скважинных параметров в составе нефтедобывающей штанговой насосной установки или в составе оборудования фонтанирующей скважины: **8 –** с погружным блоком ТМСП-8 и наземным блоком ТМСН-8; **18 –** с погружным блоком ТМСП-18 и наземным блоком ТМСН-18
3а	Код исполнения наземного блока системы: **отсутствие элемента обозначения** – наземный блок ТМСН-8(18); **Б, Д, Т, ИН, ТН –** смотри п. 1.1.4 – **для скважин, не оборудованных насосными установками, только исполнение Т**
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление (смотри п. 1.1.5), МПа: **15; 25; 60 – для ТМС-8;** **15; 25; 40; 60 – для ТМС-18**
6	Тип стыковочного комплекта: **0 – без стыковочного комплекта (в этом случае элементы 7 и 8 условного обозначения отсутствуют)** **2** – расположение в основании или над насосной установкой
7	Исполнение: **М –** стыковочный комплект в верхней части имеет муфту; **Н –** стыковочный комплект в верхней части имеет ниппель
8	Присоединительный размер, мм: диаметр резьбы муфты или ниппеля – **73**
9	Комплектация датчиками: **0** – базовая комплектация: датчик температуры и давления пластовой жидкости на приёме насоса (для систем ТМС-8, ТМС-18); **1** – базовая комплектация плюс датчики виброускорения (только для системы ТМС18)
10	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-8» с максимальным измеряемым давлением 250 атм, с ниппелем в верхней части стыковочного комплекта, с диаметром резьбы ниппеля 73 мм, не коррозионностойкого исполнения, без датчиков виброускорения при заказе системы и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-8-250-2М73-0-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-18» с максимальным измеряемым давлением 60 МПа, с ниппелем в верхней части стыковочного комплекта, с диаметром резьбы ниппеля 73 мм, с датчиками виброускорения, в исполнении с покраской при заказе системы и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

**Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-18-60-2М73-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.**

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» без указания технических условий.

Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённых выше примеров сокращённое обозначение должно иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС- 8-250-2М73-1-К0»

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-18-60-2М73-1-К1».

1.4.3 Структура условного обозначения погружного блока Электон-ТМСП-8 и «Электон-ТМСП-18»:

Электон	**–**	**ТМСП**	**-**	**XX**	**–**	**XX**	**–**	**XX**	**–**	**X**	**–**	**КХ**
1		**2**		**3**		**4**		**5**		**6**		**7**

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСП** (**теле**метрическая **с**истема, **п**огружной блок)
3	Номер разработки: **8 –** для работы в составе системы ТМС-8 со всеми исполнениями блока ТМСН-8; **18 –** для работы в составе системы ТМС-18 со всеми исполнениями блока ТМСН-18
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление (смотри п. 1.1.5), МПа: **15; 25; 60 – для ТМС-8;** **15; 25; 40; 60 – для ТМС-18**
6	Комплектация датчиками: **0** – базовая комплектация: датчик температуры и давления пластовой жидкости на приёме насоса (для блоков ТМСП-8, ТМСП-18); **1** – базовая комплектация плюс датчики виброускорения (только для блока ТМСП-18)
7	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-8» с датчиком давления на 250 атм, не коррозионностойкого исполнения, без датчиков виброускорения при заказе блока и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

«Электон-ТМСП-8-250-0-К0» ТУ4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-18» с датчиком давления на 60 МПа, с датчиками виброускорения, в исполнении с покраской при заказе блока и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

«Электон-ТМСП-18-60-1-К1» ТУ4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения погружного блока «Электон-ТМСП» без указания технических условий.

Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

«Электон-ТМСП-8-250-0-К0»

«Электон-ТМСП-18-60-1-К1».

1.4.4 Структура условного обозначения стыковочного комплекта «Электон-КС-8»

Электон	**–**	**КС**	**–**	**8**	**–**	**2**	**X**	**XXX**	**–**	**КХ**
1		**2**		**3**		**4**	**5**	**6**		**7**

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **КС** (**к**омплект **с**тыковочный)
3	Номер разработки: **8** – для установки блоков ТМСП-8 или ТМСП-18 в колонне НКТ
4	Тип: **2** – расположение в основании насосной установки или над ней (рисунок 1.1)
5	Исполнение: **Ф** – стыковочный комплект в верхней части имеет фланец; **М** – стыковочный комплект в верхней части имеет муфту; **Н** – стыковочный комплект в верхней части имеет ниппель
6	Габарит (диаметр фланца, диаметр резьбы муфты или ниппеля)
7	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения стыковочного комплекта второго типа для систем погружной телеметрии ТМС-8 или ТМС-18 с муфтой в верхней части, с диаметром резьбы муфты 73 мм, не коррозионностойкого исполнения при заказе комплекта и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Комплект стыковочный «Электон-КС-8-2М73-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003

Допускается при заказе и в документации другой продукции применение сокращённого обозначения стыковочного комплекта без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Комплект стыковочный «Электон-КС-8-2М73-К0».

1.4.5 Структура условного обозначения удлинителя линии связи «Электон-УЛС»

Электон	**-**	**УЛС**	**-**	**8**	**-**	**XX**
1		**2**		**3**		**4**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **УЛС** (**у**длинитель кабельной **л**иния **с**вязи на основе трёхжильного погружного кабеля)
3	Номер разработки: **8** – удлинитель кабельной линия связи, используемый в системах ТМС-**8** и ТМС-**18**
4	Длина удлинителя кабельной линии связи в метрах с шагом 1 м

Пример записи обозначения удлинителя линии связи разработки 8 длиной 10 метров при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Удлинитель линия связи Электон-УЛС-8-10 ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе удлинителя линии связи не указывать обозначение технических условий.

1.5 Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-11»

1.5.1 Система погружной телеметрии ТМС-11 предназначена для работы в составе нефтедобывающей насосной установки с ПЭД и двумя насосами. Система измеряет скважинные параметры и параметры насосной установки.

В систему в зависимости от её исполнения входят соответствующие этому исполнению наземные блоки (смотри п 1.1.4).

Погружная часть системы ТМС-11 представляет собой погружной блок ТМСП-11, присоединяемый снизу к ПЭД, имеющему валы с обеих сторон. Погружной блок ТМСП-11 имеет вал, передающий вращение от ПЭД к насосу.

Погружной блок ТМСП-11 в максимальной комплектации предназначен для измерения температуры масла ПЭД, давления и температуры пластовой жидкости, виброускорения ПЭД.

Состав системы и перечень измеряемых параметров приведены в таблицах 0.1 и 0.2.

Состав погружной части насосной установки с системой ТМС-11 приведён на рисунке 1.2.

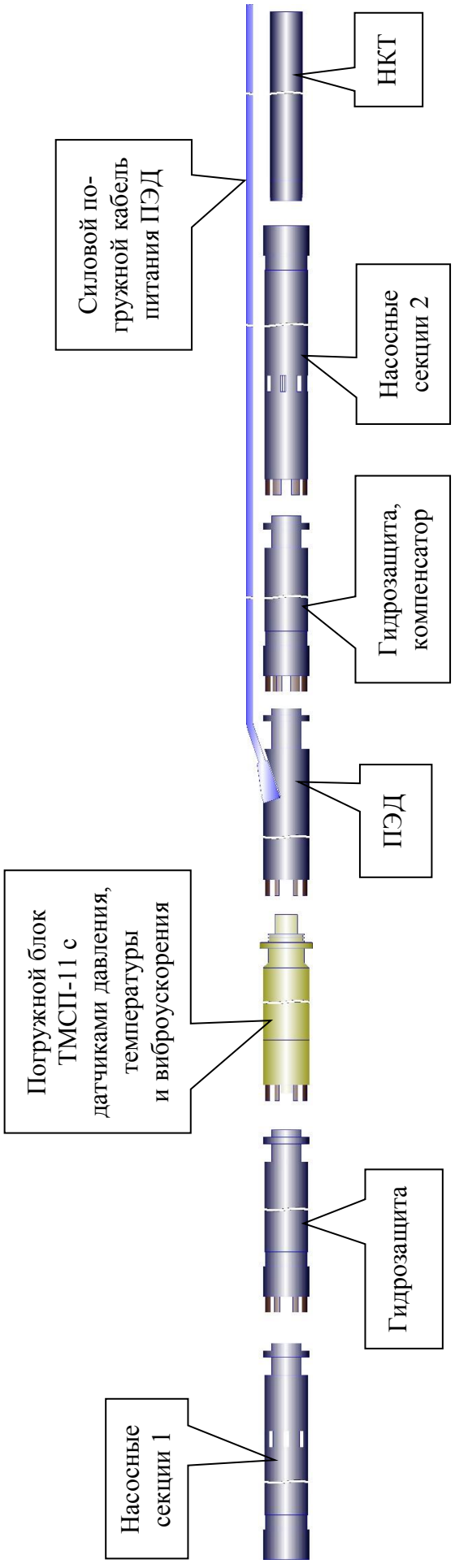


Рисунок 1.2 – Состав погружной части насосной установки с системой погружной телеметрии «Электон-ТМС-11»
(возможны отличия состава реальной УЭЦН от состава УЭЦН, изображённой на рисунке)

1.5.2 Структура условного обозначения системы «Электон-ТМС-11».

Электон	-	ТМС	-	11	-	ХХ	-	ХХХ	-	ХХХХ	-	ПХ	-	Х	-	КХ
1		2		3		4		5		6		7		8		9

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид: **ТМС** – **т**елеметрическая **с**истема
3	Номер разработки систем для измерения скважинных параметров в составе **нефтедобывающей** установке **с одним ПЭД и двумя электрическими центробежными насосами** при одновременно раздельной эксплуатации двух пластов: **11** – с погружным блоком ТМСП-11 и наземным блоком ТМСН-12
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление: **25; 40; 60 МПа** (смотри п. 1.1.5)
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **103, 117 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСП-11; **103П, 117П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСП-11
7	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока): Исполнений **П0** и **ПУ** нет, **П1**, **П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0** – базовая комплектация датчиками (без датчиков виброускорения) **1** – с датчиками виброускорения ПЭД в осевом и радиальном направлениях
9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-11» с максимальным измеряемым давлением на приёме основного насоса 40 МПа, для насосной установки с ПЭД диаметром 117 мм производства ЗАО «Новомет-Пермь» с эвольвентными шлицевыми соединениями вала блока ТМСП-11, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-11-40-117-П5-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-11-40-117-П5-1-К0».

1.5.3 Структура условного обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-11».

Электон	-	ТМСП	-	11	-	XX	-	XXX	-	XXXX	-	ПХ	-	Х	-	КХ
1		2		3		4		5		6		7		8		9

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид: **ТМС** – **т**еле**м**етрическая **с**истема
3	Номер разработки блока: **11** – для работы в составе системы ТМС-11 со всеми исполнениями блока ТМСН-12
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление: **25; 40; 60 МПа** (смотри п. 1.1.5)
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **103, 117 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСП-11; **103П, 117П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСП-11
7	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока): Исполнений **П0** и **ПУ** нет, **П1**, **П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0** – базовая комплектация датчиками (без датчиков виброускорения) **1** – с датчиками виброускорения ПЭД в осевом и радиальном направлениях
9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-11» с максимальным измеряемым давлением на приёме основного насоса 40 МПа, для насосной установки с ПЭД диаметром 117 мм производства ЗАО «Новомет-Пермь» с эвольвентными шлицевыми соединениями, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при заказе блока и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Погружной блок «Электон-ТМСП-11-40-117-П5-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-11», без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСП-11-40-117-П5-1-К0».

1.6 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-24»

1.6.1 Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-24» измеряет скважинные параметры и параметры нефтедобывающей насосной установки с электроклапаном и управляет степенью открытия электроклапана.

Система состоит из блока ТМСПС-24, блока ТМСН-24Т и линии связи ЛС-4.1.

Стыковочный комплект в конструкции системы отсутствует.

Состав системы и перечень измеряемых параметров приведены в таблицах 0.1 и 0.2.

Состав погружной части насосной установки с системой ТМС-24 приведён на рисунке 1.3.

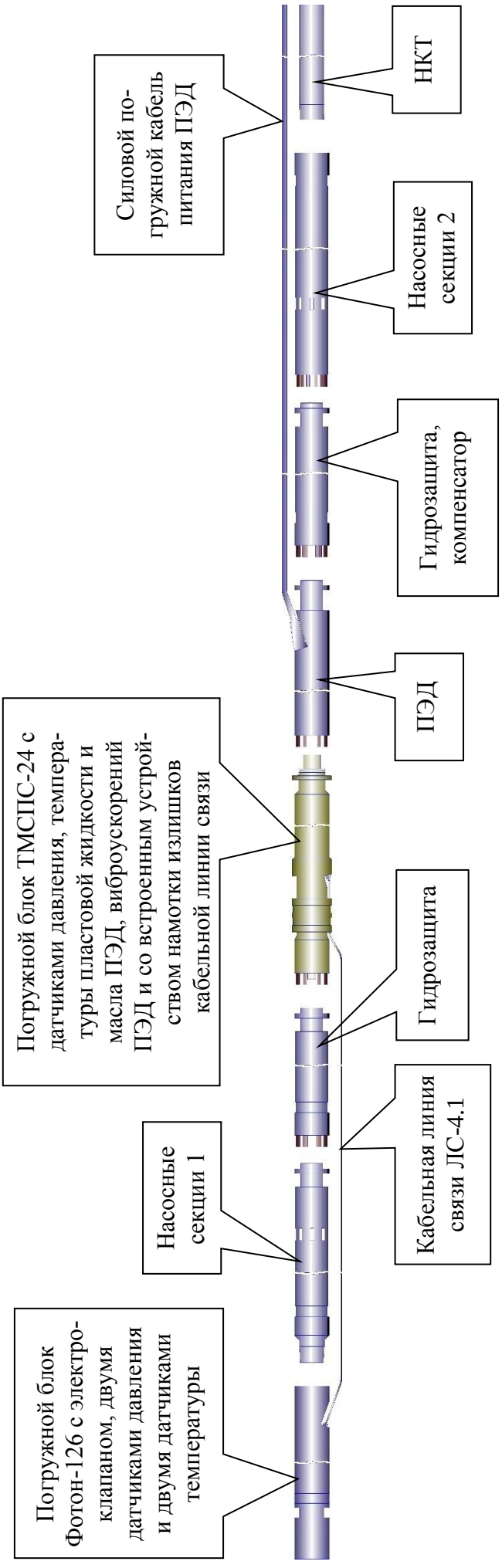


Рисунок 1.3 – Состав погружной части системы «Электон-ТМС-24» и УЭЦН
(возможны отличия состава реальной УЭЦН от состава УЭЦН, изображённой на рисунке)

1.6.2 Структура условного обозначения системы «Электон-ТМС-24»

Электон	-	ТМС	-	24	-	ХХ	-	ХХХ	-	ХХХ	-	ПХ	-	Х	-	КХ
1		2		3		4		5		6		7		8		9

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМС** (**т**еле**м**етрическая **с**истема)
3	Номер разработки системы для измерения скважинных параметров в составе насосной нефтедобывающей установки с ПЭД и электроклапаном: **24 –** с погружным блоком ТМСПС-24 и наземным блоком ТМСН-24Т;
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление: **25; 40; 60 МПа** (смотри п. 1.1.5)
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **103, 117 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-24; **103П, 117П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-24
7	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока): Исполнения **П0** нет, **П1**, **П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1:** Наименование параметра / Тип*: **0**, **1** Давление пластовой жидкости на приёме насоса: + / + Температура масла ПЭД: + / + Температура пластовой жидкости на приёме насоса: + / + Виброускорение ПЭД в осевом направлении: / + Виброускорение ПЭД в радиальном направлении: / + * Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)
9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-24» для ПЭД диаметром 117 мм производства ООО «Алмаз» с эвольвентными шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-24, с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-24-40-117-П1-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМС-24» без указания технических условий.

Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС-24-40-117-П1-1-К0».

1.6.3 Структура условного обозначения погружного блока «Электон-ТМСПС-24»

Электон	-	**ТМСПС**	-	**24**	-	**ХХ**	-	**ХХХ**	-	**ХХХ**	-	**ПХ**	-	**Х**	-	**КХ**
1		**2**		**3**		**4**		**5**		**6**		**7**		**8**		**9**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСПС** (**т**еле**м**етрическая **с**истема, **п**огружной блок со **с**вязью с **электроклапаном**)
3	Номер разработки системы: **24** – для работы в составе системы ТМС-24 с наземным блоком ТМСН-24Т
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Максимальное измеряемое давление: **25; 40; 60 МПа** (смотри п. 1.1.5)
6	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **103, 117 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала; **103П, 117П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала
7	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока): Исполнения **П0** нет, **П1**, **П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2
8	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1:** Наименование параметра / Тип*: **0**, **1** Давление пластовой жидкости на приёме насоса: + / + Температура масла ПЭД: + / + Температура пластовой жидкости на приёме насоса: + / + Виброускорение ПЭД в осевом направлении: / + Виброускорение ПЭД в радиальном направлении: / + * Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»)
9	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСП-24» для ПЭД диаметром 117 мм производства ООО «Алмаз» с эвольвентными шлицевыми соединениями вала, с максимальным измеряемым давлением 40 МПа, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСП-24-40-117-П1-1-К0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения погружного блока «Электон-ТМСП» без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённых выше примеров сокращённые обозначения должны иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСП-24-40-117-П1-1-К0»

1.7 Системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР»

1.7.1 Системы погружной телеметрии ТМСР-3, ТМСР-5, ТМСР-10, ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-20, и ТМСР-25 предназначены для измерения скважинных параметров и параметров насосной установки на приёме и на выкиде, включая текущий объёмный расход и объём жидкости, перекачиваемой через погружной блок ТМСПР.

В каждую систему в зависимости от её исполнения входят соответствующие этому исполнению наземные блоки (смотри п. 1.1.4).

Состав систем приведён в таблице 0.1, перечень измеряемых параметров приведён в таблице 0.2.

Линии связи, входящие в состав систем ТМСР (кроме ТМСР-10 и ТМСР-20), выполнены в виде нержавеющей трубки с проложенным внутри неё одним изолированным проводом и с герметичными электрическими разъёмами на концах.

Устройства намотки УНЭ предназначены для намотки и фиксации излишков кабельных линий связи при монтаже насосной установки.

В состав систем ТМСР, имеющих линии связи, также входит комплект монтажных частей – для крепления линий связи между собой и к ПЭД.

Для установки в ПЭД ответной части разъёма кабельной линии связи систем ТМСР-5 и ТМСР-15 по отдельному заказу поставляется комплект гермоввода «КГ-ЛСЭ», не входящий в состав систем.

Состав погружной части насосных установок с системами ТМСР приведён на рисунках 1.4÷1.9.

Габаритные размеры и массы блоков систем должны соответствовать конструкторской документации.

Погружные блоки ТМСПР-4 и ТМСПР-12 предназначены для измерения текущего объёмного расхода, давления и температуры жидкости на выкиде насоса.

Погружные блоки ТМСПР-10 и ТМСПР-20 предназначены для измерения текущего объёмного расхода, давления и температуры жидкости на приёме насоса.

Погружные блоки ТМСПС-3, ТМСПС-10, ТМСПС-12 и ТМСПС-20 в максимальной комплектации предназначены для измерения давления на приёме насоса, температуры пластовой жидкости, температуры масла ПЭД и температуры статора ПЭД, виброускорений ПЭД, а также для передачи информации с датчиков блоков ТМСПР на наземный блок.

Погружные блоки ТМСПС-5, ТМСПС-15 и ТМСПС-25 в максимальной комплектации предназначены для измерения давления на приёме насоса, температуры пластовой жидкости (окружающей блок среды), температуры масла ПЭД, виброускорений ПЭД, а также для передачи информации с датчиков блоков ТМСПР на наземный блок.

Системы погружной телеметрии ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-20 и ТМСР-25 содержат измерительные каналы объемного расхода и объема жидкости утвержденного типа. Свидетельство об утверждении типа средств измерений RU.C.29.313.A №63576 от 23.09.2016 г. Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 65141-16. Интервал между поверками 2 года.

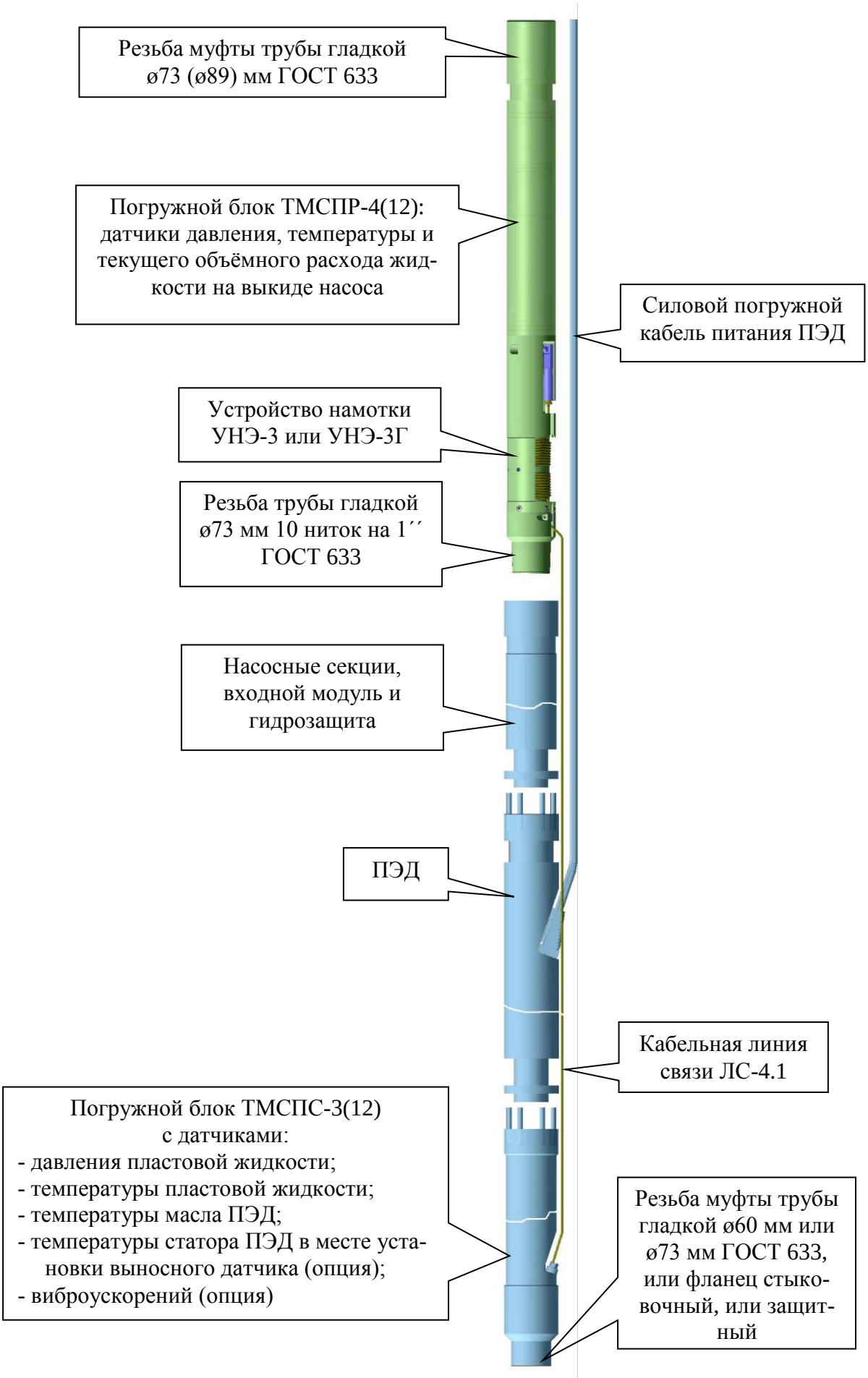


Рисунок 1.4 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-3» (или «Электон-ТМСР-12» – в скобках)

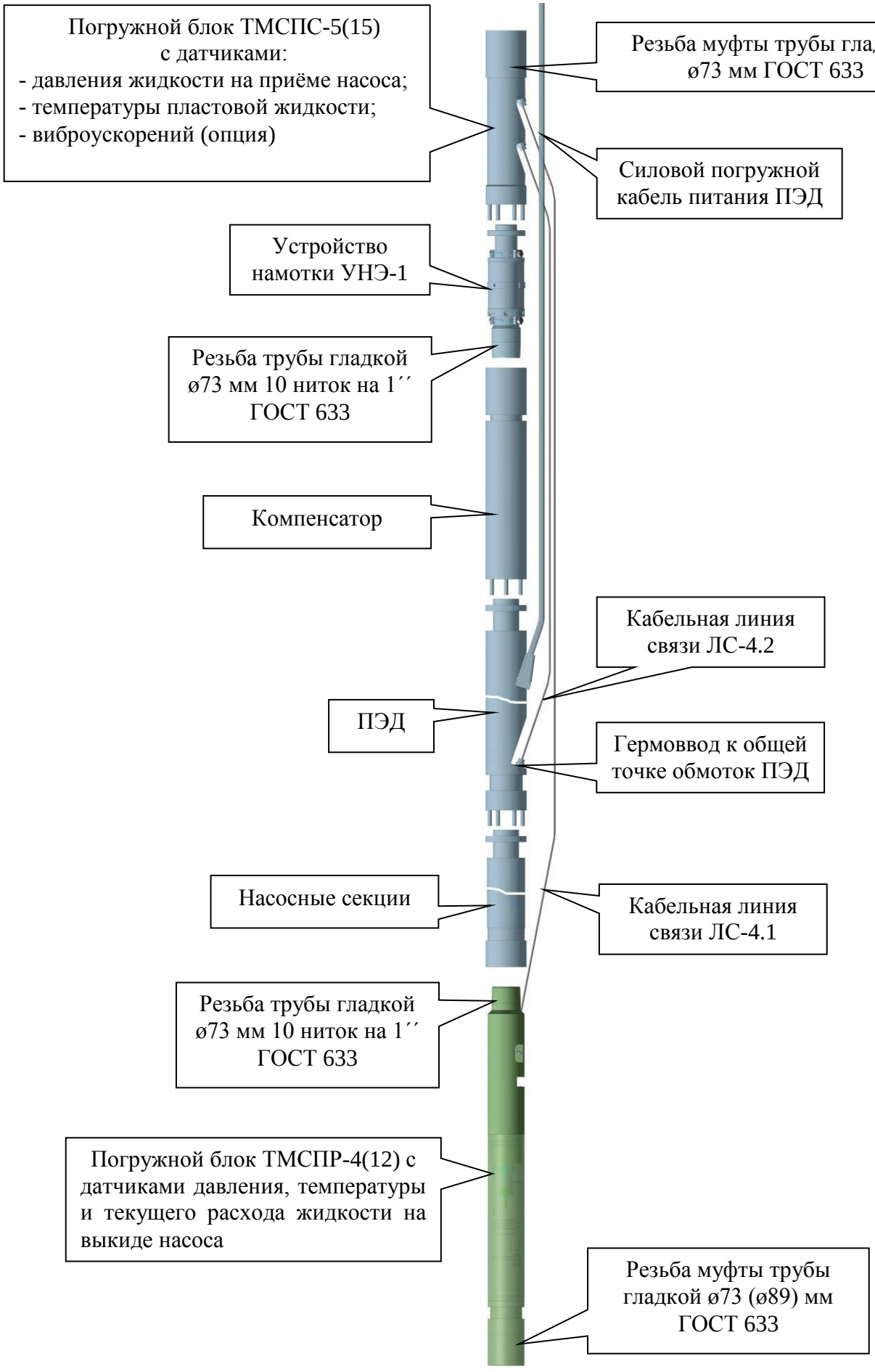


Рисунок 1.5 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-5» (или «Электон-ТМСР-15» – в скобках) без выносного датчика температуры масла ПЭД

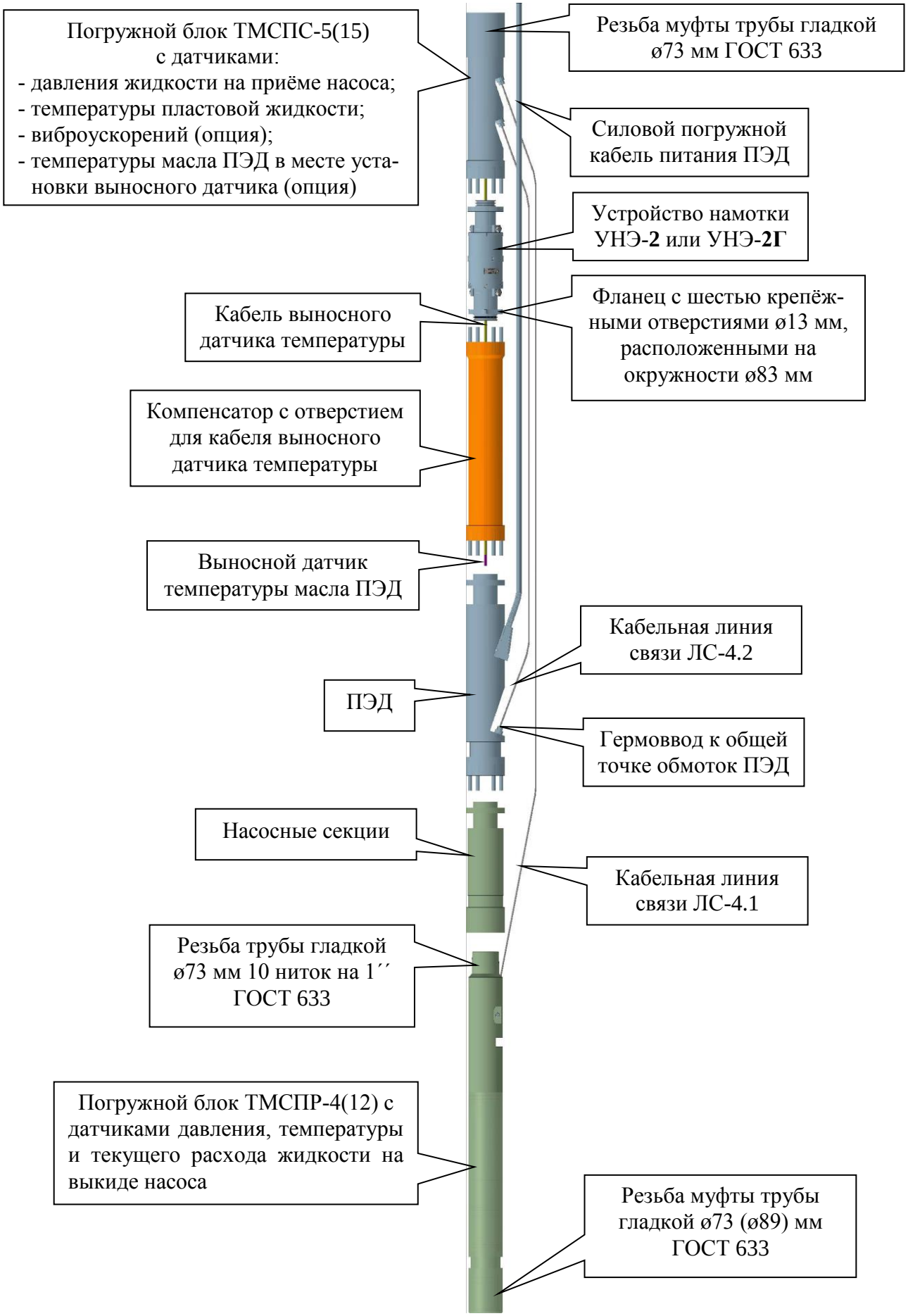


Рисунок 1.6 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-5» (или «Электон-ТМСР-15» - в скобках) с выносным датчиком температуры масла ПЭД

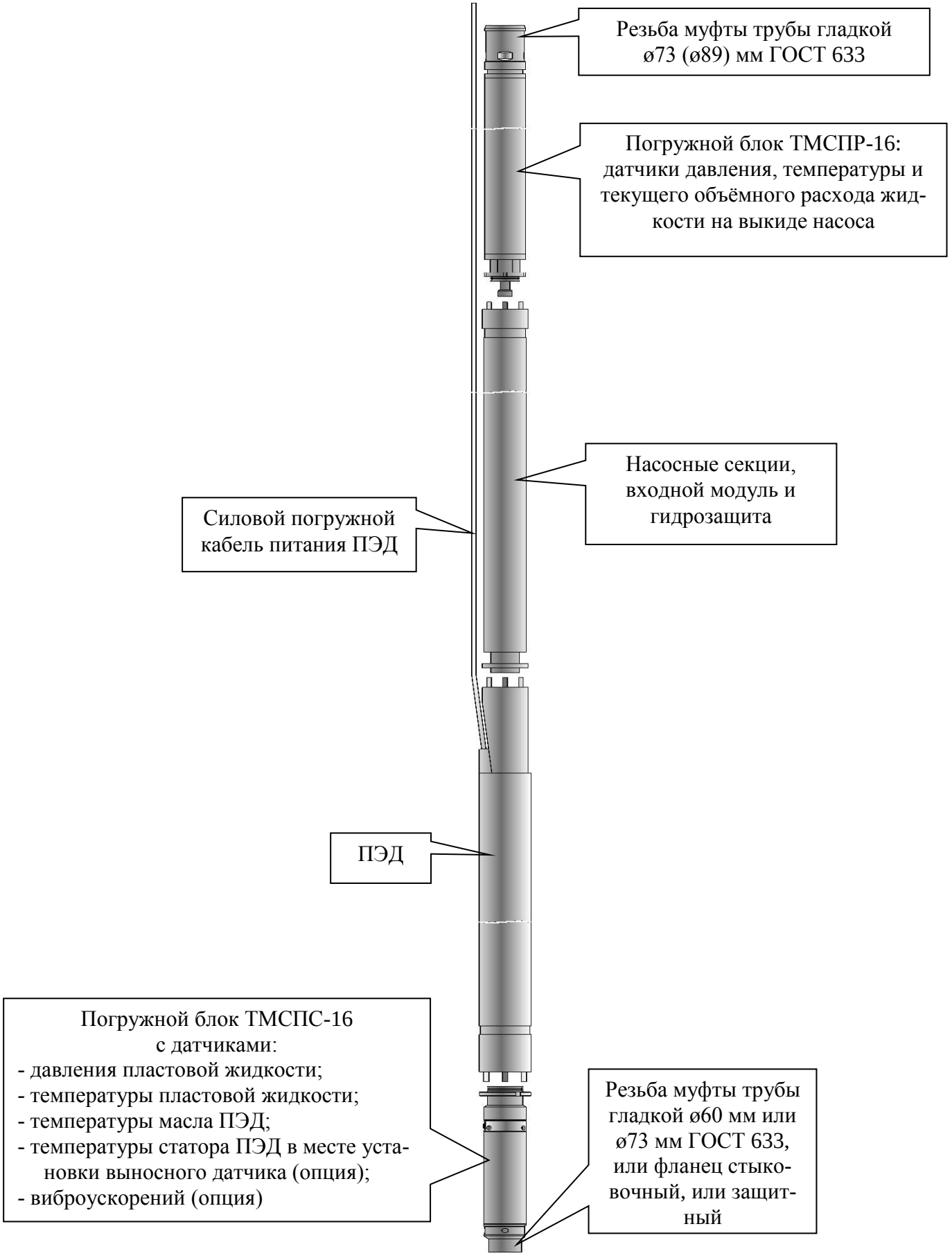


Рисунок 1.7 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-16»

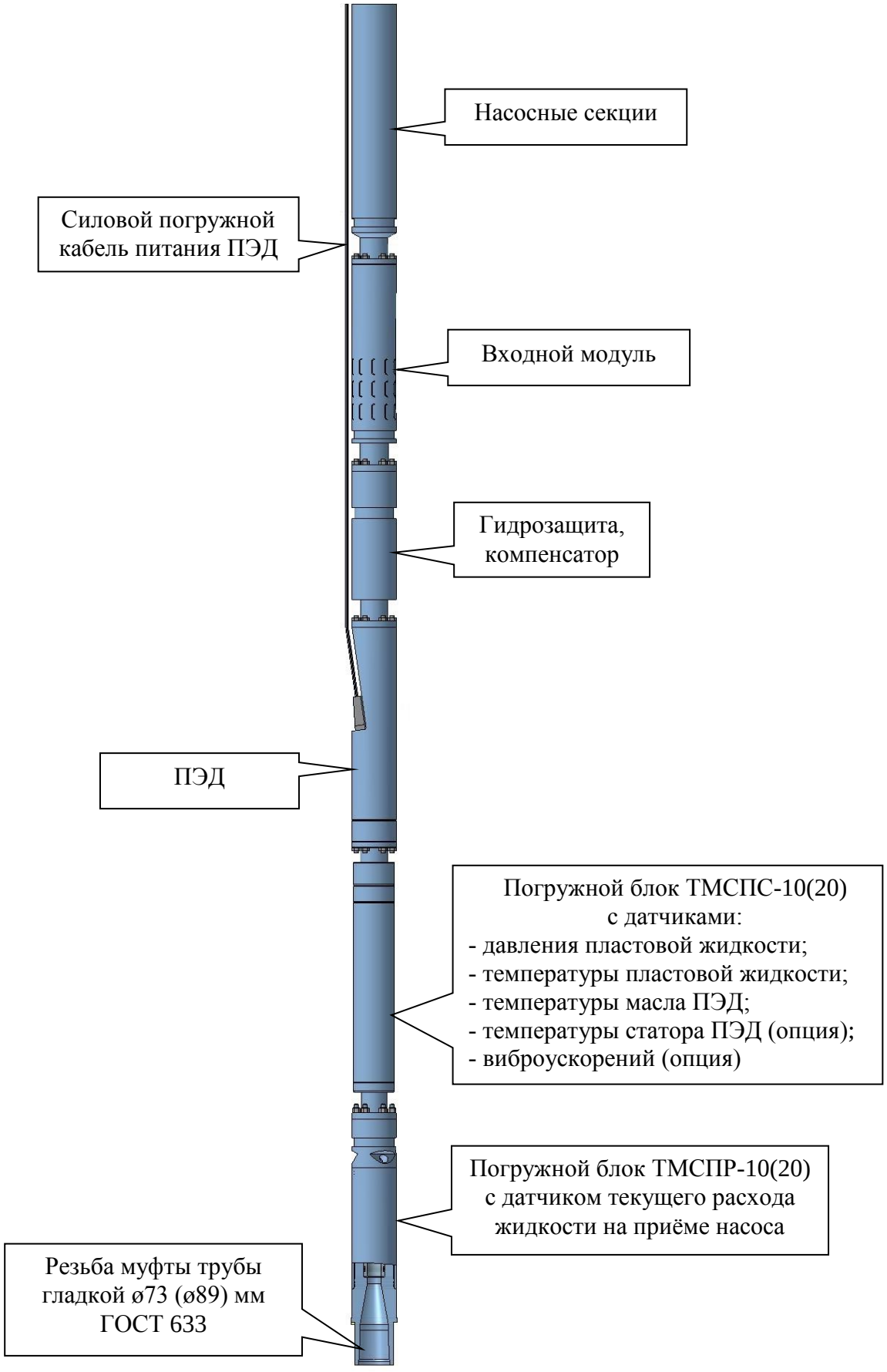


Рисунок 1.8 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-10» (или «Электон-ТМСР-20» – в скобках)

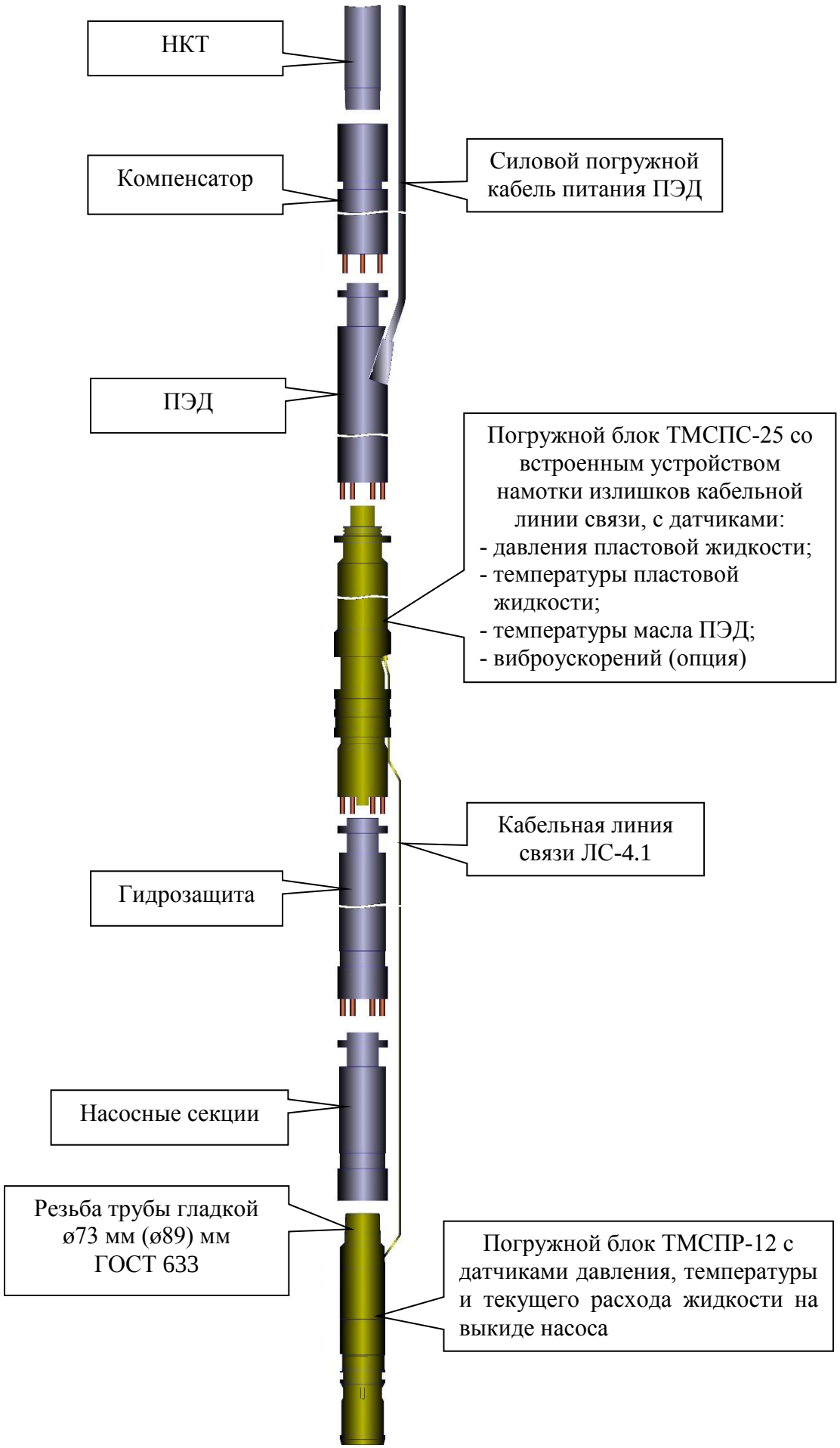


Рисунок 1.9 – Состав погружной части насосной установки с системой «Электон-ТМСР-25»

1.7.2 Структура условного обозначения систем «Электон-ТМСР»

Электон	-	ТМСР	-	ХХ	ХХ	-	ХХХ	-	ХХХ/ХХХХ	-	ХХХ	-	ХХХХ	-	ПХХ	-	ХХ	-	КХ
1		2		3	3а		4		5		6		7		8		9		10

Где:

1	Фирменное наименование –**Электон**
2	Вид: **ТМСР** – **т**еле**м**етрическая **с**истема с измерением объёмного **р**асхода
3	Номер разработки системы: **3, 10, 12, 16, 20** – для работы в составе насосной **нефтедобывающей** установки с ПЭД; **5, 15, 25** – для работы в составе насосной установки с ПЭД в системах поддержания пластового давления
3а	Код исполнения наземного блока системы: **Н, Б, Д, Т, ИН, ТН –** смотри п. 1.1.4 **отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение в соответствии с таблицей 0.1
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Пределы диапазона измерения расхода (нижний/верхний), $м^3$/сут: **20/200; 50/500; 125/1250; 250/2500;** **0/0 –** для исполнения **без датчика расхода**
6	Максимальное измеряемое давление на приёме насоса (смотри п. 1.1.5): **для систем ТМСР-3, ТМСР-5, ТМСР-10: 32; 60 МПа;** **для систем ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-16, ТМСР-20, ТМСР-25: 40; 60 МПа,** при этом: – для системы ТМСР-3 максимальное измеряемое давление на приёме и на выкиде насоса одинаковы; – для систем ТМСР-5, ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-16 и ТМСР-25 максимальное измеряемое давление на выкиде насоса всегда равно **60** МПа; – для систем ТМСР-10 и ТМСР-20 давление на выкиде насоса не измеряется
7	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **81; 96; 103; 117; 130** для систем ТМСР-3 (5, 10, 12, 15, 16, 20); **элемент обозначения может отсутствовать** для ПЭД с **унифицированным узлом стыковки,** например, для систем ТМСР-12-**РН**; для системы ТМСР-25: **103, 117 и 130 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-25; **103П, 117П и 130П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-25
8	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока ТМСПС): **П1, П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2; **элемент обозначения может отсутствовать для ПЭД с унифицированным узлом стыковки**
9	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т** (см. таблицу 1.1)
10	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР-12-РН» с диапазоном измерения расхода от 50 до 500 м^3/сутки, с максимальным измеряемым давлением на приёме и на выкиде насоса 40 МПа, с унифицированным узлом стыковки для ПЭД 103, 117 и 130 габаритов, с датчиками, соответствующими типу 1, в исполнении с покраской при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСР-12-РН-50/500-40-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

То же с защитным фланцем для ПЭД 117-го габарита:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСР-12-РН-50/500-40-117-П4В-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР» без указания технических условий.

Для приведённых выше примеров сокращённые обозначения должны иметь вид:

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСР-12-РН-50/500-40-1-К1».

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСР-12-РН-50/500-40-117-П4В-1-К1».

Таблица 1.1 – Комплектация датчиками для разных типов систем ТМСР и погружных блоков

Наименование параметра		**Тип***													
		Для систем ТМСР-3, ТМСР-12, ТМСР-16				**Для систем ТМСР-5, ТМСР-15**				**Для систем ТМСР-10, ТМСР-20**				**Для системы ТМСР-25**	
		0	**1**	**0Т**	**1Т**	**0**	**1**	**0Т**	**1Т**	**0**	**1**	**0Т**	**1Т**	**0**	**1**
Для блока ТМСПС	Давление жидкости на приёме насоса	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	Температура масла ПЭД	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+	+
	Температура статора ПЭД			+	+							+	+		
	Температура пластовой жидкости	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	Виброускорения ПЭД в осевом и радиальном направлениях		+		+		+		+		+		+		+
Для блока ТМСПР	Давление жидкости на выкиде насоса	+	+	+	+	+	+	+	+					+	+
	Температура жидкости на выкиде насоса	+	+	+	+	+	+	+	+					+	+
	Объёмный расход жидкости**	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

* – Наличие датчика в системе (отмечено знаком «+»);

** – Для исполнений с датчиком расхода (с пределом диапазона измерения расхода не 0/0)

1.7.3 Структура условного обозначения блоков «Электон-ТМСПС»

Электон	-	ТМСПС	-	ХХ	-	ХХ	-	ХХХ/ХХХХ	-	ХХХ	-	ХХХХ	-	ПХХ	-	ХХ	-	КХ
1		2		3		4		5		6		7		8		9		10

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСПС** (**т**елем**е**трическая **с**истема, **п**огружной блок со **с**вязью с блоком «ТМСПР»)
3	Номер разработки блока: **3, 5, 10, 12, 15, 20, 25** – для работы в составе системы ТМСР с соответствующим номером разработки
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Пределы диапазона измерения расхода (нижний/верхний), $м^3$/сут: **0/0; 20/200; 50/500; 125/1250; 250/2500 –** для систем ТМСР-3, ТМСР-5, ТМСР-10; для систем ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-20, ТМСР-25 – этот **элемент обозначения отсутствует** ввиду универсальности блока ТМСПС
6	Максимальное измеряемое давление на приёме насоса (смотри п. 1.1.5): **для систем ТМСР-3, ТМСР-5, ТМСР-10: 32; 60 МПа;** **для систем ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-16, ТМСР-20, ТМСР-25: 40; 60 МПа**
7	Габаритный диаметр корпуса ПЭД, мм: **81; 96; 103; 117; 130** для систем ТМСР-3 (5, 7, 10, 12, 15, 20); **элемент обозначения может отсутствовать** для ПЭД с **унифицированным узлом стыковки,** например, для систем ТМСР-12-**РН**; для системы ТМСР-25: **103, 117 и 130 – с эвольвентными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-25; **103П, 117П и 130П – с прямобочными** шлицевыми соединениями вала блока ТМСПС-25
8	Код производителя ПЭД (необходим для определения присоединительных размеров погружного блока ТМСПС): **П1, П2** и т.д. в соответствии с п. 1.1.2; **элемент обозначения может отсутствовать для ПЭД с унифицированным узлом стыковки**
9	Тип – в зависимости от комплектации датчиками: **0; 1; 0Т; 1Т** (см. таблицу 1.1 п. 1.7.2)
10	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения погружного блока ТМСПС-3 системы ТМСР-3 с диапазоном измерения расхода от 20 до 200 $м^3$/сут, максимальным измеряемым давлением 320 атм, со стыковочным комплектом для ПЭД диаметром 103 мм производства ЗАО «Новомет-Пермь», с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСПС-3-20/200-320-103-П5-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока ТМСПС-5 системы ТМСР-5 с диапазоном измерения расхода от 50 до 500 м^3/сут, с максимальным измеряемым давлением на приёме насоса 600 атм, для насосной установки с ПЭД диаметром 103 мм, с датчиками, соответствующими типу 1, не коррозионностойкого исполнения при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Погружной блок «Электон-ТМСПС-5-50/500-600-103-П0-1-К0»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Пример записи обозначения погружного блока ТМСПС-25-РН системы Электон-ТМСР-25-РН с максимальным измеряемым давлением на приёме насоса 40 МПа, с унифицированным узлом стыковки для ПЭД 103, 117 и 130 габаритов, с датчиками, соответствующими типу 1, в исполнении с покраской при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Погружной блок «Электон-ТМСПС-25-РН-40-1-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения погружного блока «ТМСПС» без указания технических условий.

Для приведённых выше примеров сокращённые обозначения должны иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСПС-3-20/200-320-103-П5-1-К0»

Погружной блок «Электон-ТМСПС-5-50/500-600-103-П0-1-К0»

Погружной блок «Электон-ТМСПС-25-РН-40-1-К1»

1.7.4 Структура условного обозначения блоков «Электон-ТМСПР»

Электон	-	**ТМСПР**	-	**ХХ**	-	**ХХ**	-	**ХХХ/ХХХХ**	-	**ХХХ**	-	**КХ**
1		**2**		**3**		**4**		**5**		**6**		**7**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ТМСПР** (**т**еле**м**етрическая **с**истема, **п**огружной блок с датчиком объёмного **р**асхода жидкости)
3	Номер разработки блока: **4** – для работы в составе систем ТМСР-3 и ТМСР-5; **10** – для работы в составе системы ТМСР-10. Поставляется только в сборе с ТМСПС-10; **12** – для работы в составе систем ТМСР-12, ТМСР-15 и ТМСР-25; **16** – для работы в составе системы ТМСР-16; **20** – для работы в составе системы ТМСР-20. Поставляется только в сборе с ТМСПС-20
4	Код компании, техническим требованиям которой соответствует изделие: смотри п. 1.1.1. **Отсутствие элемента обозначения** – базовое исполнение, соответствующее данным ТУ без дополнительных технических требований
5	Пределы диапазона измерения расхода (нижний/верхний), $м^3$/сут: **20/200; 50/500; 125/1250; 250/2500;** **0/0 – для исполнения без датчика расхода**
6	Максимальное измеряемое давление на выкиде насоса (смотри п. 1.1.5): **для системы ТМСР-3: 32; 60 МПа;** **для системы ТМСР-5, ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-16, ТМСР-25: 60 МПа;** **для систем ТМСР-10 и ТМСР-20 этот элемент обозначения отсутствует.**
7	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения погружного блока «Электон-ТМСПР» четвёртой разработки, с максимальным измеряемым давлением на выкиде насоса 320 атм, с диапазоном измерения расхода от 20 до 200 $м^3$/сут, в исполнении с покраской при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Погружной блок «Электон-ТМСПР-4-20/200-320-К1»
ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения погружного блока «ТМСПР-4» без указания технических условий.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Погружной блок «Электон-ТМСПР-4-20/200-320-К1».

1.7.5 Структура условного обозначения линии связи «Электон-ЛС»

Электон	**-**	**ЛС**	**-**	**ХХХ**	**-**	**ХХ,Х**
1		**2**		**3**		**4**

Где:

1	Фирменное наименование – **Электон**
2	Вид – **ЛС** (кабельная **л**иния **с**вязи)
3	Номер разработки: **4.1** – кабельная линия связи предназначена для связи: – блока ТМСПР-4 с блоком ТМСПС-3 или с блоком ТМСПС-5; – блока ТМСПР-12 с блоком ТМСПС-12 или с блоком ТМСПС-15; – блока ТМСПС-24 с электроклапаном; – блока ТМСПС-25 с блоком ТМСПР-12 **4.2** – кабельная линия связи предназначена для связи с общей точкой статорных обмоток ПЭД блоков ТМСПС-5, ТМСПС-12 и ТМСПС-15; **8** – кабельная линия связи (на основе геофизического кабеля) предназначена для связи погружного блока с наземным блоком в системах ТМС-8 и ТМС-18
4	Длина кабельной линии связи в метрах с шагом 0,5 м

Пример записи обозначения линии связи разработки 4.1 длиной 40 метров при её заказе и в документации другой продукции, в которой она может быть применена:

Линия связи «Электон-ЛС-4.1-40,0» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения линия связи без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Линия связи «Электон-ЛС-4.1-40,0».

1.7.6 Обозначение комплекта гермоввода «КГ-ЛСЭ» для установки в ПЭД

«КГ-ЛСЭ» – комплект **г**ермоввода, устанавливаемый в ПЭД для подключения к ПЭД линии связи **ЛС** разработки ЗАО «**Э**ЛЕКТОН».

Комплект является ответной частью разъёма кабельной линии связи систем «Электон-ТМСР-5» и «Электон-ТМСР-15», **не входит в состав системы и поставляется по отдельному заказу**.

Пример записи обозначения комплекта гермоввода при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применён:

Комплект гермоввода «КГ-ЛСЭ».

1.7.7 Структура условного обозначения устройства намотки «УНЭ»

УНЭ	**-**	**ХХ**	**-**	**КХХ**
1		**2**		**3**

Где:

1	Наименование – **УНЭ** (**у**стройство **н**амотки разработки ЗАО «ЭЛЕКТОН»)
2	Номер разработки: **1** – для систем ТМСР-5 и ТМСР-15 без выносного датчика температуры, для ПЭД диаметром 103, 117 и 130 мм; **2** – для системы ТМСР-5 и ТМСР-15 с выносным датчиком температуры, для ПЭД диаметром 103 и 117 мм; **2Г** – для системы ТМСР-5 и ТМСР-15 с выносным датчиком температуры, для ПЭД диаметром 130 мм; **3** – для системы ТМСР-3 и ТМСР-12 для ПЭД диаметром 103 и 117 мм; **3Г** – для системы ТМСР-3 и ТМСР-12 для ПЭД диаметром 130 мм
3	Код исполнения по коррозионной стойкости**:** **К0**, **К1** и т.д. в соответствии с п. 1.1.3

Пример записи обозначения устройства намотки «УНЭ» первой разработки, исполнение с покрытием ТСЗП-ВС-013.45 ТУ 2458-001-51286179-2008 при заказе устройства и в документации другой продукции, в которой оно может быть применено:

Устройство намотки «УНЭ-1-К2» ТУ 4231-005-43174012-2003.

Допускается при заказе применение сокращённого обозначения устройства намотки без указания технических условий. Отсутствие этого элемента в обозначении указывает на то, что технические условия – ТУ 4231-005-43174012-2003.

Для приведённого выше примера сокращённое обозначение должно иметь вид:

Устройство намотки «УНЭ-1-К2».

1.8 Наземный блок «Электон-ТМСН-3А», «Электон-ТМСН-7А», «Электон-ТМСН-12А»

1.8.1 Наземные блоки ТМСН-3А, ТМС-7А, ТМС-12А предназначены для оперативной проверки работоспособности погружных блоков систем погружной телеметрии ТМС или ТМСР как в цеховых, так и в полевых условиях при проведении монтажных или ремонтных работ.

Наземный блок ТМСН-3А предназначен для проверки погружных блоков систем погружной телеметрии ТМС-3, ТМС-8, ТМСР-3, ТМСР-5.

Наземный блок ТМСН-7А предназначен для проверки погружных блоков системы погружной телеметрии ТМС-7.

Наземный блок ТМСН-12А предназначен для проверки погружных блоков систем погружной телеметрии ТМС-11, ТМС-12, ТМС-18, ТМС-24, ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-25.

Структура условного обозначения наземного блока ТМСН-3А, ТМСН-7А, ТМСН-12А приведена в п. 1.2.3.

Наземные блоки ТМСН-3А, ТМСН-7А, ТМСН-12А конструктивно выполнены в ударопрочном пластиковом кейсе.

Наземные блоки ТМСН-3А, ТМСН-7А, ТМСН-12А являются автономным исполнением наземных блоков соответствующих разработок со следующими отличительными особенностями:

– имеют питание от собственного или внешнего аккумулятора, от сети 220 В, 50 Гц;

– не предназначены для диагностики оборудования, находящегося под напряжением;

Наземный блок ТМСН-3А не имеет функции измерения сопротивления изоляции.

Наземные блоки ТМСН-3А, ТМС-7А, ТМС-12А позволяют без подключения к станции управления погружными электронасосами производить оперативную диагностику погружных блоков соответствующих систем погружной телеметрии.

Наземные блоки ТМСН-3А, ТМС-7А, ТМС-12А подключаются к гермовводу погружного блока ТМСП или ТМСПС в любом доступном для подключения месте канала связи с наземным блоком при снятом с токоведущих частей напряжении.

1.9 Особые требования к условным обозначениям

Допускается при заказе, в сопроводительной документации и маркировке дополнительно применять условное обозначение всех систем и их составных частей в соответствии с техническими требованиями заказчика.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1 Основные параметры и характеристики

2.1.1 Системы должны соответствовать требованиям настоящих ТУ, ГОСТ 26.205, ГОСТ 8.508, ГОСТ Р 52931 и комплектов технической документации.

2.1.2 Диапазоны и погрешности измерения параметров для различных систем погружной телеметрии приведены в таблицах 2.1 ÷ 2.3.

2.1.3 Системы должны быть работоспособны при любой длине кабельной линии связи между наземной и погружной частями в диапазоне от 0 до 6000 м.

2.1.4 Для систем ТМС-8 и ТМС-18 сопротивлении постоянному току кабельной линии связи между наземной и погружной частями должно быть не более 500 Ом.

2.1.5 Системы должны быть работоспособны при снижении сопротивления изоляции линии связи между наземной и погружной частями до 30 кОм для систем ТМС-3, ТМС-8, ТМСР-3, ТМСР-5, ТМСР-10, до 10 кОм для систем ТМС-11, ТМС-12, ТМС-18, ТМС-24, ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-20, ТМСР-25 и до 5 кОм для системы ТМС-7.

2.1.6 Системы должны быть работоспособны в составе насосных установок любой комплектности наземного электрооборудования в условиях воздействия напряжений с более высокими гармоническими составляющими.

2.1.7 К погружным частям допускается пристыковывать оборудование весом не более:

1500 кг – для блоков ТМСП-3, ТМСП-7, ТМСП-12, ТМСПС-3, ТМСПС-12, ТМСПР-10, ТМСПР-20 и комплекта КС-8;

5000 кг – для блоков ТМСП-11, ТМСПС-24 и ТМСПС-25;

8000 кг – для блоков ТМСПС-5, ТМСПС-15, ТМСПР-4, ТМСПР-12.

Таблица 2.1 – Диапазоны и погрешности измерения параметров всех систем, кроме ТМС-7, ТМСР-10, ТМСР-20 для всех исполнений наземных блоков

№	Наименование параметра	Максимальные значения или диапазоны измерения параметра (по умолчанию – от 0)												Разрешение	Погрешность[1)]
		ТМС-				ТМСР-									
		8	18	3	11, 12, 24	3		12		5		15, 16, 25			
1	Давление жидкости на приёме насоса, МПа	15 25 60	15 25 40 60	25 32 60	25 40 60	32	60	40	60	32	60	40	60	0,001	±0,5 %
2	Давление жидкости на выкиде насоса, МПа					32	60							0,1 0,001[4)]	±1,5 % ±0,5 %[4)]
3	Температура статора ПЭД, °С			200 (опция) (в ТМС-11 и ТМС-24 не измеряется)										1 0,01[4)]	±1,5 %
4	Температура масла ПЭД, °С			200 (для ТМСР-5 и ТМСР-15 – опция)											
5	Температура жидкости на приёме насоса, °С	150 200[4)]				150 200[4)]									
6	Температура жидкости на выкиде насоса, °С														
7	Виброускорение ПЭД в радиальном направлении, м/с^2	30 (опция) (в ТМС-8 не измеряется)				30 (опция)								0,1	±5 %[2)]
8	Виброускорение ПЭД в осевом направлении, м/с^2														
9	Текущий объёмный расход жидкости, м^3/сут					20-200; 50-500; 125-1250; 250-2500								0,1	±2 %[3)]
10	Объём жидкости, м^3					На весь срок службы системы и блоков								0,1	±2,5 %[3)]
11	Сопротивление изоляции, кОм	10-1000 {30-1000 для ТМС-3(8) и ТМСР- 3(5)}												1	±5 %
		1000-9999												1	±10 %

[1)] Для сопротивления изоляции, текущего объёмного расхода и объёма жидкости погрешность определяется относительно измеряемой величины, для остальных параметров – относительно верхнего предела диапазона измерений.

[2)] Для диапазона частоты вибрации от 10 до 70 Гц.

[3)] При следующих параметрах жидкости:
- вязкость от 0,55 до 50 мм^2/с;
- плотность, не более 1,4 г/см^3;
- температура для систем ТМСР-12(15, 25), не более 95 °С

[4)] Для кода компании по п. 1.1.1. – РН

Таблица 2.2 – Диапазоны и погрешности измерения параметров системы **ТМС-7** для всех исполнений наземных блоков

№	Наименование параметра	Диапазоны измерения параметра	Разрешение	Погрешность[1)]
1	Давление жидкости на приёме насоса, МПа	0-40, 0-60	0,001	±0,5 %
2	Температура жидкости на приёме насоса, °С	0-150	1	±1,5 %
3	Температура масла ПЭД, °С	0-200	1	±2,5 %
4	Температура статора ПЭД, °С	0-200	1	±2,5 %
5	Виброускорение ПЭД в радиальном направлении, g	0-5	0,1	±5 %[2)]
6	Виброускорение ПЭД в осевом направлении, g	0-5	0,1	±5 %[2)]
7	Сопротивление изоляции, кОм	20-9999	1	±5 %

[1)] Для сопротивления изоляции погрешность определяется относительно измеряемой величины, для остальных параметров – относительно верхнего предела диапазона измерений.

[2)] Для диапазона частоты вибрации от 10 до 70 Гц при наличии соответствующих датчиков.

Таблица 2.3 – Диапазоны и погрешности измерения параметров систем **ТМСР-10** и **ТМСР-20** для всех исполнений наземных блоков

№	Наименование параметра	Диапазоны измерения параметра		Разрешение	Погрешность[1)]
		ТМСР-10	ТМСР-20		
1	Давление пластовой жидкости на приёме насоса, МПа	0-32; 0-60	0-40; 0-60	0,001	±0,5 %
2	Температура пластовой жидкости на приёме насоса, °С	0-150		1	±1,5 %
3	Температура масла ПЭД, °С	0-200			
4	Температура статора ПЭД, °С	0-200 (опция)			
5	Виброускорения ПЭД в осевом и радиальном направлениях, м/с^2	0-30 (опция)		0,1	±5 %[2)]
6	Текущий объёмный расход жидкости, м^3/сут	20-200; 50-500; 125-1250; 250-2500		0,1	±2 %[3)]
7	Объём жидкости, м^3	На весь срок службы системы и блоков		0,1	±2,5 %[3)]
8	Сопротивление изоляции, кОм	30-1000	10-1000	1	±5 %
		1000-9999			±10 %

[1)] Для сопротивления изоляции, текущего объёмного расхода и объёма жидкости погрешность определяется относительно измеряемой величины, для остальных параметров – относительно верхнего предела диапазона измерений.

[2)] Для диапазона частоты вибрации от 10 до 70 Гц при наличии соответствующих датчиков.

[3)] При следующих параметрах жидкости:
– вязкость от 0,55 до 50 мм^2/с;
– плотность, не более 1,4 г/см^3;
– температура для системы ТМСР-20, не более 95 °С

2.2 Устойчивость к внешним воздействующим факторам

2.2.1 По устойчивости к воздействию температуры и относительной влажности окружающего воздуха в процессе эксплуатации блоки систем согласно требованиям п. 2.1, 2.7, 3.2, 3.6 ГОСТ 15150 должны соответствовать видам климатического исполнения и значениям климатических факторов, которые приведены в таблице 2.4.

Погружные блоки систем, в обозначении которых отсутствует вид климатического исполнения, должны соответствовать виду климатического исполнения В5.

Таблица 2.4 – Условия эксплуатации

Наименование климатического фактора	**Виды климатического исполнения и значения климатических факторов**				
	Для погружных блоков	**Для блоков ТМСН с кодами исполнения** (смотри п. 1.1.4 и п. 1.2.3)			
		Д и без кода		**А**	**Б, Т, ИН, ТН**
	В5, В5.1	**УХЛ2**	**Т2**	**УХЛ3.1**	**УХЛ1**
Верхнее значение температуры окружающего воздуха, °С	+ 150	+ 50	+ 50	+ 50	+ 50
Нижнее значение температуры окружающего воздуха, °С	0[1)]	- 60	- 10	- 20	- 60
Среднегодовое значение относительной влажности воздуха, %	80[2)] при + 27 °С	75 при + 15 °С	80 при + 27 °С	75 при + 15 °С	75 при + 15 °С
Верхнее значение относительной влажности воздуха, %	100[2)] при + 35 °С	100 при + 25 °С	100 при + 35 °С	98 при + 25 °С	100 при + 25 °С
[1)] – Для эксплуатационного хранения и транспортирования значение принимают равным минус 60 °С [2)] – Для эксплуатационного хранения и транспортирования					

2.2.2 Системы должны быть устойчивы к воздействию вибрации (п. 5.5 ГОСТ Р 52931):
- погружные блоки – для группы исполнения V5;
- наземные блоки – для группы исполнения N2;

за исключением:
- погружной блок «Электон-ТМСП-7» – для группы исполнения G3;
- наземный блок «Электон-ТМСН-7(7Д, 7Б)» – для группы исполнения V5.

2.2.3 Системы должны быть прочными к воздействию механических ударов со значением пикового ударного ускорения до 98 м/с^2, число ударов 1000 для каждого направления (пп 5.7, 5.21.2 ГОСТ Р 52931).

2.2.4 Степень защиты блоков систем, обеспечиваемая оболочкой должна быть (по п. 4.2 ГОСТ 14254):
- для погружных блоков – IP68;
- для наземных блоков в зависимости от кода исполнения (смотри п. 1.1.4 и п. 1.2.3):
  - Д и без кода – IP23;
  - Б – IP54;
  - Т, ИН, ТН – IP43;
  - А с кейсом в закрытом состоянии – IP67;
  - А с кейсом в открытом состоянии – IP20.

2.2.5 Системы, за исключением «Электон-ТМС-8(18)», должны быть устойчивы к воздействию напряжения помехи частотой 50 Гц с амплитудным значением до 500 В и напряжения помехи частотой 100 Гц с амплитудным значением до 1000 В, возникающих как в общей точке обмоток высокого напряжения трансформатора ТМПН, так и в общей точке соединения статорных обмоток ПЭД.

2.2.6 Системы, за исключением «Электон-ТМС-8(18)», должны быть прочными к воздействию напряжения помехи, возникающей в общей точке соединения статорных обмоток ПЭД, частотой 50 Гц с действующим значением до 3000 В в течение получаса и неограниченно долго с действующим значением до 2000 В.

2.2.7 Наружные поверхности систем не должны иметь дефектов, ухудшающих эксплуатационные свойства или внешний вид изделия, согласно требованиям п. 2.1 ГОСТ 9.032.

2.2.8 Максимальное допустимое напряжение:

на гермовводе нулевого провода погружных блоков:

ТМСП-3(7, 11, 12), ТМСПС-3(5, 10, 12, 15, 16, 20, 25)	– 5000 В;
ТМСПС-24	– 1000 В;
на гермовводе ПЭД, предназначенном для подключения погружных блоков ТМСПС-5(15) (комплект гермоввода «КГ-ЛСЭ»)	– 5000 В;
на гермовводе погружных блоков ТМСП-8(18) и ТМСПС-24	– 500 В;
на линиях связи ЛС-4.1 и ЛС-4.2	– 500 В.

2.3 Требования к электропитанию

2.3.1 Требования к электропитанию приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Наименование изделия	**Потребляемая мощность, Вт, не более**	**Номинальное напряжение питания, В**	**Допустимое напряжение питания, В**	**Источник питания**
Системы «ТМС-3(7, 8, 11, 12, 18)», «ТМСР-3(5, 10, 12, 15, 16, 20, 25)» со всеми исполнениями наземных блоков	30	110-275	80-400	Сеть с номинальной частотой питающего напряжения: 50/60 Гц
Система «ТМС-24»	60	200-240	165-275	
Наземный блок «ТМСН-3А(7А, 12А)»	10	110-220	80-275	
		12	10,5-14,5	Встроенная аккумуляторная батарея
			10,5-18	Внешний источник постоянного напряжения

2.3.2 Питание погружных блоков от наземных блоков производится через гермоввод, по которому передается телеметрическая информация.

2.3.3 Передача данных между погружной и наземной частями систем должна производиться как при работающем, так и при остановленном двигателе насосной установки.

2.3.4 Максимально допустимое действующее значение 3-х фазного линейного напряжения питания ПЭД – 4 кВ.

2.3.5 В соответствии с п. 1 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» системы относятся к низковольтному оборудованию.

2.4 Требования к электрической изоляции

2.4.1 Изоляция цепей питания наземных блоков должна выдерживать в течение 1 минуты действие переменного напряжения 1000 В частотой 50 Гц.

Изоляция гермовводов должна выдерживать в течение 1 минуты действие постоянного напряжения в соответствии с п. 2.2.8.

2.4.2 Электрическое сопротивление изоляции цепей питания наземных блоков должно быть не менее 40 МОм.

Электрическое сопротивление изоляции гермовводов нулевого провода погружных блоков должно быть не менее 100 МОм в нормальных климатических условиях и не менее 20 МОм при температуре 150 °С.

Электрическое сопротивление изоляции гермовводов погружных блоков ТМСП-8(18) должно быть не менее 70 МОм при температуре 20 ºС и не менее 1 МОм при температуре 120 ºС.

2.5 Требования по надёжности

2.5.1 Надёжность систем в условиях и режимах эксплуатации, установленных п. 2.2.1, должна характеризоваться следующими значениями показателей (в соответствии с п. 2.12.1 ГОСТ 26.205):

а) средняя наработка на отказ (T_0) должна быть не менее 18000 часов

за исключением:

- для погружного блока «Электон-ТМСП-7» – 15000 часов;
- для наземных блоков «Электон-ТМСН-7(7Д, 7Б)» – 20000 часов;
- для систем, имеющих измерительные каналы, являющиеся средствами измерения утверждённого типа – 35000 часов;

б) средний срок службы до списания ($T_{сл.ср.сп}$) должен быть:

- для погружных блоков – 2,5 года;
- для наземных блоков – 5,5 лет.

Допускается установление иных сроков службы погружных блоков в соответствии с техническими требованиями заказчика и (или) договорами поставки. Срок службы должен быть указан в паспорте на блок;

в) среднее время восстановления ($T_в$) работоспособности должно быть не более 2 часов. Под $T_в$ понимается время от начала ремонта до сдачи изделия на испытания.

2.5.2 Критериями отказа систем являются:

- прекращение (полное или частичное) выполнения заданных функций;
- отклонение основных показателей за пределы установленных норм.

2.5.3 Критериями предельного состояния систем являются:

- механический износ, коррозия или деформация деталей корпуса погружного блока;
- достижение нормированного значения среднего срока службы.

2.5.4 Срок службы устанавливается с учетом замены вышедших из строя комплектующих изделий, монтажных проводов.

2.6 Требования к сигнализации

2.6.1 Системы должны иметь световую сигнализацию:

а) о включении сетевого напряжения;

б) о режимах работы.

2.7 Требования к конструкции

2.7.1 Габаритные размеры и массы блоков систем должны соответствовать конструкторской документации на них.

2.7.2 Габаритные размеры и массы стыковочных комплектов систем должны соответствовать конструкторской документации на них.

2.7.1 Габаритные размеры и массы кабельных линий связи должны соответствовать конструкторской документации на них и быть не более значений, приведенных в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Наименование изделия	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Линия связи ЛС-4.1	ø4 – между разъёмами	70 г/м
Линия связи ЛС-4.2		
Линия связи ЛС-8	ø8 – кабель	150 г/м
Удлинитель линии связи УЛС-8	ø34×10000	7,4

2.8 Требования к интерфейсам

2.8.1 Сопряжение наземных блоков систем с компьютером и контроллером СУ или с другими внешними устройствами должно производиться по интерфейсам RS-485 или RS-232 по протоколу MODBUS RTU: скорость обмена от 9600 до 115200 бит/с, 8 бит данных без контроля четности. По требованию заказчика информация об измеряемых параметрах от наземного блока может поступать в контроллер СУ в виде аналогового сигнала напряжением от 0 до 4,1 В или от 0 до 10 В.

Наземные блоки ТМСН-7, ТМСН-12 и ТМСН-24Т должны иметь возможность использования USB флэш-накопителя для считывания хронологии.

2.9 Требования к регистрации информации

2.9.1 В процессе работы во внутреннюю память наземных блоков систем «Электон-ТМС» и «Электон-ТМСР» с периодичностью, заданной в уставках, производится запись хронологии событий, в которую включены следующие параметры:

- номер записи;
- дата и время записи;
- давление пластовой жидкости на приёме насоса (в месте установки блоков ТМСП или ТМСПС);
- давление пластовой жидкости на выкиде насоса;
- температура масла ПЭД;
- температура статора ПЭД, измеряемая выносным датчиком;
- температура пластовой жидкости на приёме насоса (в месте установки блоков ТМСП или ТМСПС);
- температура пластовой жидкости на выкиде насоса;
- виброускорение ПЭД в радиальном направлении;
- виброускорение ПЭД в осевом направлении;
- сопротивление изоляции;
- дебит насосной установки (объёмный расход жидкости);
- объем жидкости для систем ТМСР;
- напряжение помехи переменного тока на «0» ТМПН;
- состояние устройства в момент записи.

Параметры, соответствующие отсутствующим датчикам в хронологии событий отмечаются прочерком.

2.10 Требования взаимозаменяемости

2.10.1 Системы должны сохранять работоспособность при замене в них функциональных блоков.

2.11 Требования к герметичности

2.11.1 Погружные блоки без ухудшения характеристик, установленных в п. 2.1.2, и без механических повреждений должны выдерживать внешнее испытательное гидравлическое давление:

- не менее 18 МПа при датчиках давления с диапазоном измерения от 0 до 15 МПа;
- не менее 32 МПа при датчиках давления с диапазоном измерения от 0 до 25 МПа;
- не менее 40 МПа при датчиках давления с диапазоном измерения от 0 до 32 МПа;
- не менее 44 МПа при датчиках давления с диапазоном измерения от 0 до 40 МПа;
- не менее 66 МПа при датчиках давления с диапазоном измерения от 0 до 60 МПа.

2.12 Требования к комплектности

2.12.1 В комплект поставки систем Электон-ТМС и Электон-ТМСР должны входить:

а) составные части в соответствии с таблицей 0.1 и условным обозначением системы – по 1 шт.;
б) комплект эксплуатационной документации – 1 комплект;
в) CD-диск с коммуникационной программой – 1 шт. на каждые 10 изделий в партии, но не менее 1 шт. на партию.

2.12.2 Составные части систем Электон-ТМС и Электон-ТМСР могут поставляться поблочно. При этом в комплект поставки наземного блока должны входить:

а) наземный блок – 1 шт.;
б) комплект соединительных жгутов и кабелей согласно конструкторской документации – 1 комплект;
в) стяжка монтажная (только для наземных блоков без кода исполнения или с кодом исполнения Д) – 10 шт.;
г) комплект эксплуатационной документации – 1 комплект;
д) CD-диск с коммуникационной программой – 1 шт. на каждые 10 изделий в партии, но не менее 1 шт. на партию.

2.12.3 В комплект поставки систем, имеющих измерительные каналы, являющиеся средствами измерения утверждённого типа, должны входить методики поверки этих каналов.

2.12.4 Допускаются иные составы комплектов поставки систем и (или) блоков в соответствии с техническими требованиями заказчика и (или) договорами поставки. Комплект поставки должен быть указан в паспортах на системы и блоки.

2.13 Требования к маркировке

2.13.1 Требования к маркировке систем должны соответствовать п. 2.4 ГОСТ 18620, п. 3.9 ГОСТ 12.2.007.0 и комплектам технической документации.

2.13.2 Маркировка наземных блоков должна соответствовать их условному обозначению и дополнительно содержать дату изготовления (месяц и год) и заводской номер. Допускается не указывать вид климатического исполнения и технические условия. Наземные блоки должны иметь маркировку элементов схемы: сигнальных индикаторов, органов регулирования, разъемов и клеммников.

2.13.3 Маркировка погружных блоков должна соответствовать их условному обозначению без указания фирменного наименования, вида изделия, габарита, кода производителя ПЭД, вида климатического исполнения и технических условий и дополнительно содержать дату изготовления (месяц и год) и заводской номер. Для не коррозионностойкого исполнения код исполнения по коррозионной стойкости К0 из маркировки погружного блока исключается, кроме исполнения К0Г.

Например, погружной блок «Электон-ТМСП-3», с максимальным измеряемым давлением 60 МПа, с датчиком виброускорений, не коррозионностойкого исполнения с заводским номером – 01234, изготовленный в сентябре 2019 г., маркируется следующим образом:

3-60-1 09.2019 №01234 (для ТМСП-12-РН: **12-РН-60-1 №190901234**)

Те же блоки, выполненный с покрытием ТСЗП маркируется следующим образом:

3-60-1-К2 09.2019 №01234 (для ТМСП-12-РН: **12-РН-60-1-К2 №190901234**)

Допускается маркировать погружные блоки на паспортной табличке с использованием большего объёма информации, чем указано выше.

2.13.4 Стыковочные комплекты «Электон-КС-8» не маркируются. Маркировка стыковочного комплекта «Электон-КС» для других систем производится на корпусе подшипника и проставке. Маркировка корпуса подшипника должна содержать габарит и код производителя ПЭД. **Корпус подшипника 117 габарита не маркируется.**

Маркировка проставка должна содержать аббревиатуру фирменного наименования и вида изделия (**ЭКС:** Электон – комплект стыковочный), а **для габаритов, отличных от 117**, ещё и габарит ПЭД.

Например, для комплекта стыковочного «Электон-КС-2-103-П5-К0» маркировка корпуса подшипника будет:

103-П5

2.13.5 Линия связи «Электон-ЛС-8» не маркируется, длина указана на барабане (таре) геофизического кабеля. Маркировка линий связи «Электон-ЛС-4.1» и «Электон-ЛС-4.2» должна содержать заводской номер, дату и длину в метрах. Линия связи «Электон-ЛС-4.2» дополнительно должна содержать маркировку «нулевой» – нулевой вывод обмоток ПЭД. Маркировка должна наноситься на обе розетки линий связи.

Например, линия связи «Электон-ЛС-4.2», имеющая длину 25,5 м маркируется следующим образом:

L=25.5м
нулевой

2.13.6 На наземных блоках ТМСН с кодами исполнения Б, Т, ИН и ТН должна быть укреплена паспортная табличка со следующими маркировочными данными:

а) изображение товарного знака предприятия-изготовителя;
б) условное обозначение блока;
в) заводской номер блока;
г) значения основных параметров;
д) значение массы;
е) обозначение степени защиты по п. 4.2 ГОСТ 14254;
ж) обозначения технических условий.

2.13.7 Маркировка устройства намотки должна содержать: наименование предприятия–изготовителя, условное обозначение изделия, заводской номер, месяц и год изготовления.

Например, устройство намотки «УНЭ-1» с заводским номером – 01234, маркируется следующим образом:

УНЭ-1 №01234

2.13.8 На ярлыке, закрепленном на упаковке, должны быть нанесены:
- информационные надписи – масса брутто и нетто грузового места в килограммах;
- манипуляционные знаки №1, №3 по п. 1.2 ГОСТ 14192;
- дата изготовления (месяц, год).

2.13.9 Допускается дополнительно маркировать составные части систем в соответствии с техническими требованиями заказчика.

2.14 Требования к упаковке

2.14.1 Упаковка систем должна соответствовать требованиям п. 1.2 ГОСТ 23170 и комплектам конструкторской документации.

2.14.2 Перед упаковкой систем все металлические неокрашенные наружные поверхности должны быть подвергнуты консервации по варианту защиты В3-4 (п. 5.1 ГОСТ 9.014) в соответствии с требованиями п. 5.8 ГОСТ 9.014.

Консервацию производить нанесением на поверхность консервационной смазки К-17 ГОСТ 10877.

2.14.3 При консервации и расконсервации системы необходимо соблюдать требования безопасности согласно п. 10 ГОСТ 9.014.

2.14.4 Техническая документация и упаковочный лист должны быть вложены в отдельные пакеты из полиэтиленовой пленки ГОСТ 10354.

2.14.5 Упаковочный лист на системы и (или) их составные части должен содержать следующие сведения:
- наименование и обозначение;
- порядковый номер;
- дату упаковки;
- подпись и штамп ответственного за упаковку и штамп службы технического контроля предприятия-изготовителя.

2.14.6 Подготовленные к упаковке системы, документация и тара должны быть приняты службой технического контроля предприятия-изготовителя.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 Конструкции систем должны обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями п. 2.1 ГОСТ 12.2.007.0.

3.2 Требования безопасности при контроле, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте систем должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» регистрационный № 4145 от 22.01.03 Минюста России, «Правил устройства электроустановок», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённых Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н, «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ № 101 и ГОСТ 12.3.019.

3.3 Системы по способу защиты человека от поражения электрическим током относятся к классу I – по п. 2.1 ГОСТ 12.2.007.0.

3.4 Требования к противопожарной безопасности должны соответствовать «Правилам противопожарного режима в Российской Федерации» ППР в РФ от 25.04.2012 № 390 и должны обеспечиваться согласно требованиям п. 3.1.10 ГОСТ 12.2.007.0, п. 1.1 ГОСТ 12.1.004.

4 ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Системы при работе должны соответствовать санитарно-гигиеническим и санитарно-противоэпидемическим правилам и нормам, установленным Министерством здравоохранения.

4.2 Требования к инфракрасному излучению систем не формулируются.

4.3 При утилизации систем никаких специальных мер по охране окружающей среды не предусматривается.

5 ПРАВИЛА ПРИЁМКИ

5.1 Правила приёмки и испытаний систем и их составных частей должны соответствовать требованиям п. 4.1 ГОСТ 26.205.

5.2 Системы должны подвергаться следующим видам испытаний:

а) приёмо-сдаточным;

б) квалификационным;

в) периодическим;

г) типовым (при необходимости);

д) на надёжность.

5.3 Все виды испытаний систем и их составных частей проводятся предприятием-изготовителем.

Допускается проведение испытаний сторонними организациями.

Результаты испытаний сторонними организациями допускается использовать при оформлении результатов периодических, типовых и квалификационных испытаний.

5.4 Результаты испытаний оформляют:

а) приёмо-сдаточных – протоколом и соответствующей записью в паспортах на системы и их составные части (наземные и погружные блоки);

б) периодических – протоколом, рекомендуемая форма протокола приведена в приложении Б;

в) квалификационных, типовых и испытаний на надёжность – актами, составленными на основании протоколов.

5.5 Приёмо-сдаточные испытания

5.5.1 При приёмо-сдаточных испытаниях (ПСИ) блоки систем проверяют на соответствие требованиям настоящих ТУ по программе испытаний согласно приложению Г.

5.5.2 Результаты ПСИ считают положительными, если продукция соответствует требованиям настоящих ТУ.

Результаты ПСИ оформляют протоколом.

Положительные результаты ПСИ подтверждаются штампом уполномоченного представителя службы качества в разделе «Свидетельство о приёмке» паспорта на изделие.

5.5.3 Продукцию, не выдержавшую испытания, бракуют и возвращают в производство для устранения дефектов.

5.5.4 После устранения дефектов продукцию повторно подвергают ПСИ в полном объёме или проводят испытания только по тем требованиям, по которым были получены неудовлетворительные результаты и по требованиям, по которым испытания не проводились.

5.5.5 Продукцию, не выдержавшую повторные ПСИ, бракуют окончательно.

5.5.6 Результаты повторных ПСИ считают окончательными.

5.6 Квалификационные испытания

5.6.1 Квалификационные испытания систем проводят при изготовлении опытной партии продукции перед запуском серийного производства.

5.6.2 Квалификационным испытаниям подвергают образцы продукции из установочной серии (первой промышленной партии), прошедшие ПСИ.

5.6.3 Квалификационные испытания образцов продукции проводят по программе, утверждённой главным конструктором.

5.6.4 Количество изделий, необходимое для проведения квалификационных испытаний (не менее 3 штук), устанавливает главный конструктор.

5.6.5 Образцы продукции при квалификационных испытаниях проверяют на соответствие требованиям настоящих ТУ.

5.6.6 Результаты квалификационных испытаний считают положительными, если все предъявленные к испытаниям образцы соответствуют требованиям настоящих ТУ.

Результаты квалификационных испытаний оформляют актами, составленными на основании протоколов. Акт квалификационных испытаний образцов продукции утверждает главный конструктор.

5.6.7 При отрицательных результатах хотя бы одного испытания из программы квалификационных испытаний производство и приёмку продукции прекращают до устранения недостатков и получения положительных результатов повторных испытаний.

5.7 Периодические испытания

5.7.1 Периодическим испытаниям подвергают системы, прошедшие ПСИ.

5.7.2 Продукцию подвергают периодическим испытаниям через три года после начала выпуска продукции и далее один раз в три года.

5.7.3 Количество изделий, необходимое для проведения периодических испытаний (не менее 3 штук), устанавливает главный конструктор.

Правила комплектования выборки, представленной на контроль:

- способом «ряд» по п. 2.1.1 ГОСТ 18321;
- методом отбора с применением случайных чисел по п. 3.2 ГОСТ 18321.

5.7.4 При периодических испытаниях продукцию проверяют на соответствие требованиям настоящих ТУ по программе испытаний согласно приложению Г.

5.7.5 Результаты периодических испытаний считают положительными, если все предъявленные к испытаниям образцы соответствуют требованиям настоящих ТУ.

Результаты периодических испытаний оформляют протоколом по форме, приведённой в приложении Б. Протокол периодических испытаний утверждает главный конструктор.

5.7.6 При обнаружении неисправностей испытания прекращают, после их устранения повторные периодические испытания допускается проводить по сокращённой программе, но обязательно по требованиям, которым изделие не соответствовало, и по требованиям, по которым испытания не проводились.

5.7.7 Результаты повторных периодических испытаний считают окончательными.

5.7.8 В процессе периодических испытаний при единичном выходе из строя элементов продукции допускается заменять вышедшие из строя элементы и продолжать испытания.

При повторном выходе из строя одного и того же элемента по одной и той же причине или при выходе из строя более трех элементов одного изделия результаты испытаний считают неудовлетворительными.

5.8 Типовые испытания

5.8.1 Типовые испытания образцов систем проводят при изменениях их конструкции или технологии изготовления, влияющих на технические характеристики, указанные в настоящих ТУ или другой нормативной технической документации.

5.8.2 Типовым испытаниям подвергают продукцию, изготовленную с учётом предлагаемых изменений принципиальной схемы, конструкции, технологии изготовления или использования новых материалов и покупных комплектующих изделий и прошедшую ПСИ.

5.8.3 Типовые испытания проводят по программе, утверждённой главным конструктором предприятия-изготовителя.

5.8.4 Объём типовых испытаний и количество продукции, необходимой для проведения испытаний, должны определяться характером изменений, вносимых в конструкцию или технологию их изготовления, и устанавливаются программой типовых испытаний.

5.8.5 Результаты типовых испытаний оформляют актами, составленными на основании протоколов. Акт типовых испытаний образцов продукции утверждает главный конструктор.

5.9 Испытания на надёжность

5.9.1 Общие требования

Оценку фактических показателей надёжности при контроле надёжности систем проводить по результатам информации, полученной по данным подконтрольной эксплуатации, согласно требованиям п. 4.7.2 ГОСТ 26.205.

Контроль показателей надёжности проводить с учётом пп 2.5.2, 2.5.3 настоящего ТУ.

Исходные данные для расчетов:

- доверительная вероятность $\gamma = 0,8$;
- относительная ошибка $\delta = 0,2$.

5.9.2 Контроль средней наработки на отказ (T_0) проводить по результатам эксплуатаций изделий после 3 лет серийного выпуска на 125 изделиях систем.

Периодичность подтверждения средней наработки на отказ (T_0) – один раз в три года.

5.9.3 Проверку на долговечность ($T_{сл.ср.сп}$) проводить один раз после 12 лет серийного выпуска на 125 изделиях систем.

5.9.4 Испытания на ремонтопригодность ($T_в$) проводят один раз на образцах продукции из установочной серии (первой промышленной партии), а также при типовых испытаниях в случае модернизации систем, приводящей к изменению времени восстановления их работоспособного состояния.

6 МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

6.1 Общие требования

6.1.1 Во время испытаний не допускается подстраивать и регулировать системы, кроме случаев, указанных в настоящих ТУ, программе и методике испытаний или в руководстве по эксплуатации.

6.1.2 Испытания систем следует проводить при соблюдении требований технических условий на соответствующее испытательное оборудование и требований безопасности п. 1.2 ГОСТ 12.3.019.

Устройства, применяемые при испытаниях, должны иметь паспорта. Указанные в паспортах технические характеристики должны обеспечивать режимы, установленные настоящими ТУ.

Испытательное оборудование, применяемое при испытаниях, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.568.

Средства измерений, применяемые при испытаниях, должны иметь действующие на момент проведения испытаний документы о подтверждении метрологической пригодности (свидетельства о поверке, сертификаты о калибровке и др.)

6.1.3 За нормальные климатические условия испытаний принимают следующие значения:

- температура окружающего воздуха (плюс 25±10) °С;
- относительная влажность от 20 до 80 %;
- атмосферное давление не нормируется.

6.1.4 Если перед началом испытаний системы находились в климатических условиях, отличающихся от нормальных, то испытания следует начинать с выдержки их в условиях п. 6.1.3 в течение 4 часов.

6.1.5 Испытания погружных блоков систем на соответствие требованиям п. 2.1.2 в части измерения виброускорения и объёмного расхода проводятся при нормальных климатических условиях: для виброускорения – на вибростенде, для расхода – на технологическом оборудовании для испытаний блоков ТМСПР, на проливной поверочной установке УПВА в соответствии с методикой поверки измерительных каналов объемного расхода и объема жидкости и Приказом МПТ РФ от 2.07.2015 № 1815.

6.1.6 Испытания наземного и погружных блоков систем проводят раздельно (для систем ТМСР возможны комплектные испытания).

6.2 Проверка на соответствие требованиям к конструкции

6.2.1 Проверку соответствия систем технической документации (п. 2.1.1), внешнего вида и качества защитных и защитно-декоративных покрытий (п. 2.2.7), комплектности (п. 2.12), маркировки (п. 2.13) и упаковки (п. 2.14) проводят внешним осмотром и сличением с конструкторской документацией.

6.3 Климатические испытания

6.3.1 Испытание на воздействие температур

6.3.1.1 Испытание систем на воздействие температур (п. 2.2.1) проводят по п. 8.3 ГОСТ Р 52931.

6.3.1.2 Проводят внешний осмотр систем (п. 2.2.7), после чего составные блоки систем помещают в камеру тепла (холода), в которой установлены нормальные климатические условия (п. 6.1.3) и проводят проверку характеристик по п. 2.1.2.

6.3.1.3 Температуру в камере изменяют в соответствии с требованиями п. 2.2.1 до верхнего (нижнего) значения рабочих температур и выдерживают в течение 2 часов.

От начальной до конечной проверки характеристик при испытаниях на воздействие повышенной температуры система должна быть во включенном состоянии, при испытаниях на воздействие пониженной температуры – в выключенном состоянии.

Относительная влажность в камере должна быть естественно установившейся.

6.3.1.4 После выдержки систем при повышенной температуре проверяют характеристики по п. 2.1.2.

Для наземных блоков проверяют характеристики по п. 2.1.2 также после выдержки при пониженной температуре.

6.3.1.5 Температуру в камере понижают (повышают) до температуры нормальных климатических условий и после стабилизации в течение 4 часов проводят заключительные проверки по пп. 2.2.5, 2.1.2.

6.3.1.6 Системы считают выдержавшими испытание, если во время и после испытания их характеристики соответствуют требованиям пп. 2.2.5, 2.1.2.

6.3.2 Испытания на воздействие повышенной влажности

6.3.2.1 Испытания на воздействие повышенной влажности окружающей среды проводятся только для наземных блоков.

6.3.2.2 Испытания наземных блоков на воздействие повышенной влажности окружающей среды при эксплуатации, транспортировании и хранении (п. 2.2.1) проводят по п. 8.4 ГОСТ Р 52931.

Испытание наземных блоков на воздействие повышенной влажности проводят по постоянному режиму без конденсации влаги (п. 8.4.1 ГОСТ Р 52931).

6.3.2.3 Наземные блоки испытывают в выключенном состоянии, за исключением периодов проведения проверок характеристик по п. 2.1.2.

6.3.2.4 Испытание проводят следующим образом:

- проводят внешний осмотр наземных блоков на соответствие требованиям п. 2.2.7, после чего их помещают в камеру тепла и влаги, в которой созданы нормальные климатические условия (п. 6.1.3). После 2 часов выдержки проводят проверки характеристик по п. 2.1.2 с использованием стенда «ИС-07» для блоков ТМСН-3(8) и с использованием имитатора ИПБ-07 для блоков ТМСН-7, имитатора ИПБ-12 для блоков ТМСН-12(18, 24Т);
- температуру в камере устанавливают равной плюс 40 ° и выдерживают наземные блоки в течение 2 часов;
- относительную влажность в камере повышают до 93 % и этот режим поддерживают в камере в течение 2 суток;

- после выдержки проводят проверку характеристик на соответствие требованиям п. 2.1.2 с использованием стенда «ИС-07» для блоков ТМСН-3(8) и с использованием имитатора ИПБ-07 для блоков ТМСН-7, имитатора ИПБ-12 для блоков ТМСН-12(18, 24Т), во время выдержки допускается проводить промежуточные измерения параметров;
- в камере устанавливают нормальные условия испытаний и после 2 часов проверяют внешний вид на соответствие требованиям п. 2.2.7 и проводят заключительные проверки характеристик на соответствие требованиям п. 2.1.2.

6.3.2.5 Наземные блоки считают выдержавшими испытание, если во время и после испытания их внешний вид (п. 2.2.7) и проверяемые характеристики (п. 2.1.2) соответствуют требованиям настоящих ТУ.

6.4 Испытание на виброустойчивость

6.4.1 Испытание систем на виброустойчивость (п. 2.2.2) проводят по п. 8.6.9 ГОСТ Р 52931 при нормальных климатических условиях во включенном состоянии. Канал измерения объёмного расхода и объема перекачиваемой жидкости испытывается в отсутствии потока жидкости.

6.4.2 Испытания проводят плавным изменением частоты вибраций во всем диапазоне от нижнего значения до верхнего и обратно. Скорость изменения частоты вибраций должна допускать возможность контроля необходимых характеристик систем, но не превышать одной октавы в минуту.

6.4.3 При обнаружении частот вибраций, на которых у систем наблюдается нестабильность работы или ухудшение характеристик, системы дополнительно выдерживают на этих частотах не менее 5 минут.

6.4.4 Системы считают выдержавшими испытание, если во время испытания их контролируемые характеристики соответствуют требованиям п. 2.1.2.

6.5 Испытания на воздействие вибрационных и ударных нагрузок

6.5.1 Испытания систем на воздействие вибрационных и ударных нагрузок, соответствующих условиям транспортирования (п. 2.2.3) проводят в выключенном состоянии.

Блоки систем устанавливают на испытательном стенде и проводят проверку характеристик на соответствие требованиям п. 2.1.2.

6.5.2 Испытание систем на воздействие вибрационных нагрузок проводят на стенде имитации транспортирования. Продолжительность и режим испытания выбираются из расчёта имитации транспортирования изделия по дороге 2 категории на расстояние 250 км. Максимальная перегрузка (случайная) – 40 g, средняя перегрузка не менее – 5 g.

После окончания испытаний проверяют внешний вид на соответствие требованиям п. 2.2.7 и проводят проверку характеристик системы на соответствие требованиям п. 2.1.2 при нормальных климатических условиях.

6.5.3 Испытание систем на воздействие ударных нагрузок проводят по методу испытаний на многократные удары по п. 8.6.12 ГОСТ Р 52931 в течение 30 минут при параметрах испытательных режимов в соответствии с п. 2.2.3.

Допускается по п. 8.15.3 ГОСТ Р 52931 испытания на ударном и вибрационном стендах (для группы N2) заменять испытанием на стенде транспортирования или перевозке систем автомобильным транспортом в соответствии с требованиями ГОСТ 23170 по категории С.

По окончании испытаний проводят проверку внешнего вида (п. 2.2.7) и характеристик на соответствие требованиям п. 2.1.2.

6.5.4 Системы считают выдержавшими испытание, если после воздействия механических нагрузок их внешний вид (п. 2.2.7) и контролируемые характеристики (п. 2.1.2) соответствуют требованиям настоящих ТУ.

6.6 Испытания электрической изоляции

6.6.1 В системах «Электон-ТМСР» запрещается испытывать электрическую прочность и контролировать мегаомметром сопротивление изоляции гермоввода блока «Электон-ТМСПР» и гермоввода блока «Электон-ТМСПС», предназначенного для связи с блоком «Электон-ТМСПР».

6.6.2 Испытания изоляции наземных блоков необходимо проводить в следующей последовательности:

- испытание электрической прочности;
- измерение электрического сопротивления.

Испытания изоляции на электрическую прочность цепей питания наземных блоков (п. 2.4) производить на испытательной установке переменного напряжения 1000 В частотой 50 Гц в течение 1 минуты, прикладывая испытательное напряжение между цепями питания и корпусом (ГОСТ 26567, п. 3.1, метод 102).

Запрещается испытывать изоляцию тех цепей питания блоков ТМСН с кодом исполнения А, по которым наземный блок питается постоянным напряжением.

6.6.3 Испытания на электрическую прочность изоляции цепей питания погружных блоков (гермовводов, предназначенных для связи с наземным блоком) производить в течение 1 минуты на испытательной установке постоянного тока при напряжении:

– 5000 В для блоков ТМСП-3(7, 11, 12), ТМСПС-3(10, 12, 16, 20, 25);

– 1000 В для блока ТМСПС-24;

– 500 В для блоков ТМСП-8(18), ТМСПС-5(15).

Вывод положительной полярности установки прикладывать к корпусу погружного блока, а вывод отрицательной полярности – к выводу гермоввода.

6.6.4 Измерение электрического сопротивления изоляции цепей питания наземных блоков производить мегаомметром при постоянном напряжении 500 В, прикладывая испытательное напряжение между цепями питания и корпусом (ГОСТ 26567, п. 3.1, метод 101).

Запрещается измерять электрическое сопротивление изоляции тех цепей питания блоков ТМСН с кодом исполнения А, по которым эти блоки питается постоянным напряжением.

Измерение электрического сопротивления изоляции гермовводов нулевого провода погружных блоков (гермовводов, предназначенных для связи с наземным блоком), производить мегаомметром при постоянном напряжении:

– 5000 В для блоков ТМСП-3(7, 11, 12), ТМСПС-3(10, 12, 16, 20, 25);

– 1000 В для блока ТМСПС-24;

– 500 В для блоков ТМСП-8(18), ТМСПС-5(15).

Вывод положительной полярности мегаомметра прикладывать к корпусу погружного блока, а вывод отрицательной полярности – к выводу гермоввода.

6.6.5 Отсчёт показаний, соответствующих электрическому сопротивлению изоляции, следует проводить по истечении 1 мин после приложения напряжения или меньшего времени, за которое показания средства измерения практически установятся.

6.6.6 Системы считаются выдержавшими испытания по п. 2.4, если во время испытаний отсутствовал пробой изоляции или её поверхностное перекрытие и измеренные значения сопротивления изоляции равны или превышают значения п. 2.4.

6.7 Проверка показателей надёжности

6.7.1 Средняя наработка на отказ T_0 (2.5.1 а) подтверждается расчетным методом после трех лет эксплуатации 125 изделий «Электон-ТМС(Р)», путем обработки статистических данных, полученных с мест подконтрольной эксплуатации изделий, и вычисляется по формуле:

$$T_0 = \frac{t}{r(t)}, \qquad (1)$$

где:*t*– суммарная наработка;
r(t) – число отказов, наступивших в течение этой наработки.

Системы считают соответствующими требованиям п. 2.5.1 а), если оценка средней наработка на отказ больше или равна заданному значению.

6.7.2 Средний срок службы до списания $T_{сл.сп}$ (2.5.1 б) подтверждается после 12 лет серийного выпуска изделий один раз путем анализа статистических данных, полученных с мест подконтрольной эксплуатации 125 изделий «Электон-ТМС(Р)».

Полный средний срок службы обеспечивается комплектом ЗИП предприятия-изготовителя и восстановлением защитных покрытий.

Полный средний срок службы погружных блоков вычисляется по формуле:

$$T_{сл.ср.сп.} = \frac{T_1 + T_2 + ... + T_i ... + T_N}{N}, \qquad (2)$$

где: T_i – срок службы i-го подконтрольного изделия;
N – число подконтрольных изделий.

Погружные и наземные блоки систем считают соответствующими требованиям п. 2.5.1б), если оценка полного среднего срока службы больше или равна заданному значению.

6.7.3 Среднее время восстановления работоспособного состояния Тв систем (п. 2.5.1 в) определяют экспериментальным методом путем устранения неисправностей с применением комплекта ЗИП. Количество экспериментов должно быть не менее пяти. При каждом эксперименте определяют время, затраченное на устранение неисправности.

Среднее время восстановления вычисляется по формуле:

$$T_в = \frac{t_1 + t_2 + ... + t_i + ... + t_N}{N}, \qquad (3)$$

где: t_i – время в i-ом эксперименте (час);
N – число экспериментов.

Системы считают соответствующими требованиям п. 2.5.1 в, если *Тв* меньше или равно заданному значению.

6.8 Проверка на соответствие требованиям к интерфейсам и сигнализации

6.8.1 Проверку систем на соответствие требованиям к интерфейсам (п. 2.8) и сигнализации (п. 2.6) проводят внешним осмотром на соответствие конструкторской документации.

Системы считают соответствующими требованиям указанных пунктов настоящих ТУ, если результаты внешнего осмотра соответствуют требованиям конструкторской документации.

6.9 Контроль габаритных размеров блоков систем (п. 2.7) проводить измерением их измерительной рулеткой с погрешностью измерения ±1 мм и штангенциркулем с погрешностью измерения ±0,1 мм.

Системы считают выдержавшей испытания, если результаты испытаний соответствуют требованиям п. 2.7.

6.10 Контроль массы блоков систем (п. 2.7) проверяют на весах с погрешностью взвешивания ±0,01 кг.

Системы считают выдержавшими испытания, если результаты испытаний соответствуют требованиям п. 2.7.

6.11 Проверка работоспособности

6.11.1 Проверку работоспособности систем на соответствие п. 2.1.2, 2.9 производить раздельно для наземных и погружных блоков при номинальном напряжении питания (п. 2.3.1).

6.11.2 Проверку работоспособности наземных блоков производить с использованием стенда «ИС-07» для блоков ТМСН-3(8) и с использованием имитатора ИПБ-07 для блоков ТМСН-7, имитатора ИПБ-12 для блоков ТМСН-12(18, 24Т).

6.11.3 Проверку работоспособности погружных блоков производить с использованием стенда «ИС-05.1». Поверку (калибровку) ИК объемного расхода и объема жидкости систем погружной телеметрии ТМСР-12, ТМСР-15, ТМСР-20 и ТМСР-25 проводят на поверочной автоматизированной установке УПВА в соответствии с методикой поверки.

6.11.4 Системы считать выдержавшими испытания, если результаты испытаний соответствуют требованиям п. 2.1.2, 2.9.

6.12 Проверка работоспособности при изменении напряжения питания

6.12.1 Проверку работоспособности систем при изменении напряжения питания (п. 2.3.1) проводят следующим образом:

- установить максимальное значение напряжения питания и произвести проверку по п. 2.1.2;
- установить минимальное значение напряжение питания и произвести проверку по п. 2.1.2.

Системы считают выдержавшими испытания, если результаты испытаний соответствуют требованиям п. 2.1.2.

6.13 Проверка потребляемой мощности

6.13.1 Измерение потребляемой мощности (п. 2.3.1) проводят по п. 8.26 ГОСТ Р 52931.

Значение потребляемой электрической мощности систем определяют при номинальном напряжении питания и максимальной нагрузке по показаниям вольтметра и амперметра классов точности не ниже 1,5, включенных в цепь питания систем.

Системы считают выдержавшими испытания, если потребляемая мощность не превышает значений по п. 2.3.1.

6.14 Проверка взаимозаменяемости систем

6.14.1 Проверку систем на сохранение работоспособности, при замене в них функциональных блоков по п. 2.10, проводят путем замены наземных и погружных блоков и проверки, при каждой замене, соответствия систем требованиям п. 2.1.2.

Системы считают выдержавшими испытания, если результаты проверки соответствуют требованиям п. 2.1.2.

6.15 Проверка погружных блоков на герметичность

6.15.1 Проверку погружных блоков на соответствие требованиям по герметичности (п. 2.11) проводят:

на стенде «ИС-05.1» для блоков ТМСП и ТМСПС;

на технологическом оборудовании для проверки блоков ТМСПР.

Проверку производят жидкостным гидростатическим методом способом внешней опрессовки согласно требованиям п. 2.1 ГОСТ 24054 по методике испытаний Q_f согласно требованиям п. 5 ГОСТ 28210 в следующей последовательности:

а) первоначальные измерения:
- производят внешний осмотр погружных блоков на соответствие конструкторской документации;
- производят контроль качества уплотнений и правильность монтажа;
- проводят проверку значений характеристик по п. 2.1.2;
- производят взвешивание погружного блока на весах с точностью до 5 грамм.

б) выдержка под давлением:
- погружной блок, имеющий температуру от 15 до 35 °С, полностью погружают в сосуд для гидравлических испытаний, наполненный трансформаторным маслом марки МДПН ТУ 0253-018-00151911-99 или аналогичным маслом;
- создают пробное гидравлическое давление 18, 32, 40, 44 и 66 МПа для погружных блоков с рабочим давлением до 15, 25, 32, 40 и 60 МПа, соответственно;
- выдерживают пробное гидравлическое давление в течение 20 минут;
- по окончании выдержки давление снимают.

в) восстановление:
- погружной блок извлекают из сосуда для гидравлических испытаний, сливают масло из внешних полостей блоков;
- тщательно высушивают путем протирки тканью.

г) заключительные измерения:
- проводят внешний осмотр погружных блоков, с целью обнаружения механических повреждений;
- проводят контрольное взвешивание погружных блоков;
- проводят проверку значений характеристик погружных блоков по п. 2.1.2.

Системы считают выдержавшими испытания, если:
- отсутствуют механические повреждения;
- отсутствует изменение массы погружных блоков;
- в течение времени выдержки погружных блоков отсутствовало падение давления;
- погрешности измерения параметров не превышают допустимых значений по п. 2.1.2.

6.15.2 Погружные блоки «ТМСПР» дополнительно испытываются жидкостным гидростатическим методом компрессионным способом согласно п. 2.1 ГОСТ 24054 с использованием трансформаторного масла марки МДПН ТУ 0253-018-00151911-99 или аналогичным маслом.

Пробное гидравлическое давление 600 атм выдерживается в течение 20 минут.

6.15.3 Проверку погружных блоков на герметичность допускается производить на любом оборудовании, обеспечивающем необходимые условия испытаний.

6.16 Проверка работоспособности с моделированием условий передачи данных, близких к реальным

6.16.1 Проверку работоспособности систем (кроме ТМС-8 и ТМС-18) с моделированием условий передачи данных, близких к реальным условиям, производить при нормальных климатических условиях для наземного и погружных блоков по схемам, включающим СУ с преобразованием частоты, трансформатор ТМПН, силовую кабельную линию длиной не менее 3000 м, намотанную на кабельный барабан, ПЭД номинальной мощностью от 30 до 100 кВт (смотри приложение Д).

Испытания проводить сначала для СУ со встроенным или внешним выходным фильтром, потом для СУ без выходного фильтра.

Испытания для каждого типа СУ должны состоять из трёх циклов повышения и понижения частоты от 40 до 60 Гц и обратно с темпом 0,5 Гц/с с удержанием частоты через каждые 5 Гц в течение не менее 1 минуты.

Систему считают выдержавшей испытание, если во время и после испытания нет сбоев в приёме измеряемых системой ТМС(Р) параметров.

Системы ТМС-8 и ТМС-18 данным испытаниям не подвергаются.

Допускается проводить испытания без организации потока жидкости через блок ТМСПР.

7 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

7.1 Транспортирование систем должно проводиться согласно требованиям пп. 9.3-9.9 ГОСТ Р 52931.

Системы в упакованном виде следует транспортировать только в закрытых транспортных средствах в соответствии с правилами перевозок, действующими на соответствующем виде транспорта.

7.2 Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования упаковку не следует подвергать ударам.

7.3 Способ укладки систем на транспортное средство должен исключать их перемещение во время транспортирования.

7.4 Системы допускается хранить под навесами или в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе в условиях 6 (ОЖ2) при температуре от минус 60 °С до +60 °С по п. 10.1 ГОСТ 15150.

7.5 В местах хранений систем в окружающем воздухе должны отсутствовать кислотные, щелочные и другие агрессивные примеси и токопроводящая пыль.

7.6 Транспортировать и хранить системы в районах Крайнего Севера и труднодоступных районах следует в соответствии с требованиями п. 9.9 ГОСТ Р 52931.

8 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

8.1 Требования безопасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте систем должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» регистрационный № 4145 от 22.01.03 Минюста России, «Правил устройства электроустановок», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённых Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н, «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ № 101 и руководствам по эксплуатации, прилагаемым к системам.

8.2 Персонал, допущенный к обслуживанию систем, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже III свыше 1000 В.

8.3 Погружной блок «Электон-ТМСП» монтируется и подключается к ПЭД на предприятии-изготовителе ПЭД или на специализированных базах, производящих их ремонт, согласно требованиям инструкции по монтажу.

8.4 Погружные блоки «Электон-ТМСПС», «Электон-ТМСПР» монтируются и подключаются к насосной установке в соответствии с инструкцией по монтажу.

8.5 При техническом обслуживании погружных блоков «Электон-ТМСП», бывших в эксплуатации, после их отстыковки от ПЭД в обязательном порядке проводятся следующие операции:

а) проверка сопротивления изоляции (пп. 2.4.2, 6.6.4);

б) проверка на герметичность в следующей последовательности:

- обезжиривание и взвешивание на электронных весах (пп. 2.4.2, 2.7);
- проверка на герметичность (п. 6.15)
- обезжиривание и контрольное взвешивание на электронных весах (увеличение веса в пределах точности измерения недопустимо);

в) проверка технических параметров (п. 2.1.2) в следующей последовательности:

- подключение к наземному блоку;
- нагрев до 150 °С (нормализация не менее 4 часов);
- проверка показаний датчика давления в 5 точках;
- проверка показаний датчика температуры;

г) повторная проверка на герметичность;

д) проверка работоспособности датчика виброускорений;

е) замена сетки масляного фильтра.

Погружной блок подлежит ремонту, если после проведения технического обслуживания хотя бы одна техническая характеристика не соответствует паспортному значению.

8.6 Перед установкой наземного блока на станцию управления электродвигателями погружных насосов блок необходимо распаковать, расконсервировать, согласно требованиям п. 8.1 ГОСТ 9.014 и провести его внешний осмотр согласно требованиям п. 2.2.7.

8.7 Произвести установку наземного блока на СУ, монтаж внешних соединений, и подготовить систему «Электон-ТМС» к работе согласно требованиям руководства по эксплуатации на систему.

9 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

9.1 Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие систем требованиям настоящих ТУ, ГОСТ 26.205 и комплектов технической документации при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

9.2 Гарантийный срок хранения – 12 месяцев с момента изготовления.

9.3 Гарантийный срок эксплуатации – 12 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев с момента изготовления.

9.4 Допускается предоставление иных гарантийных обязательств в соответствии с техническими требованиями заказчика и (или) договорами поставки.

10 УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В тексте приняты следующие условные обозначения и сокращения:

ЗИП – запасной инструмент и принадлежности;
КС – комплект стыковочный;
ЛС – линия связи системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» или «Электон-ТМСР»;
НКТ – насосно-компрессорная труба;
ТМПН – трансформатор трехфазный масляный для питания погружных электронасосов;
ТМСН – наземный блок системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» или «Электон-ТМСР»;
ТМСП – погружной блок системы погружной телеметрии «Электон-ТМС»;
ТМСПР –погружной блок системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР», измеряющий объёмный расход жидкости и другие скважинные параметры;
ТМСПС – погружной блок системы погружной телеметрии «Электон-ТМСР» или «Электон-ТМС», измеряющий скважинные параметры и осуществляющий связь с блоком ТМСН блока ТМСПР или электроклапана, соответственно;
ПК – персональный компьютер;
ППД – **п**оддержание **п**ластового **д**авления;
ПСИ – приёмо-сдаточные испытания;
ПЭД – погружной электродвигатель;
СУ – станция управления электродвигателем погружной насосной установки;
ТУ – технические условия;
УН – установка насосная;
УЛС – удлинитель линии связи системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» для фонтанирующей скважины;
УНЭ – устройство намотки излишков линии связи системы погружной телеметрии «Электон-ТМС» или «Электон-ТМСР»;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ШНУ – штанговая насосная установка;
ЭЦН – электрический центробежный насос;

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Таблица А.1 – Перечень документов, на которые даны ссылки в настоящих ТУ.

Обозначение	Наименование	Номер пункта ТУ
ГОСТ 8.508-84	ГСИ. Метрологические характеристики средств измерений и точностные характеристики средств автоматизации ГСП. Общие методы оценки и контроля	2.1.1
ГОСТ 9.014-78	ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования	2.14.2, 2.14.3, 8.6
ГОСТ 9.032-74	ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения	2.2.7
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования	3.4
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности	2.13.1, 3.1, 3.3, 3.4
ГОСТ 12.3.019-80	ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности	3.2, 6.1.2
ГОСТ 26.205-88	Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия	2.1.1, 2.5.1, 5.1, 5.9.1, 9.1
ГОСТ 633-80	Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия	1.2.1, 1.2.5, 1.4.4, 1.5.1
ГОСТ 10354-82	Пленка полиэтиленовая. Технические условия	2.14.4
ГОСТ 10877-76	Масло консервационное К-17. Технические условия	2.14.2
ГОСТ 14192-96	Маркировка грузов	2.13.8
ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)	2.2.4, 2.13.6
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	1.2.1-1.2.6, 1.3.2-1.3.3, 1.4.2, 1.4.3,1.5.2-1.5.4, 7.4
Приказ МПТ РФ от 2.07.2015 №1815	Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке	6.1.5
ГОСТ 18321-73 (СТ СЭВ 1934-79)	Статистический контроль качества. Методы случайного отбора выборок штучной продукции	5.7.3
ГОСТ 18620-86	Изделия электротехнические. Маркировка	2.13.1
ГОСТ 23170-78	Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования	2.14.1, 6.5.3
ГОСТ 24054-80	Изделия машиностроения и приборостроения. Методы испытаний на герметичность. Общие требования	6.15.1, 6.15.2
ГОСТ 26567-85	Преобразователи электроэнергии полупроводниковые. Методы испытаний	6.6.2, 6.6.4
ГОСТ 28210-89 (СТ МЭК 68-2-17-78)	Основные методы испытания на воздействие внешних факторов. Часть 2. Испытания. Испытание Q. Герметичность	6.15.1
ГОСТ Р 8.568-2017	ГСИ. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения	6.1.2

Продолжение таблицы А.1

Обозначение	**Наименование**	**Номер пункта ТУ**
ГОСТ Р 52931-2008	Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия	2.1.1, 2.2.2, 2.2.3, 6.3.1.1, 6.3.2.2, 6.4.1, 6.5.3, 6.13.1, 7.1, 7.6
ПБ № 101 от 12 марта 2013 года	«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утвержденные приказом федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (с изменениями на 12 января 2015 года)	3.2, 8.1
Регистрационный № 30593 от 12.12.2013 Минюста России	«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённые Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н	3.2, 8.1
ППР в РФ № 390	«Правила противопожарного режима в Российской Федерации» ППР в РФ от 25.04.2012 № 390 (с изменениями на 6 марта 2015 года)	3.4
ПУЭ	Правила устройства электроустановок	3.2, 8.1
Регистрационный № 4145 от 22.01.03 Минюста России	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей	3.2, 8.1
ТР ТС 004/2011	О безопасности низковольтного оборудования	2.3.5

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

УТВЕРЖДАЮ
_____
(должность)
_____
(подпись / расшифровка подписи)
_____
(дата)

ПРОТОКОЛ
периодических испытаний (проверок) _____
(наименование продукции)

На периодические испытания (проверки) предъявлен (а)_____,
(наименование продукции)
изготовленный (ая) _____
(наименование предприятия-изготовителя)

Комиссия в составе:
председателя _____
(фамилия, инициалы, должность)
и членов комиссии: 1._____
(фамилия, инициалы, должность)
2._____,
(фамилия, инициалы, должность)
назначенная приказом (распоряжением) по _____
(наименование организации)
№ ____ от «____»_____, провела периодические испытания (проверку)
_____ в соответствии с ТУ 4231-005-43174012-2003.
(наименование продукции, заводской номер)
в период с_____ по _____.

В результате испытаний (проверки) комиссия установила следующие основные данные:

Раздел 1. Результаты проверки соответствия состава и комплектности _____ технической документации.
(наименование продукции)

Раздел 2. Данные и результаты испытаний (проверок) _____
(наименование продукции)
согласно ТУ 4231-005-43174012-2003.

Раздел 3. Данные и результаты проверки качества технологического процесса изготовления _____ и оснащенности производства.
(наименование продукции)

Раздел 4. Общая оценка качества _____
(наименование продукции)
и технологического процесса.

Раздел 5. Выводы и предложения.

Приложения.
Председатель комиссии: _____
(подпись / расшифровка подписи)
Члены комиссии: _____
(подпись / расшифровка подписи)
_____
(подпись / расшифровка подписи)

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Таблица В.1 – Перечень средств измерений, оборудования и вспомогательных средств, необходимых для контроля (испытаний) систем

Наименование и обозначение	Основные технические характеристики
Амперметр «Э350» ТУ 25-04-3147-76	Диапазон измерения переменного тока: от 1 до 300 А; класс точности: 1,5
Весы электронные «ПВ-30»	Пределы взвешивания: от 0 до 30 кг; погрешность: ±5 г
Вибростенд	Диапазон частоты: от 10 до 150 Гц; диапазон ускорения: от 2 до 50 м/с^2
Вольтметр «Э351» ТУ 25-04-3147-76	Диапазон измерений переменного напряжения: от 6 до 600 В; класс точности: 1,5
Гигрометр психрометрический «ВИТ-2»	Диапазон измерения относительной влажности от 20 до 90 %; диапазон измерения температуры от 15 °С до 40 °С; цена деления шкал термометров 0,2 °С; абсолютная допускаемая погрешность ±0,2 °С
Имитатор погружного блока «ИПБ-03.1»	Имитируемые параметры: сопротивление изоляции, давление, температура, виброускорение, расход жидкости
Имитатор погружного блока «ИПБ-07»	Имитируемые параметры: сопротивление изоляции, давление, температура, виброускорение, расход жидкости
Имитатор погружного блока «ИПБ-12»	Имитируемые параметры: сопротивление изоляции, давление, температура, виброускорение, расход жидкости
Стенд испытательный «ИС-05.1»	Диапазон рабочей температуры от 30 до 150 °С; диапазон рабочего давления от 0 до 60 МПа
Стенд «ИС-07»	Технологическая оснастка для испытания наземных блоков. Контролируемые параметры: сопротивление изоляции, давление, температура, виброускорение, расход жидкости. Интерфейсы обмена: RS-232, RS-485.
Климатокамера	Диапазон температур: от минус 60 до плюс 200 °С, погрешность ±1 °С; относительная влажность: от 10 до 100 %, погрешность: ±2 %
Мегаомметр ПрофКиП Е6-34	Испытательное напряжение до 5000 В Диапазон измерений 0…1000 ГОм Пределы допускаемой абсолютной погрешности ± (0,05·R + 5 е.м.р) Ом в диапазоне до 100 ГОм, ± (0,2·R + 5 е.м.р) Ом в диапазоне свыше 100 ГОм, где R – измеренное значение электрического сопротивления изоляции, е.м.р – единица младшего разряда
Персональный компьютер (ПК)	Процессор: рабочая частота: > 166 МГц; ОЗУ: 32 МБ; ОС Windows-98 (-ME,-XP)
Рулетка «РЗУЗП» ГОСТ 7502-98	Диапазон измерений от 0 до 3 м; погрешность измерения ±1 мм

Продолжение таблицы В.1

Наименование и обозначение	**Основные технические характеристики**
Стенд имитации транспортирования «СИТ-1М»	Ускорение 30 м/с^2; частота ударов от 1 до 120 в минуту; грузоподъемность 500 кг
Технологическое оборудование для проверки блоков ТМСПР	Диапазон воспроизведения расхода от 3 м^3/сут до 700 м^3/сут; диапазон испытательного давления до 70 МПа Погрешность измерения расхода ±0,5 % Погрешность задания давления: не более ±1 %
Установка поверочная автоматизированная УПВА (рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 2 разряда)	Диапазон воспроизведения расхода от 0,4 м^3/ч до 52 м^3/ч с основной относительной погрешностью ±0,3 %
Ударный стенд	Диапазон максимального ускорения: от 0 до 500 м/с^2; длительность импульса: от 0 до 6 мс
Установка высоковольтная измерительная (испытательная) УПУ-21/2	Выходное напряжение постоянного и переменного тока от 0 до 10 кВ. Пределы погрешности выходного напряжения постоянного и переменного тока не более ±3 %
Штангенциркуль «ШЦ-II-250-0,1» ГОСТ 166-89	Диапазон измерения от 0 до 250 мм; погрешность измерения ±0,1 мм
Примечание – Средства измерений и оборудование, указанные в перечне, могут быть заменены аналогичными, обеспечивающими требуемую точность измерения и параметры испытательных режимов	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(рекомендуемое)

Таблица Г.1 – Программа испытаний систем

Наименование испытаний (проверок)	Номера пунктов ТУ		Виды испытаний		
	Технические требования	Методы контроля	Приёмо-сдаточные	Периодические	Квалификационные
Проверка соответствия требованиям:					
- технической документации;	2.1.1	6.2	+	+	+
- внешнего вида и качества защитных и защитно-декоративных покрытий;	2.2.7	6.2	+	+	+
- комплекта поставки;	2.12	6.2	+	+	+
- маркировки;	2.13	6.2	+	+	+
- упаковки	2.14	6.2	+	+	+
Проверка на соответствие требованиям к интерфейсам и сигнализации	2.6, 2.8	6.8	+	+	+
Климатические испытания	2.2.1	6.3	–	+	+
Испытания на устойчивость к внешним воздействующим факторам:					
- виброустойчивость;	2.2.2	6.4	–	+	+
- вибрационные и ударные нагрузки	2.2.3	6.5	–	+	+
Проверка внешнего вида	2.2.7	6.2	+	+	+
Испытания электрической изоляции погружных блоков	2.4	6.6	+	+	+
Испытания электрической изоляции наземных блоков	2.4	6.6	–	+	+
Испытания на надёжность:					
- средняя наработка на отказ;	2.5.1 а	6.7.1	–	+	–
- полный средний срок службы;	2.5.1 б	6.7.2	–	+	–
- среднее время восстановления работоспособности	2.5.1 в	6.7.3	–	+	+
Проверка конструкции:					
- габаритные размеры;	2.7	6.9	–	+	+
- масса		6.10	–	+	+
Проверка работоспособности	2.1.2, 2.9	6.11	+	+	+
Проверка работоспособности при изменении напряжения питания	2.1.2, 2.3.1	6.12	–	+	+
Проверка потребляемой мощности	2.3.1	6.13	–	+	+
Проверка взаимозаменяемости систем	2.10, 2.1.2	6.14	–	+	+
Проверка погружных блоков на герметичность	2.11	6.15	+	+	+
Проверка работоспособности с моделированием условий передачи данных, близких к реальным	2.1.2, 2.9, 2.2.5, 2.2.6	6.16	–	+	+

Примечания:
1. Знак «+» означает, что испытания (проверки) проводят, знак «–» означает, что испытания (проверки) не проводят.
2. Последовательность испытаний (проверок) по усмотрению предприятия-изготовителя может быть изменена

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)

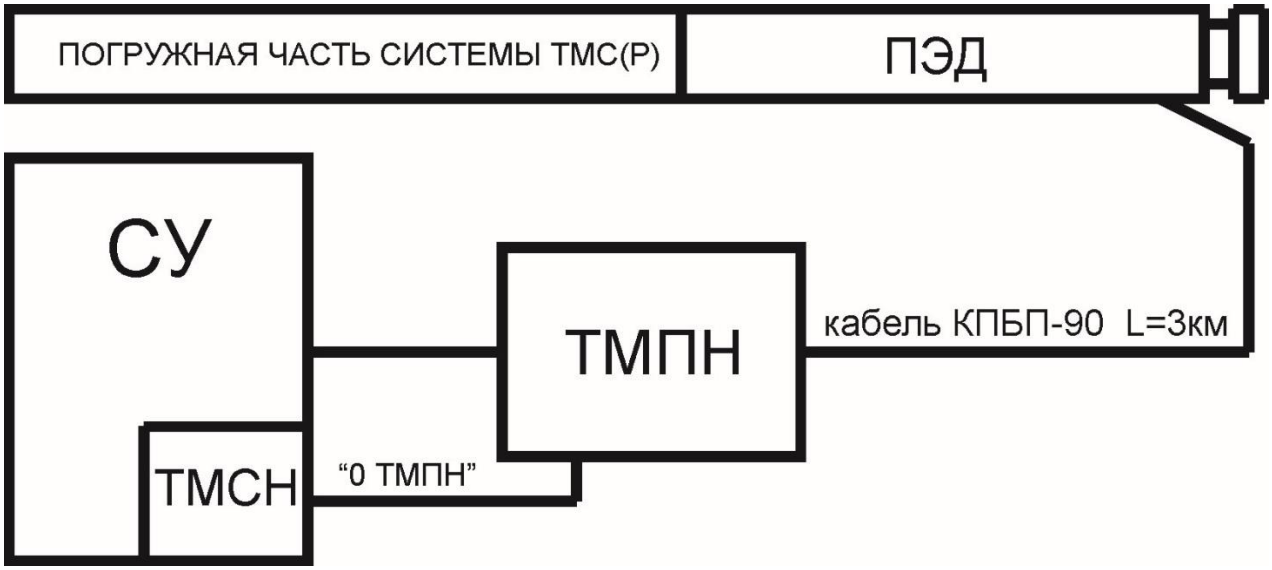


Рисунок Д.1 – Схема структурная проверки работоспособности системы погружной телеметрии с моделированием условий передачи данных, близких к реальным

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

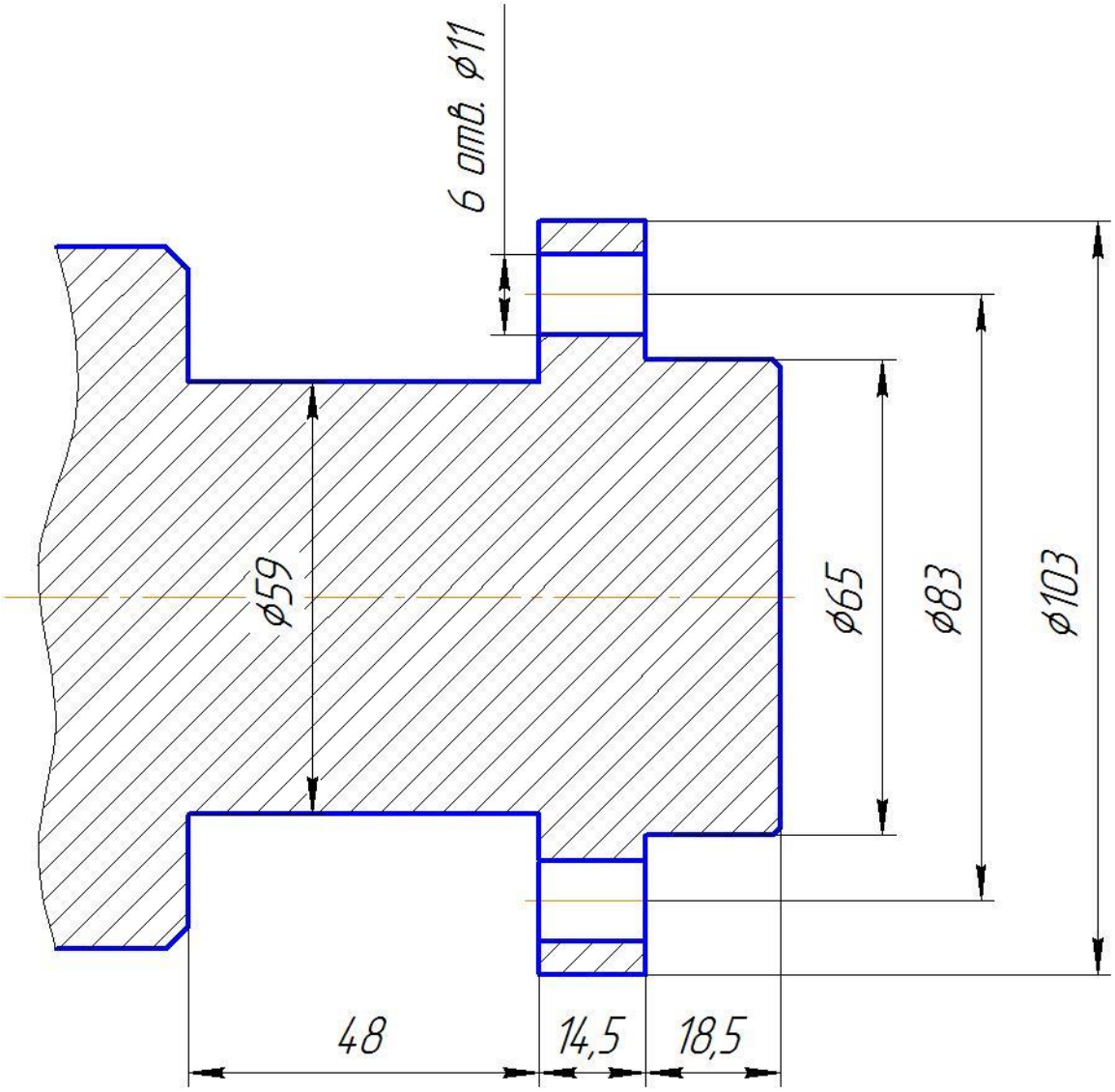


Рисунок Е.1 – Конструктивное исполнение **типа Б** нижней части погружного блока для присоединения технологического оборудования

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изменение	Номера листов				Всего листов в документе	№ документа	Входящий № сопроводительного документа и дата	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных					
1		2-27	28, 29		29	ЦТКД 192$^{1}/_{1}$-07			12.03.07
2		3				ЦТКД 212$^{1}/_{1}$-07			05.04.07
3		8				ЦТКД 239$^{1}/_{1}$-07			03.05.07
4		2-5, 7-9, 12, 14-16, 20, 21 , 26, 28				ЦТКД 284$^{1}/_{1}$-07			26.06.07
5		3, 4, 5, 9				ЦТКД 299$^{1}/_{1}$-07			12.07.07
6		7, 9, 19, 22				ЦТКД 342$^{1}/_{1}$-07			10.09.07
7		8				ЦТКД 475$^{1}/_{1}$-08			07.08.08
8		5, 7, 9				ЦТКД 484$^{1}/_{1}$-08			13.02.08
9		3-6				ЦТКД 557$^{1}/_{1}$-08			25.04.08
10		4, 5, 6				ЦТКД 568$^{1}/_{1}$-08			08.05.08
11		4-9				ЦТКД 572$^{1}/_{1}$-08			15.05.08
12		5				ЦТКД 679$^{1}/_{1}$-08			17.09.08
13		1-29	30-62		62	ЦТКД 1407$^{1}/_{1}$-11			11.01.11
14		6, 7, 9, 17, 18, 19, 27, 32, 33				ЦТКД 1456$^{1}/_{1}$-11			10.02.11
15		50				ЦТКД 1521$^{1}/_{1}$-11			04.04.11
16		2,5-7, 9, 10, 62	63		63	ЦТКД 1575$^{1}/_{1}$-11			30.05.11
17		6, 9, 11, 17, 18, 19, 20, 30, 31				ЦТКД 1632$^{1}/_{1}$-11			28.07.11
18		6, 9, 25, 26				ЦТКД 1701$^{1}/_{1}$-11			18.11.11
19		6, 9, 11, 17, 19				ЦТКД 1763$^{1}/_{1}$-12			19.01.12
20		6, 9, 11, 26, 30, 31, 49				ЦТКД 1836 $^{1}/_{1}$-12			11.04.12
21		6, 9, 26, 31, 34, 43				ЦТКД 1888 $^{1}/_{1}$-12			13.06.12
22		17-21, 26, 30				ЦТКД 2181 $^{1}/_{1}$-13			18.07.13
23		1-63	64-79		79	ЦТКД 2594$^{1}/_{1}$-14			19.08.14
24		1-79	80-89		89	ЦТКД 3000$^{1}/_{1}$-15			30.06.15
25		7,31,32,56,61,78,82,86				ЦТКД 3102$^{1}/_{1}$-15			21.09.15
26		3-6,11-17,20-24,28,33,38-46, 49,50,51,54,56,57,59,69,74,82				ЦТКД 3223$^{1}/_{1}$-16			03.02.16
27		54,56,57,59,69374,82				ЦТКД 3256$^{1}/_{1}$-16			08.02.16
28		17,27,28,39,42,50,51,53,55,56, 58,71				ЦТКД 3392$^{1}/_{1}$-16			08.06.16
29		55,70,71,72,81				ЦТКД 3403$^{1}/_{1}$-16			20.06.16
30		6,20,34-38, 44,50,51,53,54,56,72			89	ЦТКД3507 $^{1}/_{1}$-16			10.10.16
31		1-89	90		90	ЦТКД3949 $^{1}/_{1}$-17			22.11.17
32		51			90	ЦТКД4032$^{1}/_{1}$-18			31.01.18
33		1-90	91		91	ЦТКД4539$^{1}/_{1}$-19			14.06.19
34		61,62				ЦТКД4640$^{1}/_{1}$-19			09.09.19