

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак	-	031	71814-18	-	-	МП 206.1-114-2018	-	Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
2.	Анализаторы автоматические глюкозы и лактата	серии SUPER GL, варианты исполнения: SUPER GL и SUPER GL compact	-	74068-19	-	-	МП 051.Д4-18	-	Акционерное общество «ДИАКОН-ДС» (АО «ДИАКОН-ДС»), г. Пушкино, Московская обл.	ФГУП «ВНИИОФИ», г. Москва
3.	Термопреобразователи сопротивления	TBTD	-	77839-20	-	-	ГОСТ 8.461-2009	-	Фирма «Techno Controls», Индия	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино»	-	01	79833-20	-	НА.ГНМЦ.0413-19	-	НА.ГНМЦ.0413-22	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

5.	Система измерений количества и показателей качества нефти резервная для СИКН №733 ПСП «Козьмино»	-	01	79834-20	-	НА.ГНМЦ.0414-19	-	НА.ГНМЦ.0414-22	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
6.	Преобразователи давления измерительные	ПД180	-	84620-22	Общество с ограниченной ответственностью «Производственное Объединение ОВЕН» (ООО «Производственное Объединение ОВЕН»), Тульская область, г. Богородицк	-	КУВФ.406233.41МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Производственное Объединение ОВЕН» (ООО «Производственное Объединение ОВЕН»), Тульская область, г. Богородицк	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Регистрационный № 71814-18

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), встроенное в УСПД.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД оснащено собственным резервным устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и источником времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 031.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
9	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Ермак	СТІG кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное I цепь	СТІG кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
16	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное II цепь	СТІG кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
23	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
24	КЛ 10 кВ Резерв яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
25	КЛ 10 кВ Резерв яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
35	1В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
36	1В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
37	2В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
38	2В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-III кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
40	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I цепь	СТIG кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская II цепь	CTIG кл. т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
42	КВЛ 110 кВ Ермак-ГТЭС	CTIG кл. т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
43	КВЛ 110 кВ Ермак - 3ГТЭС	CTIG кл. т. 0,2S КТТ = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
44	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява I цепь	CTIG кл.т. 0,2S КТТ = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 КТН = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
45	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява II цепь	CTIG кл.т. 0,2S КТТ = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 КТН = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
46	КВЛ 220 кВ Ермак- Исконная	CTIG кл.т. 0,2S КТТ = 750/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 КТН = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,7	0,7
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,1	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,6	3,2	2,3	2,3
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,3	0,9	0,9
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,0	2,2	1,6	1,6
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	2,1	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,3	1,3
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,3	2,3
	0,5	5,8	3,5	2,8	2,8
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,1	1,9	1,6	1,6
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,3	3,8	3,5	3,5
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,3	3,7	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТІG	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТТН-Ш	12
Трансформатор напряжения	SVR-20	3
Трансформатор напряжения	SVTR-10С	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Формуляр	П2200917-У.592-2012/ФСК/УСП/ПИР-03.042-АКУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак» аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 40, 41», аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 42, 43», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г. и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов №№ 44-46», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес»
(ООО «Велес»)
ИНН 6671394192
Адрес: 620146, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69
Телефон: +7 (902) 274-90-85
E-mail: veles-ek209@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Регистрационный № 74068-19

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы автоматические глюкозы и лактата серии SUPER GL, варианты исполнения: SUPER GL и SUPER GL compact

Назначение средства измерений

Анализаторы автоматические глюкозы и лактата серии SUPER GL, варианты исполнения: SUPER GL и SUPER GL compact (далее – анализаторы) предназначены для измерений молярной концентрации глюкозы и лактата электрохимическим методом в гемолизированных пробах крови (капиллярной, венозной или артериальной крови; сыворотке, плазме; спинномозговой жидкости).

Также, вариант исполнения SUPER GL compact предназначен для измерений массовой концентрации гемоглобина фотометрическим методом.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов при определении глюкозы и лактата основан на измерении силы тока, протекающего через биосенсор, контактирующий с пробой биожидкости через многослойную мембрану с иммобилизованными ферментами (глюкоксидаза и лактоксидаза), катализирующими разложение глюкозы и лактата до перекиси водорода. Измеренные параметры пересчитываются в концентрацию определяемого вещества по градуировочной зависимости, которая устанавливается перед проведением каждой партии проб.

Принцип действия анализаторов варианта исполнения SUPER GL compact в режиме определения гемоглобина в крови основан на измерении коэффициента поглощения пробы. Зависимость поглощения от концентрации гемоглобина описывается законом Бугера-Ламберта-Бера, в соответствии с которым поглощение прямо пропорционально концентрации вещества.

Анализаторы состоят из модуля анализа (анализатор) и встроенного модуля управления.

В модуль анализа входят ротор для проб/реагентов, заборник (устройство внесения проб и реагентов), реакционный ротор, реакционный отсек, мешалка, смывочное устройство, устройство для охлаждения реагентов и фотометрическая система.

Модуль управления (сенсорный дисплей и принтер), на котором установлено программное обеспечение, отвечающее за работу анализатора, предназначен для управления работой модуля анализа, отображения результатов его работы и распечатывания отсчетов.

Анализаторы выпускаются в следующих вариантах исполнения: SUPER GL и SUPER GL compact, которые отличаются наличием в варианте исполнения SUPER GL compact сенсора для измерений массовой концентрации гемоглобина; программным обеспечением, габаритными размерами, массой.

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на заднюю сторону корпуса анализаторов.

Общий вид анализатора варианта исполнения SUPER GL представлен на рисунке 1; варианта исполнения SUPER GL compact - на рисунке 2; схема пломбировки анализаторов от несанкционированного доступа представлена на рисунках 1 и 2; схема нанесения маркировки – на рисунке 3 и 4.



Рисунок 1 - Общий вид анализатора варианта исполнения SUPER GL



Рисунок 2 - Общий вид анализатора варианта исполнения SUPER GL compact

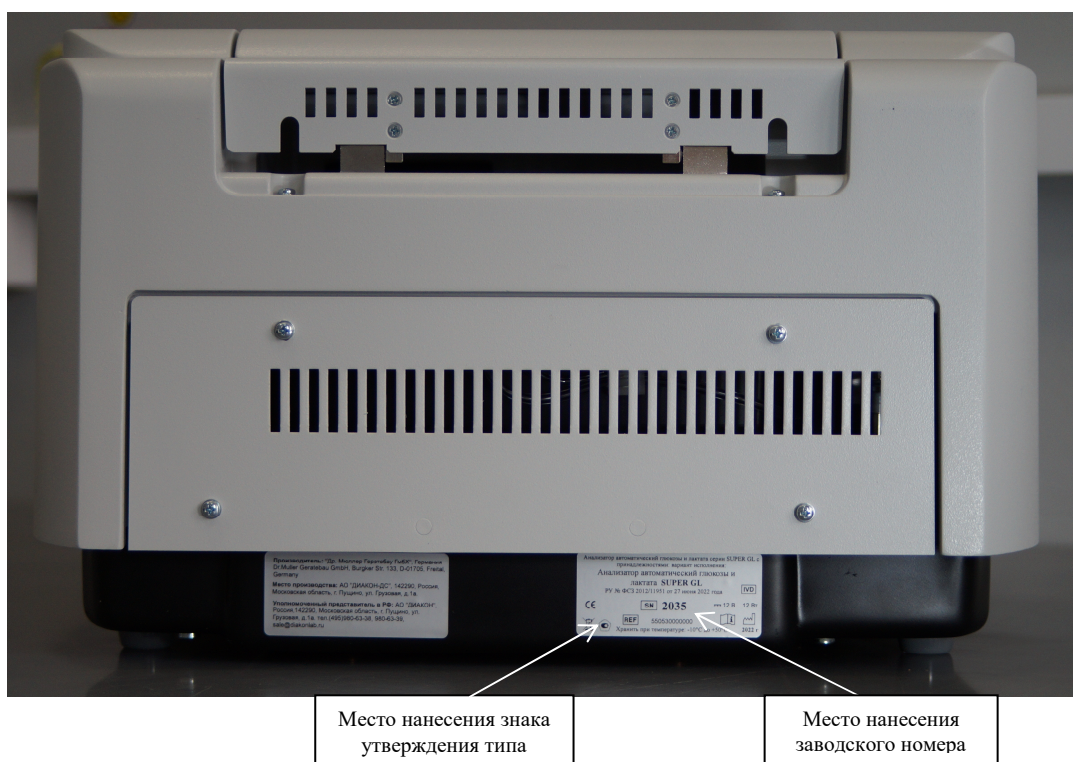


Рисунок 3 – Схема нанесения маркировки на анализатор вариант исполнения SUPER GL



Рисунок 4 – Схема нанесения маркировки на анализатор вариант исполнения SUPER GL compact

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) предназначено для управления анализатором, обработки информации, полученной в процессе проведения измерений, хранения результатов измерений.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 - 2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО анализаторов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО варианта исполнения SUPER GL

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 11.2с*(м)
Цифровой идентификатор ПО	Данные являются собственностью производителя и являются защищёнными для доступа дилера и пользователей

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО варианта исполнения SUPER GL compact

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	COMPACT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.1a
Цифровой идентификатор ПО	Данные являются собственностью производителя и являются защищёнными для доступа дилера и пользователей

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики анализаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений молярной концентрации, ммоль/л - глюкозы - лактата	от 4 до 30 от 2,5 до 25,0
Диапазон измерений массовой концентрации гемоглобина (для варианта исполнения SUPER GL compact), г/л	от 95 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении молярной концентрации глюкозы и лактата, массовой концентрации гемоглобина (для варианта исполнения SUPER GL compact), %	± 10

Таблица 4 – Основные технические характеристики анализаторов

Наименование характеристики	Значение
Напряжение электропитания, В	12
Потребляемая мощность, Вт	12
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более: - вариант исполнения SUPER GL - вариант исполнения SUPER GL compact	365x225x435 200x170x150
Масса (без комплекта принадлежностей), кг, не более: - вариант исполнения SUPER GL - вариант исполнения SUPER GL compact	8,0 1,7
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха (без конденсации), % - атмосферное давление, кПа	от + 15 до + 35 от 30 до 75 от 85 до 105

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководств по эксплуатации анализаторов типографским способом и корпус анализаторов методом сеткографии.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность варианта исполнения SUPER GL

Наименование	Обозначение	Количество, не более
анализатор вариант исполнения SUPER GL	-	1 штука
сетевой кабель	-	1 штука
адаптер электропитания анализатора и термопринтера	-	1 штука
термопринтер	-	1 штука
кабель термопринтера	-	1 штука
дополнительный адаптер термопринтера	-	1 штука
термобумага	-	1 штука
Руководство по эксплуатации	-	1 экземпляр

Таблица 6 – Комплектность варианта исполнения SUPER GL compact

Наименование	Обозначение	Количество, не более
анализатор вариант исполнения SUPER GL compact	-	1 штука
сетевой кабель	-	1 штука
адаптер электропитания анализатора и термопринтера	-	1 штука
термопринтер	-	1 штука
кабель термопринтера	-	1 штука
термобумага	-	1 штука
операционная карта	-	1 штука
арматура блока контейнеров	-	1 штука
блок контейнеров	-	1 штука
сенсор (для определения гемоглобина)	-	1 штука
каретка	-	1 штука
EDP-кабель (опционально)	-	1 штука
Руководство по эксплуатации	-	1 экземпляр

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе Руководство по эксплуатации «Анализатор автоматический глюкозы и лактата серии SUPER GL вариант исполнения: SUPER GL» п. 4 «Измерение», Руководство по эксплуатации «Анализатор автоматический глюкозы и лактата серии SUPER GL вариант исполнения: SUPER GL compact» п. 4.6 «Измерения».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 50444-2020 Приборы, аппараты и оборудование медицинские. Общие технические требования;

Техническая документация - стандарт предприятия АО «ДИАКОН-ДС».

Изготовитель

Акционерное общество «ДИАКОН-ДС»

(АО «ДИАКОН-ДС»)

ИНН 5039006370

Адрес: 142290, Московская область, г. Пущино, ул. Грузовая, д. 1А

Телефон: +7 (495) 980-63-38, факс: +7 (495) 980-63-39

Web-сайт: www.diakon-ds.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»

(ФГУП «ВНИИОФИ»)

ИНН 7702038456

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-56-33; факс +7 (495) 437-31-47

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30003-14.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Регистрационный № 77839-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления TBTD

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления TBTD (далее по тексту – термопреобразователи или ТС) предназначены для измерений температуры подшипников электродвигателей.

Описание средства измерений

Принцип действия ТС основан на зависимости электрического сопротивления материала чувствительного элемента (ЧЭ) от температуры окружающей среды.

ТС выпускаются в следующих модификациях TBTD-H, TBTD-I, TBTD-J, TBTD-K, TBTD-L, TBTD-N, TBTD-O, TBTD-Q, отличающихся конструктивным исполнением и массо-габаритными параметрами. ТС состоит из ЧЭ, выполненного металлической платиновой проволоки или пленки, нанесенной на диэлектрическую подложку, с выводами для крепления соединительных проводов образующих единую конструкцию и имеет известную зависимость электрического сопротивления от температуры. Монтаж на объекте измерений осуществляется путем зажатия между обмотками двигателя генератора. ЧЭ ТС распространяется по всей поверхности для измерения средней температуры.

Термопреобразователи выпускаются с 2-х, 3-х и 4-х проводной схемой подключения.

Серийные номера в виде буквенно-цифрового обозначения наносятся на информационную этикетку, закрепленную на кабель средства измерений методом печати, закрепленную на кабель средства измерений.

Опломбирование ТС изготовителем не предусмотрено.

Общий вид ТС приведен на рисунке 1.

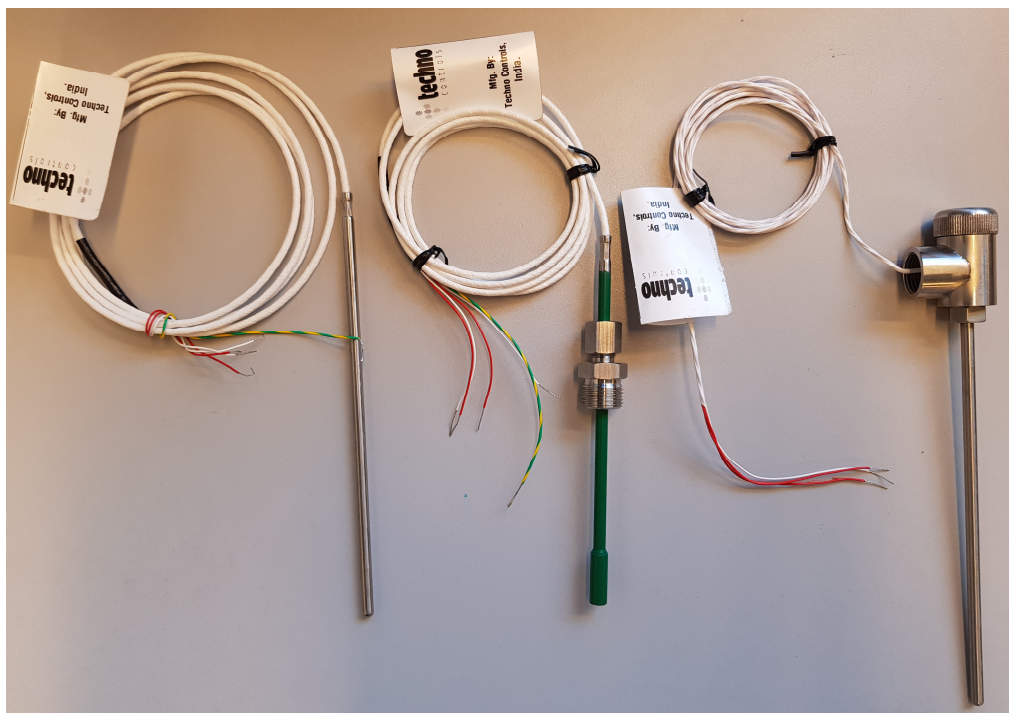


Рисунок 1 – Общий вид ТС

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики термопреобразователей приведены в таблицах 1-2

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -50 до +180
Класс допуска ТС по ГОСТ 6651-2009	AA, A, B
Пределы допускаемого отклонения сопротивления ТС в температурном эквиваленте (допуск) по ГОСТ 6651-2009: - для AA; - для A; - для B	$\pm(0,1+0,0017 t)$ $\pm(0,15+0,002 t)$ $\pm(0,3+0,005 t)$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условное обозначение номинальной статической характеристики (НСХ) преобразования по ГОСТ 6651-2009	Pt100, Pt1000
Температурный коэффициент ТС α , °C ⁻¹	0,00385; 0,00391
Время термической реакции ТС, с, не более	15*
Электрическое сопротивление изоляции при температуре от +15 до +35 °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80%, МОм (при 100 В), не менее	100
Максимальный измерительный ток, мА	10
Количество ЧЭ, шт.	1 или 2

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации термодатчиков: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации), %	от –50 до +180 от 20 до 95
Габаритные размеры, мм: Длина монтажной части - TBTD-H - TBTD-I - TBTD-J - TBTD-K - TBTD-L - TBTD-N - TBTD-O, TBTD-Q Диаметр монтажной части - TBTD-H - TBTD-I - TBTD-J - TBTD-L, TBTD-N - TBTD-O, TBTD-Q	 от 19 до 101 от 72 до 703 от 60 до 100 от 17 до 353 от 95 до 1005 от 45 до 205 от 47 до 1003 от 5,8 до 10,2 от 4,8 до 10,2 от 7,8 до 10,2 от 5,8 до 15,2 от 4,5 до 15,5
Маркировка взрывозащиты ¹⁾	Ex ia IIC Ga U Ex eb IIC Gb U
Масса, не более, кг	5
Срок эксплуатации лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Примечание ¹⁾ – в зависимости от заказа	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность термопреобразователей приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект поставки термопреобразователей сопротивления TBTD

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователь сопротивления TBTD - *	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	TBTD.01.001.РЭ	1 экз.
Примечание - * в зависимости от заказа		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Порядок монтажа и эксплуатации датчика» документа TBTD.01.001.РЭ «Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;
ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля.
Методика поверки;
ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия;
Стандарт предприятия «Techno Controls», Индия.

Изготовитель

Фирма «Techno Controls», Индия
Адрес: 54/1, Survey No. 299, Meladi Estate, Near Gota Railway Crossing, Gota, Ahmedabad –
382481, Gujarat, India
Телефон: +91-99099 25234
Факс: +91-2717-241315, 241312
E-mail: info@technocontrols.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ»
(ООО «ИНЭКС СЕРТ»)
ИНН 7714899700
Адрес: 125315, г. Москва, ул. Часовая, д.9А, помещение 27А
Телефон: +7 (495) 664-23-42
Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>
E-mail: info@inexcert.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312302.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Регистрационный № 79833-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №733
ПСП «Козьмино»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным способом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из 9 рабочих измерительных линий (ИЛ), 3 резервных ИЛ и одной контрольной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 1-10)	38725-08
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду от 2” до 16” (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 11-12)	16128-10
Счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3 (далее – ЭПР), (входит в состав линии № 13)	53302-13
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным входным сигналом ТСПУ, модели 65-644	27129-04
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	81438-21
Контроллер программируемый Siemens S7-400	15773-06

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- КМХ рабочего ПР с помощью ЭПР, применяемого в качестве контрольного;
- КМХ и поверка ПР рабочего и ЭПР с применением ПУ.

Заводской номер СИКН наносится на табличку, установленную на СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ПК «Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.48
Цифровой идентификатор ПО	1990	CC39FD86
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 385 до14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-82	ИК силы тока	82 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	$\pm 0,04$ % (относительная)
83-90	ИК частоты	8 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	$\pm 0,001$ (относительная)
91-116	ИК количества импульсов	26 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	(диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	± 1 (абсолютная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$400 \pm 40 / 230 \pm 23$ 50 ± 1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Измеряемая среда со следующими параметрами: Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – вязкость кинематическая, мм ² /с	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 830 до 890 от 0,3 до 1,6 от -8* до +50 1,0 от 4,5 до 60,0
Примечание * – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5°С. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5°С до +50°С.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино», зав. № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 1024-2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино», ФР.1.28.2020.37214.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» сентября 2022 г. № 2385

Регистрационный № 79834-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти резервная для СИКН № 733 ПСП «Козьмино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти резервная для СИКН № 733 ПСП «Козьмино» (далее – РСИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия РСИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов РСИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

РСИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из 1 измерительной линии (ИЛ), системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ). Монтаж и наладка РСИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на РСИКН и ее компоненты.

РСИКН установлена последовательно с системой измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» в связи с чем предусмотрена возможность измерения массы брутто нефти с применением результатов измерений плотности нефти блоке измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» СИ указанными в таблице 1.

В состав РСИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав РСИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным входным сигналом ТСПУ, модели 65-644	27129-04
Контроллер измерительный FloBoss S600+	81438-21

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав РСИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

РСИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа);
- поверку и контроль метрологических характеристик ультразвукового расходомера с помощью стационарной трубопоршневой поверочной установки и турбинных преобразователей расхода, используемых в качестве компараторов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах).

Заводской номер РСИКН наносится на табличку, установленную на РСИКН.

Нанесение знака поверки на РСИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСИКН.

Программное обеспечение

РСИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сторос».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ПК «Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.48
Цифровой идентификатор ПО	1990	CC39FD86
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 700 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,6

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-12	ИК силы тока	12 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (относительная)
13, 14	ИК частоты	2 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,001 (относительная)
15	ИК количества импульсов	1 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	(диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 (абсолютная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от -50 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы РСИKN	периодический, автоматизированный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – вязкость кинематическая, мм ² /с	от 830 до 890 от 0,3 до 1,6 от -8* до +50 1,0 от 4,5 до 60,0
П р и м е ч а н и е * – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5°С. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5°С до +50°С.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации РСИKN типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти резервная для СИKN № 733 ПСП «Козьмино», зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 1025-2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений резервной системой измерений количества и показателей качества нефти № 733 ПСП «Козьмино», ФР.1.28.2020.37215.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.589-2007 ГСИ. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления измерительные ПД180

Назначение средства измерений

Преобразователи давления измерительные ПД180 (далее – преобразователи) предназначены для измерений абсолютного давления, избыточного давления, вакуумметрического давления, избыточно-вакуумметрического давления и гидростатического давления жидкостей, газов и пара и преобразований измеренных значений давления в унифицированный аналоговый выходной сигнал силы или напряжения постоянного тока и (или) цифровой выходной сигнал, а также отображения измеренного значения давления на встроенном индикаторе.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей заключается в измерении давления среды, воздействующего на чувствительный элемент преобразователей. Чувствительным элементом преобразователей является тензорезистивный элемент.

Конструктивно преобразователи состоят из сенсорного модуля с тензорезистивным чувствительным элементом и микропроцессорного модуля.

Измеряемое давление подается в камеру сенсорного модуля, деформация его чувствительного элемента (мембраны, механически воздействующей на диэлектрик, на котором размещена тензочувствительная полупроводниковая схема из четырех кремниевых тензорезисторов, соединенных в мост Уитсона) преобразуется в изменение электрического сопротивления постоянному току тензорезисторов, которое преобразуется микропроцессорным модулем в унифицированный аналоговый выходной сигнал силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, с возможностью наложения частотно-модулированного сигнала – HART-протокола передачи данных, или напряжения постоянного тока в диапазонах от 0 до 5 В, от 0,4 до 5,5 В, от 0 до 10 В, от 0,5 до 4,5 В, от 0,4 до 2 В, а также в цифровой выходной сигнал по интерфейсам RS-485 и Ethernet.

Преобразователи в зависимости от конструктивного исполнения могут быть оснащены встроенным индикатором: 4-х разрядным светодиодным цифровым индикатором или жидкокристаллическим дисплеем.

Преобразователи предназначены для измерения давления сред, по отношению к которым материалы преобразователей, контактирующие с измеряемой средой, являются коррозионностойкими.

Преобразователи имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь».

Преобразователи выпускаются в исполнениях, отличающихся типом измеряемого давления, верхним пределом преобразований/измерений давления, пределами допускаемой основной погрешности, материалом мембраны, способом присоединения к измерительному процессу, типом выходного сигнала, исполнением корпуса, типом электрического подключения, наличием взрывозащищенного исполнения.

Структура условного обозначения исполнений преобразователей приведена на рисунке 1.

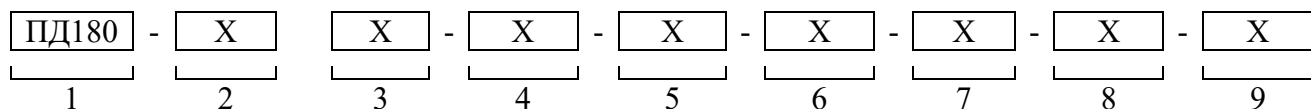


Рисунок 1 – Структура условного обозначения исполнений преобразователей

Таблица 1 – Расшифровка структуры условного обозначения исполнений преобразователей

Позиция	Код	Описание
1	ПД180	Обозначение наименования преобразователей
2	ДИ ДА ДВ ДИВ ДГ	Обозначение типа измеряемого давления: ДИ – избыточное давление; ДА – абсолютное давление; ДВ – вакуумметрическое давление; ДИВ – избыточно-вакуумметрическое давление; ДГ – гидростатическое давление.
3	0,001 0,01 0,0125 0,016 0,02 0,0025 0,03 0,04 0,05 0,06 0,08 0,1 0,15 0,16 0,25 0,3 0,4 0,5 0,6 0,9 1 1,5 1,6 2,4 2,5 4	Верхний предел преобразований (далее – ВПП)/измерений (далее – ВПИ)* давления: 0,001 – 0,001 МПа; 0,01 – 0,01 МПа; 0,0125 – 0,0125 МПа; 0,016 – 0,016 МПа; 0,02 – 0,02 МПа; 0,0025 – 0,025 МПа; 0,03 – 0,03 МПа; 0,04 – 0,04 МПа; 0,05 – 0,05 МПа; 0,06 – 0,06 МПа; 0,08 – 0,08 МПа; 0,1 – 0,1 МПа; 0,15 – 0,15 МПа; 0,16 – 0,16 МПа; 0,25 – 0,25 МПа; 0,3 – 0,3 МПа; 0,4 – 0,4 МПа; 0,5 – 0,5 МПа; 0,6 – 0,6 МПа; 0,9 – 0,9 МПа; 1 – 1,0 МПа; 1,5 – 1,5 МПа; 1,6 – 1,6 МПа; 2,4 – 2,4 МПа; 2,5 – 2,5 МПа; 4 – 4,0 МПа.
4	0,15 0,20 0,25 0,35 0,40 0,50 0,60 1,00 1,50	Пределы допускаемой приведенной (к ВПП/ВПИ) основной погрешности преобразований/измерений давления: 0,15 – $\pm 0,15$ %; 0,20 – $\pm 0,2$ %; 0,25 – $\pm 0,25$ %; 0,35 – $\pm 0,35$ %; 0,40 – $\pm 0,4$ %; 0,50 – $\pm 0,5$ %; 0,60 – $\pm 0,6$ %; 1,00 – ± 1 %; 1,50 – $\pm 1,5$ %.
5	St Ce	Материала мембраны: St – нержавеющая сталь; Ce – керамика;

Позиция	Код	Описание
	Si	Si – открытый кристалл.
6	00 01 02 03 11 12 21 22 23 31 32 33 34 35	Способ присоединения к измерительному процессу: 00 – отсутствует; 01 – резьба M20×1,5 по ГОСТ 8724-2002; 02 – резьба G1/2 по ГОСТ 6357-81 и ГОСТ 6211-81; 03 – резьба G1/4 по ГОСТ 6357-81 и ГОСТ 6211-81; 11 – резьба G1/2 по ГОСТ 6357-81 и ГОСТ 6211-81 (открытая мембрана); 12 – M24×1,5 по ГОСТ 8724-2002; (открытая мембрана); 21 – DN15 (20) Clamp DIN 32676; 22 – DN25 (32, 40) Clamp DIN 32676; 23 – DN50 Clamp DIN 32676; 31 – DN20 DIN 11851; 32 – DN25 DIN 11851; 33 – DN32 DIN 11851; 34 – DN40 DIN 11851; 35 – DN50 DIN 11851.
7	И1 И2 И3 У1 У2 У3 У4 У5 RS Et	Тип выходного сигнала: И1 – от 4 до 20 мА по 2-х проводной схеме подключений; И2 – от 4 до 20 мА по 3-х проводной схеме подключений; И3 – от 4 до 20 мА с наложением частотно-модулированного сигнала – HART-протокол; У1 – от 0 до 10 В по 3-х проводной схеме подключений; У2 – от 0 до 5 В по 3-х проводной схеме подключений; У3 – от 0,4 до 5,5 В по 3-х проводной схеме подключений; У4 – от 0,5 до 4,5 В по 3-х проводной схеме подключений; У5 – от 0,4 до 2,0 В по 3-х проводной схеме подключений; RS – интерфейс передачи данных RS-485 с протоколом Modbus; Et – Ethernet.
8	A1 B1 B2 C.010 RJ K1 КИ1 КИ2	Исполнение корпуса или тип электрического подключения: A1 – EN175301-803 форма А; B1 – M12×1 прямой; B2 – M12×1 угловой; C.010 – кабельный ввод (герметичное исполнение IP68); RJ – RJ-45; K1 – полевой корпус; КИ1 – полевой корпус с цифровым индикатором (жидкокристаллический дисплей); КИ2 – полевой корпус с цифровым индикатором (4-х разрядный светодиодный цифровой индикатор).
9	отсутствует EXI	Взрывозащищенное исполнение: общепромышленное исполнение; искробезопасная электрическая цепь.
* Для преобразователей вакуумметрического давления приведено абсолютное значение ВПП/ВПИ давления.		

Заводской номер наносится на корпус преобразователей методом гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид преобразователей с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунках 2 – 12. Нанесение знака поверки на преобразователи в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) приборов не предусмотрено.



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с типом электрического подключения А1 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с типом электрического подключения В1 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 4 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с типом электрического подключения В2 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера



исполнения с типами измеряемого давления
ДИ, ДА, ДВ, ДИВ

исполнение с типом измеряемого давления ДГ

Рисунок 5 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с типом электрического подключения С.010 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

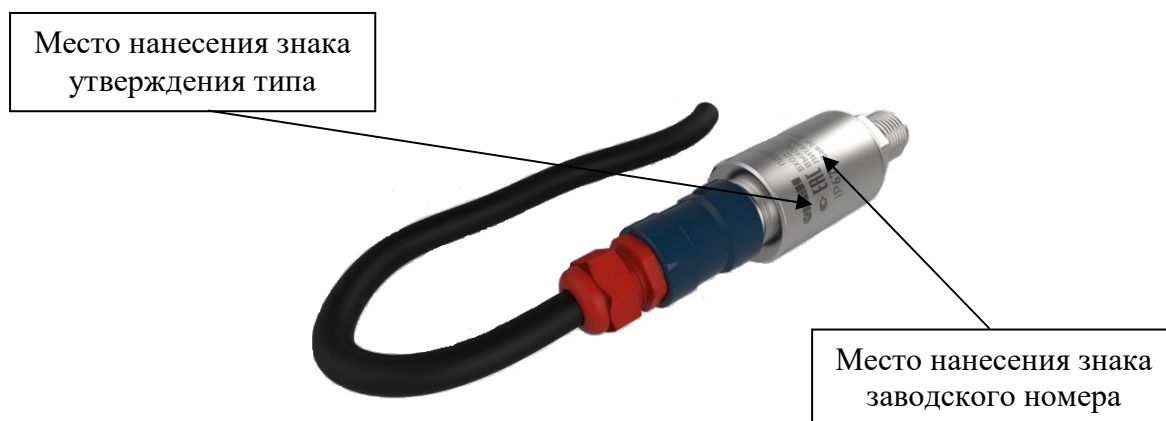


Рисунок 6 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с типом электрического подключения RJ с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

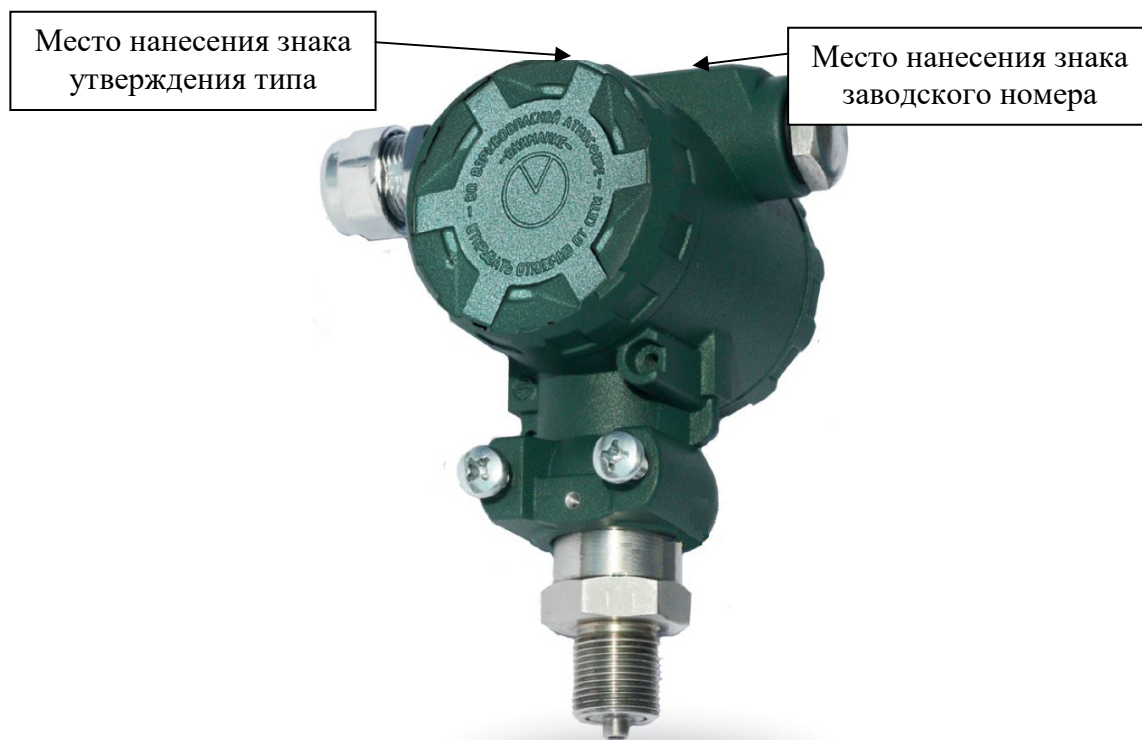


Рисунок 7 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с исполнением корпуса и типом электрического подключения К1 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

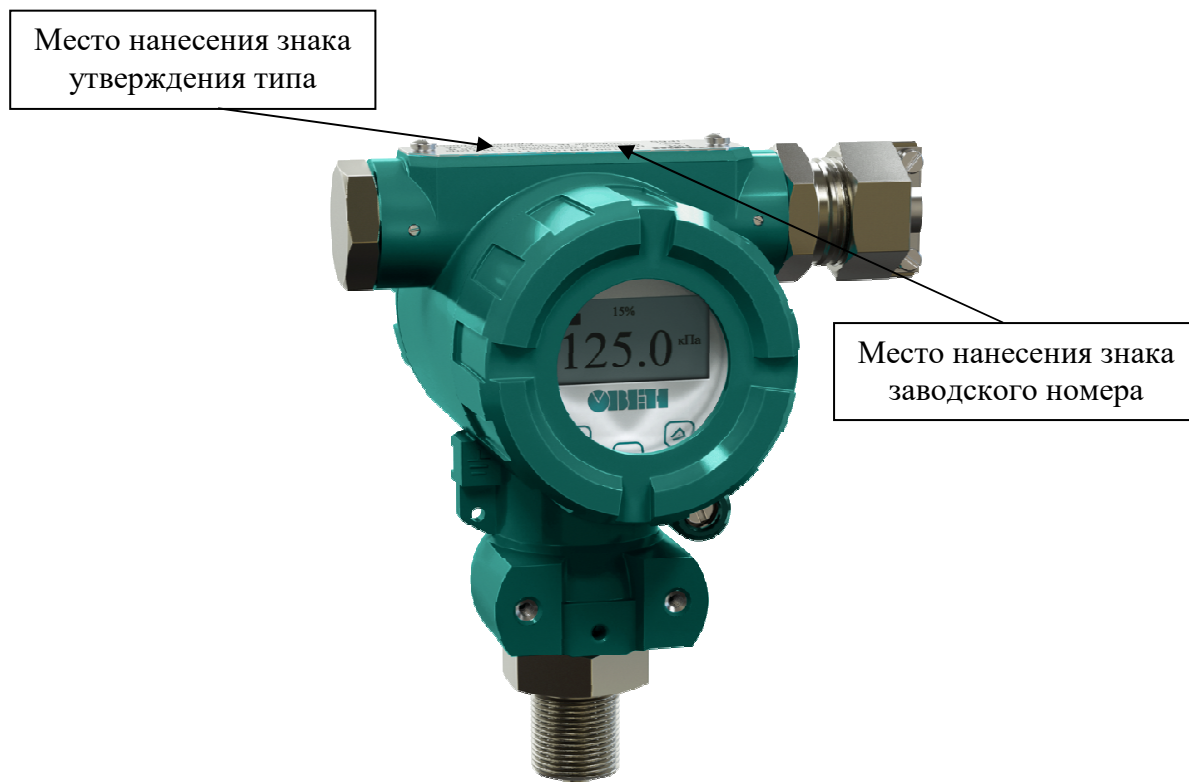


Рисунок 8 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с исполнением корпуса и типом электрического подключения КИ1 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

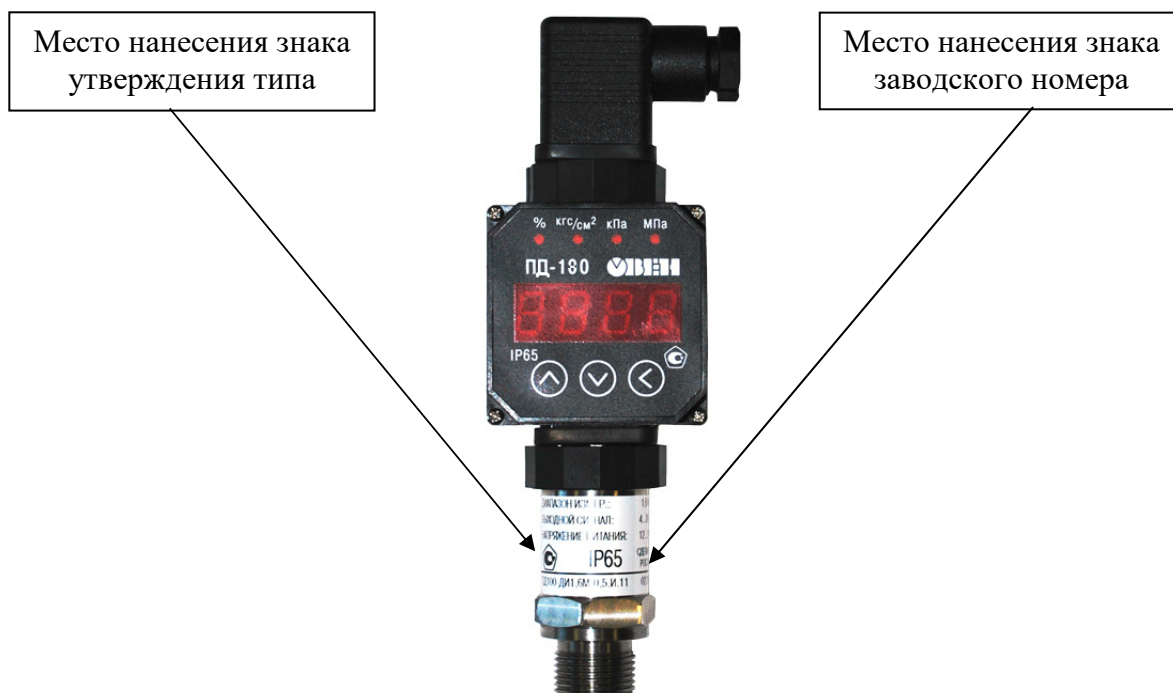


Рисунок 9 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 с исполнением корпуса и типом электрического подключения КИ2 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

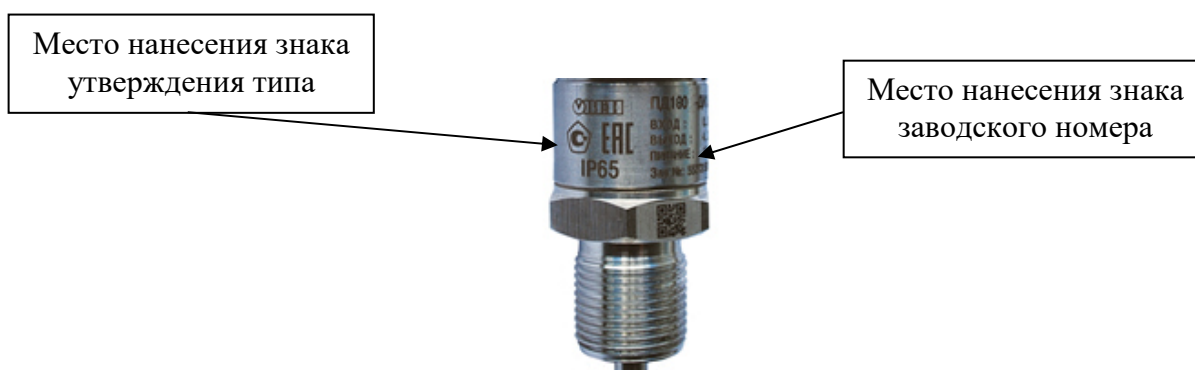


Рисунок 10 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 со способом присоединения к измерительному процессу с помощью резьбы по ГОСТ 8724-2002, ГОСТ 6357-81, ГОСТ 6211-81 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

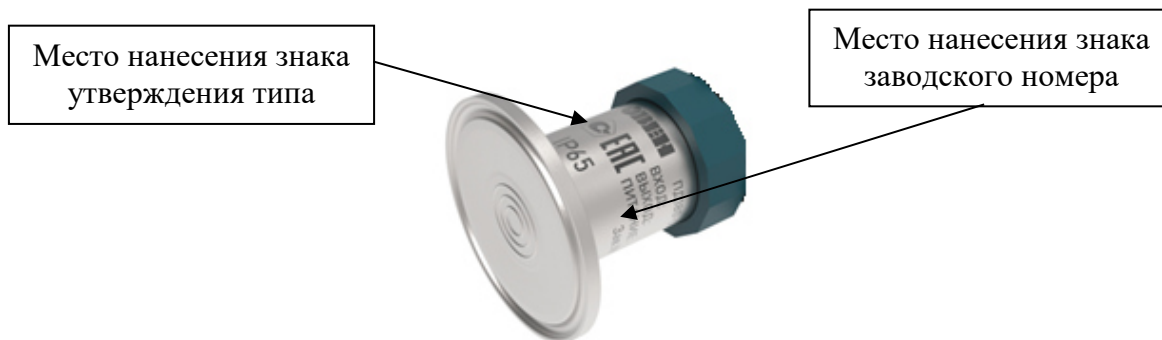


Рисунок 11 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 со способом присоединения к измерительному процессу в соответствии с DIN 32676 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

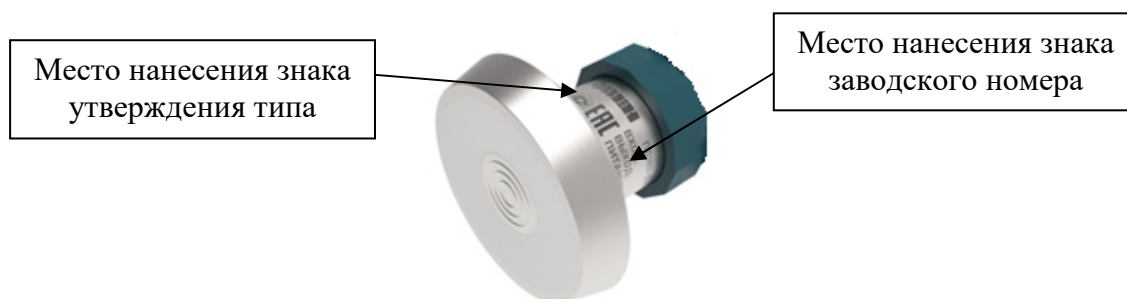


Рисунок 12 – Общий вид преобразователей давления измерительных ПД180 со способом присоединения к измерительному процессу в соответствии с DIN 11851 с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Преобразователи имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), установленное в энергонезависимую память и выполняющее функции преобразования измеренного давления в унифицированный аналоговый выходной сигнал силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА с возможностью наложения частотно-модулированного сигнала (HART-протокол) или напряжения постоянного тока в диапазонах от 0 до 5 В, от 0,4 до 5,5 В, от 0 до 10 В, от 0,5 до 4,5 В, от 0,4 до 2 В, а также в цифровой выходной сигнал по интерфейсам RS-485 и Ethernet. Данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики преобразователей нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014. ПО защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств.

Идентификационные данные ПО преобразователей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	преобразователи с выходным сигналом силы постоянного тока	преобразователи с выходным сигналом напряжения постоянного тока	преобразователи с цифровым выходным сигналом
Идентификационное наименование ПО	ПО_embSoft_PD18 0I_v1.29.hex	ПО_embSoft_PD180 U_v1.29.hex	ПО_embSoft_PD180D _v1.35.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.29	1.29	1.35
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от типа измеряемого давления				
	ДА	ДИ	ДГ	ДВ	ДИВ
Нижний предел преобразований/измерений давления, МПа	0	0	0	0	-0,1
Верхний предел преобразований/измерений давления, МПа	1,6	4,0	2,5	-0,1	2,4
Минимальный диапазон преобразований/измерений давления, МПа ¹⁾	0,1	0,01	0,001	0,01	0,0125
Диапазон преобразований давления в выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА	от 4 до 20				
Диапазоны преобразований давления в выходной аналоговый сигнал напряжения постоянного тока, В	от 0 до 5; от 0,4 до 5,5; от 0 до 10; от 0,5 до 4,5; от 0,4 до 2				
Пределы допускаемой приведенной (к ВПП) основной погрешности преобразований давления ^{2) 3)} , %	±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,35; ±0,4; ±0,5; ±0,6; ±1,0; ±1,5				
Пределы допускаемой приведенной (к ВПИ) основной погрешности измерений давления ^{2) 4)} , %	±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,35; ±0,4; ±0,5; ±0,6; ±1,0; ±1,5				
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений давления ^{5) 6)} , %	±(0,003·ВПИ + N)				
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), %	от +15 до +25 от 30 до 85				
¹⁾ Диапазон преобразований/измерений – модуль алгебраической разности между значениями верхнего и нижнего пределов преобразований/измерений давления.					
²⁾ Конкретное значение пределов допускаемой приведенной (к ВПП/ВПИ) основной погрешности преобразований/измерений давления приведено в паспортах на преобразователи.					
³⁾ При оценке результатов измерений по аналоговому выходному сигналу силы или напряжения постоянного тока.					
⁴⁾ При оценке результатов измерений по цифровым интерфейсам.					
⁵⁾ При оценке результатов измерений по встроенному индикатору.					
⁶⁾ N – единица младшего разряда встроенного индикатора, выраженная в единицах измеряемых величин.					

Вариация преобразованного/измеренного значения давления не более 0,5 от пределов допускаемой приведенной (к ВПП/ВПИ)/абсолютной основной погрешности преобразований/измерений давления.

Пределы допускаемой приведенной (к ВПП/ВПИ)/абсолютной дополнительной погрешности преобразований/измерений давления при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий измерений (от +15 до +25 °С включ.) в диапазоне рабочих условий измерений, на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха, составляют не более 0,5 от пределов допускаемой приведенной (к ВПП/ВПИ)/абсолютной основной погрешности преобразований/измерений давления.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Цифровые интерфейсы	HART, RS-485, Ethernet
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха (без конденсации влаги, при температуре окружающего воздуха +35 °C), %, не более	от -10 до +70 ¹⁾ ; от -40 до +80 85
Напряжение питания постоянного тока для преобразователей с типом выходного сигнала, В:	
- И1, И2, И3, RS, Et, У1, У2, У3 - У4 - У5	от 12 до 36 ²⁾ от 5 до 6,5 ³⁾ от 3,2 до 6,5 ⁴⁾
Масса, кг, не более	4,0
Потребляемая мощность, Вт, не более	2,0
Габаритные размеры, мм: - ширина - высота - глубина - диаметр	от 52 до 154 от 66 до 330 от 35 до 114 от 27 до 64
Средняя наработка на отказ, ч	500000
Средний срок службы, лет	12
Маркировка взрывозащиты по ГОСТ 31610.0-2014	1Ex ia IIC T6 Gb
¹⁾ Без ограничения оптических свойств, таких как время отклика, контрастность и снижение частоты обновления для преобразователей со встроенным индикатором. ²⁾ Номинальное значения напряжения питания постоянного тока 24 В. ³⁾ Номинальное значения напряжения питания постоянного тока 5 В. ⁴⁾ Номинальное значения напряжения питания постоянного тока 3,3 В.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную наклейку, нанесенную на корпус преобразователей, любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления измерительный ПД180	-	1 шт.
Паспорт и гарантийный талон	КУВФ.406233.41ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации (для преобразователей с типом выходного сигнала И1, И2, И3, RS, Et)*	КУВФ.406233.41РЭ1	1 экз.
Руководство по эксплуатации (для преобразователей с типом выходного сигнала У1, У2, У3, У4, У5)*	КУВФ.406233.41РЭ2	1 экз.
* В зависимости от исполнения преобразователей.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Конструкция» руководств по эксплуатации КУВФ.406233.41РЭ1 «Преобразователи давления измерительные ПД180. Руководство по эксплуатации» и КУВФ.406233.41РЭ2 «Преобразователи давления измерительные ПД180. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ – $1 \cdot 10^7$ Па»;

ТУ 26.51.52-007-4652536-2020 «Преобразователи давления измерительные ПД180. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное Объединение ОВЕН» (ООО «Производственное Объединение ОВЕН»)

ИНН 7722127111

Адрес деятельности: 301830, Тульская область, г. Богородицк, Заводской проезд, стр. 2 «Б»

Место нахождения и адрес юридического лица: 111024, г. Москва, 2-я ул. Энтузиастов, д. 5, корп. 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное Объединение ОВЕН» (ООО «Производственное Объединение ОВЕН»)

ИНН 7722127111

Адрес деятельности: 301830, Тульская область, г. Богородицк, Заводской проезд, стр. 2 «Б»

Место нахождения и адрес юридического лица: 111024, г. Москва, 2-я ул. Энтузиастов, д. 5, корп. 5

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

ИНН 5003113971

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.