

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ “ОКБ ВЕКТОР”



СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ
НЕФТЕПРОДУКТОВ
СИМ ВЕКТОР

Руководство по эксплуатации
ВГАР.421417.001 РЭ



Eurasian Conformity

2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
ОПИСАНИЕ И РАБОТА	
1. НАЗНАЧЕНИЕ	4
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.....	11
3. КОМПЛЕКТНОСТЬ СИСТЕМ	33
4. ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО И ОПИСАНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ	34
5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ СИСТЕМЫ.....	37
6. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ	41
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	
7. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	43
8. УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ.....	44
9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ ПРИ МОНТАЖЕ СИСТЕМЫ	44
10. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ И ПОРЯДОК РАБОТЫ.....	45
11. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ.....	46
12. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ПОВЕРКА СИСТЕМЫ	47
13 ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ	48
Приложение А.1	49
Приложение А.2.....	50
Приложение Б.1.....	54
Приложение Б.2.....	58
Приложение В.....	62
Приложение Г	63
Ссылочные нормативные документы	67

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий документ содержит сведения, необходимые для изучения и эксплуатации систем измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР ТУ 26.51.52-001-38352196-2017, именуемых в дальнейшем – “системы” или “СИМ ВЕКТОР”, и предназначен для обучения обслуживающего персонала работе с ними и их эксплуатации.

Документ содержит сведения о назначении, технических данных, модификациях, составе, устройстве, конструкции и принципе работы систем, сведения об условиях эксплуатации и маркировке.

При изучении системы необходимо дополнительно использовать документы:

- “ВГАР.407533.010 РЭ. Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”;
- “ВГАР.421417.001 РО. Система измерения массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР. Руководство оператора”;

В связи с постоянно проводимыми работами по совершенствованию конструкции в содержание данного документа могут быть внесены изменения без предварительного уведомления, а также допускаются незначительные отличия параметров, не ухудшающие характеристики систем.

Материал, представленный в настоящем документе, можно копировать и распространять при соблюдении следующих условий:

- весь текст должен быть скопирован целиком, без каких бы то ни было изменений и сокращений;
- все копии должны содержать ссылку на авторские права ООО “ОКБ Вектор”;
- настоящий материал нельзя распространять в коммерческих целях (с целью извлечения прибыли).

ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1. НАЗНАЧЕНИЕ

1.1. Системы измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР предназначены для измерений массы, объема, уровня, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред, температуры и гидростатического давления нефти, нефтепродуктов при ведении учетных операций, а также для управления и оперативного учета в резервуарных парках.

1.2. Системы реализуют высокоточный автоматизированный объемно-массовый, коммерческий и технологический учет и контроль количества нефти, светлых и темных нефтепродуктов, а также сжиженных газов в мерах вместимости товарно-сырьевых парков предприятий нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и других отраслей промышленности.

1.3. В системах реализовано автоматизированное измерение массы нефти и нефтепродуктов с применением, в зависимости от исполнения системы, косвенного метода статических измерений массы (система исполнения 1), а также косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе (система исполнения 2), в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595 2004 ГСИ “Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений”, ГОСТ Р 8.903-2015 ГСИ “Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений” и ГОСТ Р 8.785-2012 ГСИ “Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений”.

1.4. СИМ ВЕКТОР предназначены для использования в горизонтальных и вертикальных мерах вместимости высотой от 1,0 до 20,0 м, градуированных по ГОСТ 8.570-2000 и ГОСТ 8.346-2000, имеющих свидетельство о поверке, функционирующих под давлением и без избыточного давления, с понтоном и без него.

1.5. Системы относятся к взрывозащищенному оборудованию в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011, что подтверждено действующим сертификатом.

1.6. Первичные преобразователи систем имеют взрывозащиту вида “искробезопасная электрическая цепь уровня “ia” или “взрывонепроницаемая оболочка d” и установленную маркировку взрывозащиты в соответствии с требованиями ТР ТС 012/2011.

1.7. Взрывозащищенность систем обеспечивается в соответствии с разделом 5 настоящего документа.

1.8. В системах реализовано непрерывное прямое измерение уровня продукта, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред, температуры и давления гидростатического столба жидкости, с последующим автоматическим вычислением объема и массы нефти и нефтепродуктов.

1.9. Состав и основные функции систем в зависимости от модификации:

1) Нижний (полевой) уровень, включающий первичные преобразователи (далее – ПП) уровня, уровня раздела сред, температуры, дифференциального давления, расположенные непосредственно на каждом резервуаре, контролируемом системой. В качестве ПП в системе используются уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР (ТУ 4214-001-38352196-2016), производства ООО “ОКБ Вектор”, модификаций ВЕКТОР-ДТ (для систем исполнения 1), ВЕКТОР ДПТ (для систем исполнения 2), либо их комбинация (для систем исполнения 3).

Нижний (полевой) уровень является измерительным компонентом систем, выполняющим в автоматическом непрерывном режиме следующие функции (в каждом резервуаре, контролируемом системой):

- измерение уровня продукта;
- измерение уровня подтоварной воды;
- измерение температуры продукта в заданных точках по высоте резервуара;
- измерение гидростатического давления жидкости;

2) Средний уровень, включающий вторичный прибор (далее – ВП), который непрерывно обрабатывает информацию, поступающую от ПП со всех резервуаров товарно-сырьевого парка, производит окончательный расчет, индикацию измеренных параметров и передачу сигналов на верхний уровень системы для управления внешними устройствами автоматизации. В качестве вторичного прибора в системах используются сенсорно-графические панели оператора, производства компании “Weintek Labs., Inc” серии IE, XE, eMT.

Средний уровень является комплексным компонентом систем, который реализуют следующие функции:

- автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих с нижнего уровня систем (уровнемеры ВЕКТОР-ДТ и ВЕКТОР-ДПТ);
- автоматическое вычисление объема нефти/нефтепродуктов и подтоварной воды по градуировочной таблице меры вместимости при стандартных условиях (с понтоном и без него); приведение вычисленного объема к стандартным условиям по температуре;
- ручной ввод результатов лабораторного измерения плотности, приведенной к стандартным условиям по температуре в соответствии с ГОСТ Р 8.595 2004, в системах исполнения 1 – полуавтоматический режим работы;

- автоматическое вычисление массы брутто нефти и массы нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595 2004 и методикой измерения массы по ГОСТ Р 8.903 2015, с учетом градуировочной таблицы резервуара и поправок на погружение понтона (при наличии);
- автоматическое вычисление (косвенное измерение) средней плотности продукта в резервуаре в реальных условиях измерения;
- ручной ввод в систему результатов измерения массовой доли балласта нефти;
- ручной ввод в систему значения плотности подтоварной воды (при наличии);
- автоматическое вычисление массы балласта;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти/нефтепродуктов, принятых в меру вместимости и отпущенных из нее (учетные операции);
- непрерывное автоматическое отображение на дисплее в реальном времени информации о значениях уровня, объема, плотности, температуры и массы нефти / подтоварной воды;
- автоматическое построение трендов по измеряемым и вычисляемым параметрам;
- непрерывная визуализация состояния СИ и технологического оборудования на мнемосхемах;
- автоматическое ведение журнала событий и архивирование данных (не менее 12 мес.);
- автоматический контроль аварийного уровня наполнения резервуаров (программируемая величина), сигнализация/отключение насосов при его достижении;
- автоматический контроль аварийного сигнала срабатывания дыхательных клапанов резервуара (опционально);
- сигнализация максимального уровня подтоварной воды;
- автоматическая передача информации на верхний уровень систем, с использованием стандартного промышленного протокола передачи данных по стандартным интерфейсам (протокол ModBus-TCP);
- применение паролей для настройки/конфигурирования параметров доступа пользователей с целью исключения несанкционированного вмешательства и ошибочных действий персонала;
- формирование и хранение отчетов результатов измерений и расчетов за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год и т.д.);
- хранение исторических архивов по всем измеряемым и вычисляемым параметрам в течение 12 месяцев;
- реализация автоматической синхронизации с часами реального времени (при наличии подключения к сети Интернет);

- реализация функции самодиагностики систем и всех ее компонентов с определением внутренних неисправностей;
- автоматический контроль достоверности получения системами первичных данных, поступающих с нижнего уровня, а также полученных в результате выполнения вычислений или вводимых вручную оператором;

3) Опционально: верхний уровень (уровень ЭВМ), включающий программный продукт SCADA-система (далее – SCADA) на базе “MasterSCADATM”, производства компании ООО “ИнСАТ” и ООО “ОКБ Вектор”. SCADA реализует функции управления технологическими процессами, ведение журнала событий и архивирование данных, вывод количественных показателей нефти за отчетные периоды с АСУ ТП:

- в случае вмешательства в настройки систем, влияющие на метрологические характеристики СИ, предусмотрена соответствующая запись в память систем; прослеживаемость факта вмешательства обеспечивается в течение заданного интервала времени (реализуется опционально на верхнем уровне).
- возможность редактирования пользователем мнемосхем, форм отчетов и протоколов (реализуется опционально на верхнем уровне).

4) Опционально: сервисный уровень, включающий программное обеспечение (далее – ПО) в виде терминальной программы настройки системы для АРМ Оператора, производства ООО “ОКБ Вектор”, реализующей функции диагностики работы систем и визуализации технологического процесса.

Основные элементы системы перечислены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1

Иерархия	Назначение / наименование элемента	Производитель / разработчик	Краткое обозначение	Кол-во
Нижний уровень (уровень датчиков)	Первичный преобразователь – уровнемер магнитострикционный многопараметрический ВЕКТОР-ДПТ или ВЕКТОР-ДТ* ТУ 4214-001-38352196-2016	ООО “ОКБ Вектор”	ПП	от 1 до 32
Средний уровень (уровень панели оператора)	Вторичный прибор – Панель оператора Weintek с сенсорно-графическим дисплеем, серии IE, XE, eMT	“Weintek Labs., Inc”	ВП	1
Верхний уровень (уровень ЭВМ)	SCADA-система – Программный продукт на базе “MasterSCADATM” **	ООО “ИнСАТ”/ ООО “ОКБ Вектор”	SCADA	1
Сервисный уровень	Программное обеспечение – Терминальная программа настройки системы для АРМ Оператора **	ООО “ОКБ Вектор”	ПО	без ограничений

* Описание модификаций уровнемеров ВЕКТОР-ДТ и ВЕКТОР-ДТ приведены в руководстве по эксплуатации “ВГАР.407533.010 РЭ. Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР”.

** Программные продукты верхнего и сервисного уровня поставляются по запросу.

1.10. Системы выпускаются в двух основных исполнениях, которые отличаются типом первичных преобразователей и методом измерения массы. Наименования и функциональные особенности основных исполнений систем приведены в таблице 2. Системы выпускаются также комбинированного исполнения 3, объединяющего в своем составе ПП приведенных исполнений 1 и 2.

1.11. В системах всех исполнений применяются связующие компоненты, выполняющие функции передачи данных по проводным или беспроводным каналам связи между измерительными и вычислительным компонентами. В качестве интерфейсов связи используются:

1.11.1. Полудуплексный многоточечный последовательный интерфейс передачи данных RS485. Передача данных осуществляется по одной паре проводников с помощью дифференциальных сигналов. Предусмотрено использование радиомодемов (удлинители интерфейса) в режиме “прозрачной” передачи данных. Коммуникационный протокол обмена MODBUS RTU – открытый промышленный протокол, основанный на архитектуре ведущий-ведомый (master-slave). Проверка целостности данных осуществляется с помощью циклического избыточного кода CRC-16.

1.11.2. Набор коммуникационных стандартов для промышленных сетей – HART. Стандарты включают проводной и беспроводной физические уровни, а также протокол обмена. Проводной вариант позволяет передавать цифровые данные и питание по двум проводам, сохраняя совместимость с аналоговыми датчиками стандарта токовая петля 4 20 мА.

1.12. Системы в зависимости от исполнения используются совместно со следующим вспомогательным оборудованием (далее – ВО):

- барьеры искрозащиты для исполнений систем с видом взрывозащиты ПП Exia, имеющие искробезопасные электрические цепи с искробезопасными параметрами выходов: $U_o \leq 28$ В; $I_o \leq 0,1$ А (поставляются в комплекте с ПП уровнями ВЕКТОРXXXXН-ДТ-Ex и ВЕКТОРXXXXН-ДПТ-Ex);
- преобразователи HART/RS485 – KP-HART для систем с выходным сигналом HART-протокол (поставляется по запросу);
- модуль дискретных выходов (поставляется по запросу);
- меры вместимости, имеющие свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004;
- СИ и вспомогательные устройства, используемые аккредитованной испытательной (аналитической) лабораторией для определения массовой доли воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015;
- СИ, испытательное оборудование и материалы, используемые аккредитованной испытательной (аналитической) лабораторией для определения плотности в объединенной пробе в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015.

ТАБЛИЦА 2

Характеристики	СИМ ВЕКТОР исполнения 1	СИМ ВЕКТОР исполнения 2
Уровень продукта	Измерение ПП	Измерение ПП
Уровень раздела сред	Измерение ПП	Измерение ПП
Уровень подтоварной воды	Измерение ПП	Измерение ПП
Градуировочная таблица	Программирование ВП	Программирование ВП
Объем продукта	Вычисление ВП	Вычисление ВП
Плотность продукта	Измерение ВО	Вычисление ВП
Температура в точках	Измерение ПП	Измерение ПП
Гидростатическое давление столба жидкости	–	Измерение ПП
Масса брутто нефти / масса нефтепродуктов / масса нетто нефти	Вычисление ВП	Вычисление ВП
Масса балласта	Измерение ВО Вычисление ВП	Измерение ВО Вычисление ВП

1.13. Структура условного обозначения систем при заказе и перечень оборудования, входящего в состав систем в зависимости от модификации, приведены в Приложении А.1. Структура условного обозначения ПП систем приведена в Приложении А.2.

1.14. Условия эксплуатации и степень защиты системы и ее элементов.

1.14.1. Условия эксплуатации и степень защиты ПП (уровнемеров ВЕКТОР)

ПП всех модификаций соответствуют климатическому исполнению ОМ, категориям размещения 1 и 5 по ГОСТ 15150, но при рабочем значении температуры окружающей среды от минус 55 до +85 °С, влажности воздуха 100% при 35 °С, атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.), тип атмосферы III и IV (морская и приморско-промышленная).

По устойчивости к механическим воздействиям ПП соответствуют исполнению N1 по ГОСТ Р 52931.

ПП выпускаются со степенью защиты IP66 по ГОСТ 14254.

Уровнемеры выполнены из нержавеющей стали, алюминиевого сплава с содержанием магния менее 7,5%, а также антистатического графитонаполненного PFA фторопласт-50.

Уровнемеры ВЕКТОР, применяемые в системах имеют взрывозащищенные исполнения двух видов:

1) “Искробезопасная электрическая цепь” (маркировка Ex в условном обозначении модификации уровнемера), уровень взрывозащиты “Особовзрывобезопас-

ный” по ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011), с маркировкой взрывозащиты в соответствии с ТР ТС 012/2011 – “0ExiaIIBT5 X”.

ПРИМЕЧАНИЕ:

В составе систем СИМ ВЕКТОР уровнемеры с маркировкой взрывозащиты Ex используются только совместно с барьерами искробезопасности, типы и искробезопасные параметры которых приведены в разделе 5.

2) “Взрывонепроницаемая оболочка” уровень взрывозащиты “Взрывобезопасный” по ГОСТ IEC 60079-1-2011, с маркировкой взрывозащиты соответствии с ТР ТС 012/2011 – “1Exd[ia]IIBT5”.

Уровнемеры ВЕКТОР соответствуют требованиям технических условий и комплекту конструкторской документации, утвержденной в установленном порядке в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 012/2011.

Соответствие уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 подтверждено действующим сертификатом соответствия.

Уровнемеры ВЕКТОР могут применяться во взрывоопасных зонах согласно требованиям главы 7.3 “Правил устройства электроустановок” (седьмое издание) или других нормативно-технических документов, регламентирующих использование оборудования во взрывоопасных зонах.

1.14.2. Условия эксплуатации и степень защиты ВП

В системах применяется два типа ВП в зависимости от условий эксплуатации:

1) Weintek серии IE, XE – соответствует климатическому исполнению УХЛ4 по ГОСТ 15150, но при рабочем значении температуры внешней среды от 0 до +50 °С, влажности воздуха 80% при +35 °С, атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.), тип атмосферы II (промышленная).

Weintek серии IE, XE изготавливаются в исполнении IP65.

2) Weintek серии eMT – соответствует климатическому исполнению OM по ГОСТ 15150, но при рабочем значении температуры внешней среды от -20 до +50 °С, влажности воздуха 80% при +35 °С, атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.), тип атмосферы III и IV (морская и при-морско-промышленная).

Weintek серии eMT изготавливается в исполнении IP66.

ВП систем устанавливаются вне взрывоопасных зон.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Структура условного обозначения систем и их составных частей приведена в Приложении А.1.

2.2. Структура условного обозначения первичных преобразователей (уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР) систем приведена в Приложении А.2.

2.3. При изучении систем необходимо дополнительно использовать документ “ВГАР.407533.010 РЭ Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”.

2.4. Общие технические характеристики систем

2.4.1. Системы в зависимости от исполнения измеряют различные параметры, приведенные в таблице 4.

2.4.2. Системы поддерживает ПП с выходным сигналом двух типов:

- Цифровой промышленный протокол передачи данных HART (HART-протокол), наложенный на токовую петлю 5 мА (двухпроводная линия связи);
- Цифровой последовательный интерфейс RS-485 с поддержкой промышленного протокола обмена ModBus RTU.

ТАБЛИЦА 4

Исполнение системы	Тип ПП	Тип выходного сигнала	Тип измерительного элемента	Измеряемые параметры
СИМ ВЕКТОР исполнения 1	ВЕКТОР1XXXН-ДТ	HART-протокол	жесткий	Уровень, уровень раздела сред, уровень подтоварной воды, температура
	ВЕКТОР1XXXU-ДТ	RS-485 протокол ModBus	жесткий	
	ВЕКТОР2XXXН-ДТ	HART-протокол	гибкий	
	ВЕКТОР2XXXU-ДТ	RS-485 протокол ModBus	гибкий	
СИМ ВЕКТОР исполнения 2	ВЕКТОР1XXXН-ДПТ	HART-протокол	жесткий	Уровень, уровень раздела сред, уровень подтоварной воды, температура, гидростатическое давление столба жидкости, средняя плотность
	ВЕКТОР1XXXU-ДПТ	RS-485 протокол ModBus	жесткий	
	ВЕКТОР2XXXН-ДПТ	HART-протокол	гибкий	
	ВЕКТОР2XXXU-ДПТ	RS-485 протокол ModBus	гибкий	

2.4.4. В состав ПП типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДПТ входят датчики дифференциального давления Метран-150 (ЗАО “ПГ “Метран”), EJX110A (Yokogawa Electric Corporation), DMD 331-A-S (ООО “БД СЕНСОРС РУС”), имеющие действующие сертификаты типа средств измерений и уровни взрывозащиты, соответствующие приведенной в таблице 3 маркировке.

Максимальное количество ПП в составе систем составляет 32 уровня
ВЕКТОР:

- в системах исполнения 1 применяются ПП типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДТ;
- в системах исполнения 2 применяются ПП типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДПТ;
- в системах исполнения 3 применяются ПП типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДТ и ВЕКТОРXXXXН(U)-ДПТ.

2.4.5. В системах реализовано два метода измерения массы:

1) в СИМ ВЕКТОР исполнения 1 – косвенный метод статических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004;

2) в СИМ ВЕКТОР исполнения 2 – косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004.

ПРИМЕЧАНИЕ:

В СИМ ВЕКТОР исполнения 3 – могут применяться ПП, реализующие одновременно в разных мерах вместимости как первый, так и второй метод измерения массы.

2.4.6. Системы производят в автоматическом режиме:

- 1) прямые измерения следующих параметров:
 - уровня продукта, уровня подтоварной воды и межфазного уровня (до трех уровней раздела сред) жидкости в резервуарах;
 - температуры в точках по всей высоте резервуаров, не менее чем в 5 точках;
 - гидростатического давления столба жидкости;
- 2) реализацию следующих функций обработки параметров:
 - вычисление объема продукта в резервуарах с использованием градуировочных таблиц резервуаров;
 - вычисление плотности средней по столбу жидкости в реальных условиях в резервуаре (СИМ ВЕКТОР исполнения 2);
 - вычисление массы брутто нефти, массы нефтепродуктов в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903-2015;
 - вычисление массы нетто нефти в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903-2015;
 - вычисление массы балласта в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903-2015;
 - непрерывное отображение текущих данных в графическом и цифровом виде на панели ВП;
 - изменение, диагностика, архивирование и настройки параметров системы с АРМ оператора.

В СИМ ВЕКТОР исполнения 1 отсутствуют необходимые для автоматического расчета массы брутто параметры. СИМ ВЕКТОР исполнения 1 реализует расчет массы в полуавтоматическом режиме. При этом недостающие для расчета массы

брутто значения плотности продукта, приведенной к температуре измерения объема, на основе результатов лабораторного анализа пробы, должны вводиться оператором системы вручную. Значения измеряемых параметров должны обеспечиваться другими средствами измерений и вспомогательным оборудованием, в соответствии с аттестованной методикой (методом) измерений.

2.4.7. Измерительный элемент ПП в системах выполняется в соответствии с заказом:

- 1) жестким – в виде жесткой металлической трубы, с пределом измерений до 6 м;
- 2) гибким – в виде гибкого кабеля, с пределом измерений до 20 м.

2.4.8. Максимальное количество точек измерения температуры определяется длиной измерительного элемента ПП в соответствии с заказом, с учетом того, что шаг между точками измерения температуры составляет 0,5 м.

Точность местоположения точек измерения температуры не хуже $\pm 0,01$ м.

2.4.9. Измерительный элемент ПП в системах сохраняет работоспособность в рабочей среде резервуара со следующими параметрами:

- 1) рабочее избыточное давление в резервуаре – не более 5 МПа для ПП с жестким измерительным элементом и не более 300 кПа для ПП с гибким измерительным элементом;
- 2) температура рабочей среды в резервуаре – в диапазоне от минус 45 до +100 °С;
- 3) плотность жидкости – до 1500 кг/м³;
- 4) вязкость жидкости не ограничивается при отсутствии застывания и отложений на измерительном элементе, препятствующих перемещению магнитных поплавков.

2.4.10. В системах применяются ПП, сохраняющие работоспособность во внешней окружающей среде со следующими параметрами:

- 1) атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа;
- 2) температура внешней окружающей среды от минус 55 до плюс 85 °С;
- 3) относительная влажность воздуха 100% при 35 °С.

2.4.11. ПП в системах с интерфейсом HART работоспособны с сопротивлениями нагрузки в диапазоне от 230 Ом до 1100 Ом (с учетом сопротивления кабеля). Емкостное число не более 3 (15000 пФ).

2.4.12. Технические характеристики применяемых в системах ВП

В системах применяются ВП с сенсорно-графическим дисплеем компании “Weintek Labs., Inc” серий IE, EX, eMT, характеристики которых приведены в таблице 5.

ТАБЛИЦА 5

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Дисплей: TFT LCD, широкоэкранный, 4.3" – 15"
Цветность: 16М цветов максимально
Разрешение: 480 × 272 / 800 × 480 / 1024 × 600 / 1024 × 768
Последовательный интерфейс: RS- 232, RS-485 2w/4w
1-2 USB 2.0 (Host)
1 Ethernet порт (10 / 100 Base-T)
Процессор: 32 бит RISC CPU / 600 МГц / 800 МГц / 1 ГГц
Память: 128 Mb / 256 Mb RAM
Встроенные часы реального времени
Питание: +24 В постоянного тока, 350 мА
Защита лицевой панели: NEMA4 / IP65 / IP66
Рабочая температура: 0 (-20) ~ +50°C

2.4.14. Системы и их составные части предназначены для непрерывной работы.

2.4.15. Системы отвечают требованиям ГОСТ 30805.22 по уровню излучаемых радиопомех и ГОСТ 32132.3 по уровню кондуктивных помех.

2.5. Метрологические характеристики систем

2.5.1. Диапазон измерения уровня ПП равен:

- 100...6000 мм – для ПП с жестким измерительным элементом;
- 100...20000 мм – для ПП с гибким измерительным элементом.

2.5.2. Предел основной абсолютной погрешности измерения уровня равен ± 1 мм.

2.5.3. Диапазон измерения температуры рабочей среды в резервуаре от – 45 до +100 °С.

2.5.4. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения ПП температуры рабочей среды в резервуаре составляют не более $\pm 0,3$ °С.

2.5.5. Максимальный диапазон рабочего давления в резервуаре в зависимости от вида измерительного элемента:

- 0,025 кПа...5,0 МПа для ПП в системе с жестким измерительным элементом,
- 0,025 кПа...0,3 МПа для ПП системе с гибким измерительным элементом.

2.5.6. Диапазон измерения давления гидростатического столба жидкости в системах определяется высотой резервуара, в соответствии с заказом, а также типом входящего в состав ПП датчика дифференциального давления. Максимальный диапазон измерений для ПП с жестким и гибким измерительным элементом:

- 0... 100 кПа – для ПП с жестким измерительным элементом до 6 м;
- 0...250 кПа – для ПП с гибким измерительным элементом до 20 м.

Для каждого заказа (резервуара) диапазон измерения дифференциального давления настраивается индивидуально в процессе заводской настройки систем на заводе-изготовителе в соответствии с эксплуатационной документацией производителя датчика давления.

Основная приведенная погрешность измерения давления гидростатического столба жидкости не более:

- 1) для ПП с датчиком давления EJX110A – $\pm 0,04\%$;
- 2) для ПП с датчиком давления DMD 331-A-S – $\pm 0,04\%$ или $\pm 0,075\%$;
- 3) для ПП с датчиком давления Метран-150 – $\pm 0,075\%$;

2.5.7. Предельное значение плотности жидкости не более 1500 кг/м^3 .

2.5.8. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 не превышают:

- $\pm 0,30\%$ – при массе продукта от 120 т и более;
- $\pm 0,35\%$ – при массе продукта до 120 т;

2.5.9. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 не превышают:

- $\pm 0,60\%$ – при массе продукта от 120 т и более;
- $\pm 0,75\%$ – при массе продукта до 120 т.

2.5.10. Диапазон измерений объема продукта составляет от 0,1 до 100000 м^3 .

2.5.11. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема продукта в резервуаре, приведенного к стандартным условиям, при относительной погрешности составления градуировочной таблицы не более $\pm 0,25\%$, не превышают $\pm 0,27\%$.

2.5.12. Разрешающая способность измерения уровня в ПП не менее 0,1 мм.

2.5.13. Нестабильность (размах) показаний измерения уровня, при установке поплавка на одну и ту же точку измерительного элемента в прямом или обратном направлении, не превышает 0,2 мм.

2.5.14. Вариация показаний измерения уровня не превышает значения основной абсолютной погрешности.

2.5.15. В целях исключения дополнительной погрешности измерения давления гидростатического столба жидкости, вызванной влиянием пониженных температур окружающей среды, датчики дифференциального давления, работающие при температурах ниже $0 \text{ }^\circ\text{C}$, размещаются в термочехле, поставляемом комплектно. Для удобства монтажа и обслуживания в термочехол могут помещаться корпуса ПП полностью (выше фланца).

2.5.16. Метрологические характеристики ВП, входящих в состав систем

Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объема и массы равны $\pm 0,015\%$.

2.6. Алгоритм расчета объемно-массовых характеристик, реализованный в системах СИМ ВЕКТОР

2.6.1. В СИМ ВЕКТОР вычисление объема и массы продукта в мерах вместимости реализовано по косвенному методу статических измерений или по косвенному методу, основанному на гидростатическом принципе в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595 2004 “ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений”.

2.6.2. Методика выполнения измерений массы соответствует ГОСТ Р 8.903 2015 “ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений”.

2.6.3. В системах реализованы два алгоритма измерения массы:

- для систем исполнения 1 – алгоритм приведен в п. 2.6.4,
- для систем исполнения 2 – алгоритм приведен в п. 2.6.5.

Системы комбинированного исполнения 3 объединяет в своем составе первичные преобразователи исполнения 1 и 2 и реализует на одном вторичном приборе расчет соответствующим заданным алгоритмом.

2.6.4. Измерение объема и массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений, реализованным в СИМ ВЕКТОР исполнения 1.

2.6.4.1. В системах исполнения 1 реализовано автоматическое измерение уровня продукта, уровня подтоварной воды, объема, температуры и массы продукта в мерах вместимости, в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

2.6.4.2. Условия использования СИМ ВЕКТОР исполнения 1, обеспечивающие точность в соответствии с ГОСТ Р 8.595 2004 при автоматическом расчете объемно-массовых характеристик:

2.6.4.2.1. Меры вместимости, предназначенные для установки ПП, должны иметь утвержденную градуировочную таблицу с относительной погрешностью не более $\pm 0,25\%$ и быть поверенными.

2.6.4.2.2. Должны применяться СИ и вспомогательные устройства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

- а) массовой доли воды в нефти – по ГОСТ 2477;
- б) массовой доли хлористых солей в нефти – по ГОСТ 21534;
- в) массовой доли механических примесей в нефти – по ГОСТ 6370.

2.6.4.2.3. В качестве вспомогательных устройств при отборе пробы для определения плотности должны применяться:

- а) переносной или стационарный пробоотборники по ГОСТ 2517, ГОСТ 13196;
- б) водочувствительная паста или лента для определения уровня подтоварной воды;
- в) бензочувствительная паста для определения уровня нефтепродукта;
- г) испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения плотности, – в соответствии с ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069, или Р 50.2.075-2010.

2.6.4.2.4. Преобразователь плотности (лабораторный, переносной), используемый для определения при стандартных условиях значения плотности продукта, которое вводится вручную в ВП СИМ ВЕКТОР исполнения 1, должен иметь пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности не более $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

2.6.4.2.5. Условия применения ПП систем, СИ, испытательного оборудования и технических средств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в их эксплуатационных документах.

2.6.4.2.6. Выполнение измерений плотности нефти/нефтепродукта в испытательной (аналитической) лаборатории проводят в соответствии с ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069, или Р 50.2.075-2010.

2.6.4.2.7. Коэффициент формы горизонтального резервуара должен быть $K_f \leq 1,35$ (см. формулу (18)).

2.6.4.3. Прямое автоматизированное измерение уровня жидкости, уровня подтоварной воды и температуры производится первичным преобразователем систем (уровнемером магнитострикционным многопараметрическим ВЕКТОР-ДТ).

2.6.4.4. В системах исполнения 1 предусмотрен ввод вручную во вторичный прибор системы значения плотности продукта, полученного в результате лабораторных измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.903.

2.6.4.5. Результаты лабораторных измерений плотности продукта, $\rho_{\text{ИЗМ}}^{\text{п}}$, кг/м^3 должны быть приведены к стандартным условиям при температуре $15 \text{ }^\circ\text{C}$, ρ^{15} , кг/м^3 или $20 \text{ }^\circ\text{C}$, ρ^{20} , кг/м^3 по ГОСТ Р 8.595.

2.6.4.6. При измерениях массы нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, оснащенных системой исполнения 1, выполняются следующие операции:

а) автоматизированное измерение уровня нефти/нефтепродуктов (первичным преобразователем), с учетом базовой высоты резервуара;

б) автоматизированное измерение уровня подтоварной воды (первичным преобразователем);

в) автоматизированное измерение температуры в нескольких точках (не менее 5) нефти/нефтепродуктов в мере вместимости (первичным преобразователем);

г) автоматизированное вычисление объема нефти/нефтепродуктов и подтоварной воды по градуировочной таблице меры вместимости при стандартных условиях (с понтоном и без него); приведение вычисленного объема к стандартным условиям по температуре ($15 \text{ }^\circ\text{C}$ или $20 \text{ }^\circ\text{C}$) (вторичным прибором);

д) отбор пробы (вспомогательным оборудованием в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015);

е) измерение средней температуры и плотности нефти/нефтепродуктов в объединенной пробе в лаборатории (вспомогательным оборудованием) в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015.

ж) ручной ввод в систему исполнения 1, с последующим автоматизированным приведением результатов измерения плотности к плотности при стандартных условиях температуре 15 °С в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015 (вторичным прибором);

з) автоматизированное вычисление массы брутто нефти и массы нефтепродуктов, приведенных к массе при температуре 15 °С (вторичным прибором), в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903 2015, m , кг;

и) определение массовой доли балласта нефти (вспомогательным оборудованием в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015), ручной ввод в ВП системы полученных значений;

к) автоматизированное вычисление массы балласта (вторичным прибором) в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903 2015, m_B , кг;

л) автоматизированное вычисление массы нетто нефти (вторичным прибором) в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903 2015, m_H , кг;

м) автоматизированное вычисление массы нефти/нефтепродуктов, принятых в меру вместимости и отпущенных из нее в соответствии с методикой ГОСТ Р 8.903 2015, m_0 , кг;

2.6.4.7. Обработка результатов измерений осуществляется программными средствами систем исполнения 1 в соответствии с приведенным ниже алгоритмом, соответствующим методике измерения массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений по ГОСТ Р 8.903-2015 в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004.

Перед запуском систем и выполнением автоматических вычислений необходимо настроить параметры программирования, указанные в руководстве оператора систем "ВГАР.421417.001 РО. Системы измерения массы СИМ ВЕКТОР. Руководство оператора".

2.6.4.8. Объем нефти/нефтепродуктов V_{15} , m^3 , в мерах вместимости, приведенный к температуре 15 °С, вычисляется по формуле:

$$V_{15}^B = V_{20} \cdot [1 + 2\alpha_{CT} \cdot (T_P - 20)] \cdot STL_V, \quad (1)$$

где V_{20} – объем в m^3 продукта в мере вместимости, вычисляемый по формуле:

$$V_{20} = V_{Ж} - V_{П} \quad (2)$$

где $V_{Ж}$ – объем жидкости (нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды), m^3 , на измеряемом уровне H (м), определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, по документам на методики поверки, с помощью вычисления по формуле (6). Данные градуировочных таблиц должны соответствовать температуре стенки мер вместимости, равной 20 °С.

$V_{П}$ – объем подтоварной воды, m^3 , на измеряемом уровне h (м), определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, документам на методики поверки, с помощью вычисления по формуле (6).

$\alpha_{СТ}$ – температурный коэффициент линейного расширения стенки меры вместимости, значение которого принимать равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1 / }^\circ\text{C}$ для стали (вводится при программировании системы);

$СТL_V$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти / нефтепродуктов в мере вместимости на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый системами автоматически в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, приложение А;

T_P – средняя температура продукта в мере вместимости, $^\circ\text{C}$, которая должна быть вычислена по формуле:

$$T_P = \frac{\sum T_i}{N}, \quad (3)$$

где N – число точек измерения температуры в резервуаре (не менее 5);

T_i – температура, измеренная датчиком температуры номер i , $^\circ\text{C}$.

Для резервуаров с понтоном объем продукта V_{20} , м^3 , вычисляется по формуле:

$$V_{20} = (V_{Ж} + \Delta V_{Ж}) - V_{П}, \quad (4)$$

где $\Delta V_{Ж}$ – поправка, вычисляемая по формуле:

$$\Delta V_{Ж} = M_{ПОНТ} \cdot \left(\frac{1}{\rho_{ИЗМ}} - \frac{1}{\rho_{ГРАД}} \right), \quad (5)$$

где $M_{ПОНТ}$ – масса понтона по паспорту на резервуар, кг;

$\rho_{ИЗМ}$ – плотность нефти/нефтепродуктов в мере вместимости в условиях измерения объема нефти/нефтепродуктов, измеренная вспомогательным оборудованием, кг/м^3 ;

$\rho_{ГРАД}$ – плотность жидкости, применяемая в расчетах вместимости меры вместимости при ее градуировке, кг/м^3 . Значение $\rho_{ГРАД}$ должно быть приведено в градуировочной таблице на меру вместимости;

2.6.4.9. Значение объема продукта $V_{Ж}$, м^3 , автоматически вычисляется по градуировочным таблицам резервуара с учетом значения измеренного уровня:

$$V_{Ж} = V_H + \frac{(H - H_{ОКР}) \cdot (V_{H+1} - V_H)}{\Delta}, \quad (6)$$

где H – фактическое значение уровня, измеренное уровнемером ПП, полученное с помощью программной обработки по формуле (7), м;

$H_{ОКР}$ – ближайшее к H меньшее значение уровня градуировочной таблицы резервуара, м, значение измеренного уровня, округленное с точностью до 1 см (вводится при программировании системы);

V_H – значение объема из градуировочной таблицы, соответствующее значению уровня H_{OKP} , м³ (вводится при программировании системы);

V_{H+1} – значение объема из градуировочной таблицы, следующее за значением объема V_H , м³ (вводится при программировании системы);

Δ – шаг градуировочной таблицы резервуара, равный 0,01 м (вводится при программировании системы).

2.6.4.10. Фактическое значение уровня H рассчитывается по формуле:

$$H = B_0 - L_0, \quad (7)$$

где B_0 – база установки уровнемера ВЕКТОР (расстояние от точки, на которой расстояние до поплавка принимается равным нулю, до пьезоакустического преобразователя (далее – ПАП) – вводится при программировании систем), м.

ПРИМЕЧАНИЕ:

Из-за наличия на концах ИЭ неизмеряемых зон начальную точку отсчета для уровнемера смещают в рабочую область и называют базой установки уровнемера ВЕКТОР.

L_0 – фактическое расстояние между ПАП и поплавком в ПП.

2.6.4.11. Значение L_0 рассчитывается с учетом зависимости скорости звука в проволоке от температуры, а также с поправкой на неизмеряемые зоны.

Расстояние между ПАП и поплавком вычисляется по формуле:

$$L_0 = V_{ЗВ} \cdot t_1, \quad (8)$$

где $V_{ЗВ}$ – скорость звука в стержне, м/с;

t_1 – временной интервал между импульсом возбуждения и импульсом, выделенным ПАП.

Скорость звука в стержне $V_{ЗВ}$ зависит от температуры, поэтому для повышения точности измерения автоматически вычисляется текущая скорость звука.

С этой целью в уровнемерах ВЕКТОР реализован режим калибровки по скорости, при котором с помощью ПАП в стержень излучается зондирующий ультразвуковой импульс, который распространяясь по стержню, отражается от его конца и возвращается к ПАП, при этом микроконтроллер фиксирует время данного процесса и измеряет текущую скорость звука по формуле:

$$V_{ЗВ} = \frac{2 \cdot L_{П}}{t_2}, \quad (9)$$

где $L_{П}$ – опорная длина ИЭ, м;

t_2 – временной интервал между зондирующим импульсом и импульсом, выделенным ПАП.

Значение опорной длины $L_{П}$ ИЭ определяется на специальном стенде предприятия-изготовителя и хранится в энергонезависимой памяти уровнемера ВЕКТОР.

2.6.4.12. При отборе проб для измерения плотности средняя температура нефти/нефтепродуктов должна быть определена вспомогательным оборудованием в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015.

2.6.4.13. Измерение плотности нефти/нефтепродуктов должно осуществляться вспомогательным оборудованием в соответствии с ГОСТ Р 8.903 2015.

2.6.4.14. Значение плотности, вводимой вручную в ВП, должно предварительно приводиться к значению плотности при температуре 15 °С по формуле:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ИЗМ}}^0 \cdot K}{\text{СТЛ}_p}, \quad (10)$$

где $\rho_{\text{ИЗМ}}^0$ – плотность нефти/нефтепродуктов, измеряемая с помощью ареометра или лабораторного плотномера в лабораторных условиях с учетом систематической погрешности метода или с помощью преобразователя плотности в мере вместимости, в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, кг/м³;

СТЛ_p – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти / нефтепродуктов в лаборатории или в преобразователе плотности на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, приложение А;

K – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла ареометра, полученный по данным лаборатории. При измерении плотности с применением преобразователя плотности принимается равным 1.

2.6.4.15. Плотность, приведенная к стандартной температуре по формуле (10), вводится в ВП при настройке системы.

2.6.4.16. Масса брутто нефти и масса нефтепродуктов m , кг приведенная к массе при стандартном условии по температуре 15 °С, вычисляется по формуле:

$$m = \rho_{15} \cdot V_{15}, \quad (11)$$

2.6.4.17. Масса нетто нефти m_H , кг, вычисляется по формуле:

$$m_H = m - m_B, \quad (12)$$

где m_B – масса балласта, кг, вычисляемая по формуле:

$$m_B = \frac{m \cdot (W_{\text{М.В.}} + W_{\text{Х.С.}} + W_{\text{М.П.}})}{100}, \quad (13)$$

где $W_{\text{М.В.}}$ – массовая доля воды в товарной нефти,%, определяемая вспомогательным оборудованием по ГОСТ 2477 (вводится при программировании системы);

$W_{\text{Х.С.}}$ – массовая доля хлористых солей в товарной нефти,%, определяемая вспомогательным оборудованием определяться по ГОСТ 21534 (вводится при программировании системы);

$W_{\text{м.п.}}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, определяемая вспомогательным оборудованием по ГОСТ 6370 (вводится при программировании системы).

2.6.4.18. Масса нетто нефти и масса нефтепродуктов m_0 , кг, принятых в меру вместимости или отпущенных из нее, при проведении учетных операций, вычисляется по формуле:

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \quad (14)$$

где m_i и m_{i+1} , кг – массы продукта, вычисленные в начале и конце учетной операции соответственно по формуле (13).

2.6.4.19. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нефтепродуктов δm , %, определяются по формуле:

$$\delta m_0 = \pm 1,1 \sqrt{\delta_k^2 + (\delta_H \cdot K_\phi)^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta_N^2}, \quad (15)$$

где δ_k – пределы допускаемой относительной погрешности градуировочной таблицы при уровне наполнения меры вместимости H , равный $\pm 0,25\%$;

δ_H – пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефти/нефтепродуктов, вычисляются по формуле:

$$\delta_H = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^B}{H} \cdot 100\right)^2}, \quad (16)$$

H – уровень нефти (уровень жидкости в резервуаре за вычетом уровня подтоварной воды), мм:

$$H = H_0 - H_B,$$

H_0 – уровень продукта в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

H_B – уровень подтоварной воды, мм;

ΔH^H – абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

ΔH^B – абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, %:

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100,$$

$\Delta\rho$ – абсолютная погрешность определения плотности, не более $\pm 0,5$ кг/м³;

ρ – значение результата измерения плотности нефти, кг/м³;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений, равные $\pm 0,015\%$;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти/нефтепродуктов при измерениях соответственно их плотности ($\Delta T_\rho = \pm 0,3$ °С) и объема ($\Delta T_V = \pm 0,3$ °С);

β – коэффициент объемного расширения продукта, принимаемый 0,0013, 1/°С (максимальное значение в соответствии с ГОСТ 8.595 приложение А).

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (17)$$

где T_V, T_ρ – температура нефти/нефтепродуктов при измерениях их объема и плотности соответственно, °С.

K_Φ – коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляемый по формуле:

$$K_\Phi = \frac{\Delta V_{20} \cdot H}{V_{20}}, \quad (18)$$

где ΔV_{20} – объем продукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения меры вместимости на измеряемом уровне наполнения H (мм), м³/мм;

V_{20} – объем продукта в мере вместимости на измеряемом уровне наполнения.

Значения $\Delta V_{20}, V_{20}$ определяются по градуировочной таблице меры вместимости при измеряемом уровне наполнения.

Значение K_Φ для вертикальных цилиндрических резервуаров, танков наливных судов прямоугольной и цилиндрической форм принимают равным единице.

Значение K_Φ для горизонтальных резервуаров должно быть $K_\Phi \leq 1,35$, для обеспечения указанного значения относительной погрешности массы δm , в соответствии с условием применения систем исполнения 1 п. 2.6.4.2.7.

Полученное значение δm соответствует указанному в п. 2.5.8.

2.6.4.20. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов $\delta m_0, \%$, сдаваемых (принимаемых) при проведении учетных операций вычисляются:

$$\delta m_0 = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2} \cdot (A_i^2 + B_i^2) + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} \cdot (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + \delta_N^2}, \quad (19)$$

где $A_i, A_{i+1}, B_i, B_{i+1}$ – коэффициенты, вычисляемые в начале и в конце учетной операции;

Коэффициент A_i в начале учетной операции вычисляется по формуле:

$$A_i = \sqrt{\delta_{K_i}^2 + (\delta_{H_i} \cdot K_{\phi_i})^2 + (G_i \cdot \delta_{\rho_i})^2}, \quad (20)$$

где δ_{K_i} – предел допускаемой относительной погрешности градуировочной таблицы при уровне наполнения меры вместимости H_i в начале учетной операции, равный $\pm 0,25\%$;

δ_{H_i} – предел допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефти/нефтепродуктов, равный $\pm 0,1\%$;

$$\delta_{H1} = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H_1^H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^B}{H_1^B} \cdot 100\right)^2}, \quad (21)$$

$$\delta_{H2} = \sqrt{\left(\frac{\Delta H^H}{H_2^H} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{\Delta H^B}{H_2^B} \cdot 100\right)^2}, \quad (22)$$

ΔH^H – абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды), мм;

ΔH^B – абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды, мм;

H_{1H} – уровень нефти (величина уровня жидкости в резервуаре за вычетом величины уровня подтоварной воды) до отпуска/приёма, мм;

H_{2H} – уровень нефти (величина уровня жидкости в резервуаре за вычетом величины уровня подтоварной воды) после отпуска/приёма нефти из резервуара, мм:

$$H_i^H = H_i^0 - H_i^B, \quad i = 1, 2, \quad (23)$$

$H_{1,2}^0$ – уровень жидкости в резервуаре (уровень нефти + уровень подтоварной воды) до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно, мм;

$H_{1,2}^B$ – уровень подтоварной воды до отпуска/приёма, после отпуска/приёма соответственно, мм;

G_i – коэффициент, вычисляемый по формуле (17);

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, %, с учетом требования к СИ с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности не более $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;

$K_{\text{фи}}$ – коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляемый по формуле (18).

Коэффициент B_i в начале учетной операции вычисляется по формуле:

$$B_i = \sqrt{(G_i \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_\rho)^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta T_V)^2} \quad (24)$$

Коэффициенты A_{i+1} , B_{i+1} в конце учетной операции вычисляются аналогично коэффициентам A_i , B_i в начале учетной операции по формулам (20) и (24) соответственно.

2.6.4.21. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти δm_H , %, вычисляются по формуле:

$$\delta m_H = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{М.В.}}^2 + \Delta W_{\text{Х.С.}}^2 + \Delta W_{\text{М.П.}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{М.В.}} + W_{\text{Х.С.}} + W_{\text{М.П.}}}{100}\right)^2}}, \quad (25)$$

где $\Delta W_{\text{М.В.}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %, определенный в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (вводится при программировании систем);

$\Delta W_{\text{Х.С.}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %, определенный в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (вводится при программировании систем);

$\Delta W_{\text{М.П.}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, % определенный в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (вводится при программировании систем);

δm – предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродукта, вычисленный по формуле (15), %.

Полученное значение δm_H соответствует указанному в п. 2.5.9.

2.6.4.22. Пределы основной относительной погрешности косвенных измерений (вычислений) объема продукта в резервуаре, при условиях его измерений, δV , %, вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле:

$$\delta V = \sqrt{\delta_K^2 + \delta_H^2} \quad (26)$$

Полученное значение δV соответствует указанному в п. 2.5.11.

2.6.5. Измерение массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе, реализованным в СИМ ВЕКТОР исполнения 2.

2.6.5.1. В СИМ ВЕКТОР исполнения 2 реализовано измерение уровня продукта, уровня подтоварной воды, объема, температуры, гидростатического давления и массы нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости с соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004.

2.6.5.2. Условия использования СИМ ВЕКТОР исполнения 2 для обеспечения точности в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 при автоматизированном расчете объемно-массовых характеристик приведены в п. 2.6.4.2.1, 2.6.4.2.2, 2.6.4.2.5, 2.6.4.2.8.

2.6.5.3. Прямое измерение гидростатического давления, температуры, уровня жидкости и уровня подтоварной воды производится первичным преобразователем СИМ ВЕКТОР исполнения 2 (уровнемером магнитострикционным многопараметрическим ВЕКТОР-ДПТ).

2.6.5.4. При измерениях массы нефти/нефтепродуктов в мерах вместимости, оснащенных СИМ ВЕКТОР исполнения 2, в соответствии с методикой измерений по ГОСТ Р 8.903-2015 выполняются следующие операции:

а) автоматизированное измерение уровня нефти/нефтепродуктов (первичным преобразователем);

б) автоматизированное измерение уровня подтоварной воды (первичным преобразователем);

в) автоматизированное измерение средней температуры нефти/нефтепродуктов в мере вместимости (первичным преобразователем);

г) автоматизированное вычисление объема нефти/нефтепродуктов и подтоварной воды по градуировочной таблице меры вместимости при стандартных условиях с (понтонном и без него) (вторичным прибором);

д) автоматизированное измерение гидростатического давления столба жидкости в резервуаре (первичным преобразователем);

е) автоматизированное вычисление массы брутто нефти и массы нефтепродуктов, приведенных к массе при температуре 15 °С (вторичным прибором), m , кг;

ж) определение массовой доли балласта нефти (вспомогательным оборудованием) в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015;

з) автоматизированное вычисление массы балласта (вторичным прибором), m_B , кг;

и) автоматизированное вычисление массы нетто нефти (вторичным прибором), m_n , кг;

к) автоматизированное вычисление массы нефти/нефтепродуктов, приняты в меру вместимости и отпущенных из нее при учетных операциях, m_0 , кг.

2.6.5.5. Обработка результатов измерений осуществляется программными средствами систем исполнения 2 в соответствии с приведенным ниже алгоритмом, соответствующим методике измерений по ГОСТ Р 8.903-2015 в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004.

2.6.5.6. Измерение уровня и объема нефти/нефтепродуктов проводится в соответствии с п. 2.6.4.9 ÷ 2.6.4.11.

2.6.5.7. Масса брутто нефти и масса нефтепродуктов m , кг, в мерах вместимости вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015 при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, по формуле:

$$m = \frac{P \cdot S_{CP}}{g}, \quad (27)$$

где P – гидростатическое давление столба нефти/нефтепродуктов, Па, измеренное датчиком дифференциального давления ПП;

g – ускорение силы тяжести, m/c^2 ;

S_{CP} – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, m^2 , вычисляемая в общем случае по формуле:

$$S_{CP} = \frac{V_{15}}{H}, \quad (28)$$

где V_{15} – объем продукта, приведенный к стандартным условиям по температуре $15\text{ }^\circ\text{C}$ в соответствии формулами (1) ÷ (6).

ПРИМЕЧАНИЕ:

Действующее значение средней плотности, отображаемой на дисплее системы с учетом влияния реальных условий по температуре в резервуаре, рассчитывается как:

$$\rho_{изм} = \frac{P}{gH}, \quad (29)$$

на основе текущих измеренных значений гидростатического давления P , Па, и уровня H , м. Данное значение не применяется для расчета массы нефти и нефтепродуктов по методике ГОСТ Р 8.903 и является справочной величиной отображаемой на дисплее системы в реальном времени.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности действующего значения средней плотности $\Delta\rho_{изм}$, kg/m^3 , определяются для каждой системы индивидуально по формуле:

$$\Delta\rho = \rho_0 - \frac{P \pm \Delta P}{g \cdot (h \pm \Delta h)}, \quad (17)$$

где ρ_0 – табличное значение плотности жидкости в резервуаре заказчика, kg/m^3 ,

P – гидростатическое давление (величина, измеренная преобразователем (датчиком) давления), Па;

ΔP – основная абсолютная погрешность измерения давления, Па, рассчитанная по формуле:

$$\Delta P = \frac{P_n \cdot \gamma P}{100}, \quad (31)$$

где γP – приведенная погрешность измерения входящего в состав уровнемера ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ датчика давления, %;

P_n – диапазон измерений датчика давления, Па;

g – ускорение свободного падения равное $9,80665\text{ }m/c^2$;

h – высота столба жидкости в резервуаре (уровень), м, измеренная уровнемером;
 Δh – основная абсолютная погрешность измерения уровня.

2.6.5.8. Масса продукта m_0 , кг, принятого в меру вместимости или отпущенного из нее, определяется как абсолютное значение разности масс продукта по формуле:

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \quad (32)$$

где m_i и m_{i+1} , кг – массы продукта, вычисленные в начале и конце учетной операции соответственно по формуле (27).

2.6.5.9. Масса нетто товарной нефти m_H , кг, вычисляется по формуле:

$$m_H = m - m_6, \quad (33)$$

где m – масса брутто товарной нефти, вычисленная по формуле (27) с учетом (29), кг;

m_6 – масса балласта, вычисляемая по формуле (13):

2.6.5.10. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе δm , %, вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \sqrt{\delta_p^2 + \delta_k^2 + (K_\phi - 1)^2 + \delta_H^2 + \delta_N^2}, \quad (34)$$

где δ_p – пределы относительной погрешности измерений гидростатического давления, не более $\pm 0,075\%$.

Полученное значение δm соответствует указанному в п. 2.5.8.

2.6.5.11 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти/нефтепродуктов при проведении учетных операций δm_0 , %, вычисляются по формуле:

$$\delta m_0 = \pm 1,1 \sqrt{\frac{C_i^2 \cdot m_i^2 + C_{i+1}^2 \cdot m_{i+1}^2}{m_0^2} + \delta_N^2}, \quad (35)$$

$$\text{где, } C_i = \sqrt{\delta_{p_i}^2 + \delta_{k_i}^2 + (K_{\phi_i} - 1)^2 \cdot \delta_{H_i}^2}, \quad C_{i+1} = \sqrt{\delta_{p_{i+1}}^2 + \delta_{k_{i+1}}^2 + (K_{\phi_{i+1}} - 1)^2 \cdot \delta_{H_{i+1}}^2}, \quad -$$

коэффициенты, определяемые в начале и конце учетной операции соответственно.

δ_{p_i} , $\delta_{p_{i+1}}$ – относительные погрешности измерений гидростатического давления, соответствующие измеряемым уровням наполнения меры вместимости H_i , H_{i+1} , %.

2.6.5.12. Пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти δm_H , %, вычисляются по формуле:

$$\delta m_H = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{M.B.}^2 + \Delta W_{X.C.}^2 + \Delta W_{M.П.}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B.} + W_{X.C.} + W_{M.П.}}{100}\right)^2}}, \quad (36)$$

где δm – предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродукта, вычисленный по формуле (34),%.

Полученное значение δm_n соответствует указанному в п. 2.5.9.

2.6.5.13. Пределы основной относительной погрешности косвенных измерений (вычислений) объема продукта в резервуаре, приведенного к стандартным условиям, $\delta V, \%$, вычисляются в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле (26).

Полученное значение δV соответствует указанному в п. 2.5.11.

2.7. Электрические параметры и характеристики.

2.7.1. Питание ПП в системах осуществляется постоянным напряжением. Параметры электропитания соответствуют значениям, указанным в таблице 6.

ТАБЛИЦА 6

Модификации ПП	Напряжение питания, В	Потребляемая мощность, Вт не более
Уровнемеры ВЕКТОРXXXXН-ДТ(ДПТ)-Ех	24–36	1
Уровнемеры ВЕКТОРXXXXН-ДТ(ДПТ)-Вн	24–36	1
Уровнемеры ВЕКТОРXXXXУ-ДТ(ДПТ)-Вн	12–36	1,5

2.7.2. Параметры внешних искробезопасных цепей уровнемеров ПП ВЕКТОРXXXXН-Ех имеют следующие значения:

$U_i \leq 28 \text{ В}; I_i \leq 0,1 \text{ А}; P_i \leq 0,6 \text{ Вт}; L_i \leq 0,01 \text{ мГн}; C_i \leq 0,1 \text{ мкФ}.$

2.7.3. Время установления рабочего режима систем при подаче питающего напряжения не более 120 с.

Время обновления отображаемых параметров на дисплее вторичного прибора не более 4 с.

2.7.4 Параметры кабеля соответствуют значениям, указанным в таблице 7.

ТАБЛИЦА 7

Интерфейс ПП	Длина кабеля, не более, м	$R_n + R_{\text{каб}}$, не более, Ом		$C_{\text{каб}}$, не более, мкФ	$R_{\text{каб}} * C_{\text{каб}}$, не более, мкс
		$U_n = 24 \text{ В}$	$U_n = 36 \text{ В}$		
HART	1500	1000	1100	0,25	65
RS-485	1000	–	–	–	–

R_n – сопротивление нагрузки,

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление кабеля,

$C_{\text{каб}}$ – ёмкость кабеля

2.7.5. Обмен данными по интерфейсу HART осуществляется с использованием промышленного протокола HART.

2.7.6. Обмен данными по интерфейсу RS-485 осуществляться с использованием промышленного протокола MODBUS RTU. Обмен данными по каналу связи производится со скоростью 19200 бод, 8 бит данных, четности нет, 1 стоповый бит (заводская настройка).

2.7.7. Связь первичного преобразователя систем со вторичным прибором осуществляется одним из представленных способов:

- 1) с помощью экранированного двухпроводного кабеля – витая пара в экране.
- 2) с помощью экранированного четырехпроводного кабеля – две витые пары в экране.

2.7.8. Описание протоколов HART и MODBUS RTU, содержащее адреса команд, диапазоны изменения параметров и другие характеристики, указаны документе ВГАР.407533.010 РЭ “Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”. По степени защиты от поражения электрическим током системы соответствуют классу защиты III в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0.

2.7.9. Системы отвечают требованиям ГОСТ 30805.22 2013 (CISPR 22:2006) и ГОСТ 32132.3-2013 по уровню излучаемых радиопомех и кондуктивных помех.

2.7.10. Система предназначена для непрерывной работы.

2.7.11. Нормальное функционирование ПП обеспечивается при длине соединительного кабеля между ПП и ВП не более 1,5 км. Параметры экранированных кабелей указаны в таблице 7.

2.8. Стойкость, прочность и устойчивость к внешним воздействующим факторам основных частей систем.

2.8.1. Первичные преобразователи систем.

2.8.1.1. ПП соответствуют группе Р1 по ГОСТ Р 52931 2008 и устойчивы к воздействию атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.).

2.8.1.2. По устойчивости к воздействию вибрации ПП соответствуют исполнению N1 по ГОСТ Р 52931-2008 (типовое размещение на промышленных объектах).

2.8.1.3. По устойчивости к воздействию климатических факторов ПП соответствует климатическому исполнению ОМ, категориям размещения 1 и 5 по ГОСТ 15150, при следующих значениях климатических факторов:

- 1) температуре внешней среды от минус 55 до плюс 85 °С,
- 2) относительная влажность воздуха 100% при 35 °С,
- 3) тип атмосферы III, IV (морская и приморско-промышленная).

2.8.1.4. Степень защиты оболочки ПП систем IP66 по ГОСТ 14254 для всех исполнений.

2.8.1.5. ПП системы в упаковке для транспортирования выдерживают:

- 1) вибрацию с ускорением 49 м/с² и амплитудой смещения 0,35 мм при частоте от 10 до 500 Гц (F3 по ГОСТ Р 52931);

- 2) температуру от минус 50 до плюс 50 °С;
- 3) относительную влажность (95±3)% при температуре 35 °С.

2.8.1.6. Стойкость первичного преобразователя систем к агрессивным средам определяется применяемыми материалами, контактирующими с измеряемой средой: фторопласт или нержавеющая сталь ANSI.316.

2.8.1.7. Первичный преобразователь систем прочный и герметичный при давлении, указанном в пункте 2.4.9.1.

2.8.2. Вторичные преобразователи систем.

2.8.2.1. Корпусы ВП соответствуют группе Р1 по ГОСТ Р 52931 2008 и устойчивы к воздействию атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.).

2.8.2.2 По устойчивости к воздействию вибрации ВП соответствуют исполнению N1 по ГОСТ Р 52931-2008 (типовое размещение на промышленных объектах).

2.8.2.3 Степень защиты оболочки ВП систем IP65 или IP66 (в зависимости от серии, см. п. 1.12.2) по ГОСТ 14254.

2.8.2.4 ВП устойчивы к воздействию следующих значений климатических факторов:

- 1) температуре внешней среды от минус 20 до плюс 50 °С для серии eMT,
- 2) температуре внешней среды от 0 до плюс 50 °С для серий IE, XE.

2.8.2.5. ВП системы в упаковке для транспортирования выдерживают:

- 1) вибрацию с ускорением 49 м/с² и амплитудой смещения 0,35 мм при частоте от 10 до 500 Гц (F3 по ГОСТ Р 52931);
- 2) температуру от минус 20 до плюс 60 °С;
- 3) относительную влажность от 10 до 90%.

2.8.2.6. Стойкость корпуса вторичного преобразователя систем к агрессивным средам определяется применяемыми материалами, контактирующими с окружающей средой: алюминий или пластик (в зависимости от серии, см. п. 1.12.2).

2.9. Характеристики надежности.

2.9.1. Срок службы систем – 15 лет.

2.9.2. Средняя наработка на отказ, с учетом технического обслуживания, регламентируемого настоящим документом – 50000 ч.

2.9.3. Средняя наработка системы на отказ устанавливается для условий и режимов, оговоренных в п. 1.12.

2.9.4. Критерием отказа является несоответствие системы, а также входящих в ее состав ПП и ВП требованиям пп. 2.4 ... 2.8.

2.9.5. Срок сохраняемости систем составляет не менее одного года на период до ввода в эксплуатацию при соблюдении условий, оговоренных в разделе “Правила хранения и транспортирования”.

2.9.6. Среднее время восстановления систем не более 4 ч.

2.10. Конструктивные параметры.

2.10.1. Первичные преобразователи и вторичные приборы, входящие в состав систем, имеющие одинаковое условное обозначение, являются взаимозаменяемыми.

2.10.2. Системы относятся к восстанавливаемым, ремонтируемым изделиям по ГОСТ 27.003-2011.

2.10.3. Масса первичных преобразователей систем не более 15 кг (без учета массы поплавков).

2.10.4. Корпус первичных преобразователей систем имеет клемму заземления.

2.10.5. Габаритные размеры первичных преобразователей (без учета длины измерительного элемента):

- модификации ВЕКТОРХХХХ-ДТ: не более 260 × 135 × 100 мм;
- модификации ВЕКТОРХХХХ-ДПТ: не более 370 × 480 × 215 мм.

2.10.6. Установочные размеры первичных преобразователей соответствует требованиям чертежей из комплектов КД и приведены в документе ВГАР.407533.010 РЭ “Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”.

2.11. Упаковка.

2.11.1. Упаковка первичных преобразователей, входящих в состав систем, соответствует требованиям технических условий на уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР.

2.11.2. Упаковка вторичного прибора соответствует требованиям п. 2.8.2.

2.11.3. Упаковка обеспечивает сохраняемость составных частей систем при транспортировании всеми видами транспорта (кроме негерметизированных отсеков самолета), в условиях хранения в течение сроков, указанных в настоящих технических условиях.

2.11.4. Эксплуатационная документация (руководство по эксплуатации и паспорт) помещается в чехлы из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82. Чехлы завариваются.

2.11.5. Вместе с составными частями и эксплуатационной документацией в транспортную тару вложены упаковочные листы с указанием в них наименования и количества поставляемой продукции. Упаковочные листы оформлены ОТК и заведующим складом готовой продукции.

3. КОМПЛЕКТНОСТЬ СИСТЕМ

3.1. Комплектация систем осуществляется по требованию Заказчика на этапе поставки, в соответствии с условным обозначением системы при заказе (структура условного обозначения при заказе приведена в Приложении А.1).

3.2. В базовый комплект поставки входят:

Система измерений массы нефтепродуктов в составе:	СИМ ВЕКТОР	1 шт.
Уровнемер магнитострикционный многопараметрический ВЕКТОР	ВЕКТОРXXXXX – X – X – X – X	от 1 до 32 шт.
Панели оператора, производства “Weintek Labs., Inc”, Тайвань	Серия iE, XE или eMT	1 шт.
Руководство по эксплуатации системы измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР	ВГАР.421417.001 РЭ	1 экз.
Руководство оператора системы измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР	ВГАР.421417.001 РО	1 экз.
Инструкция по монтажу	ВГАР.421417.001 ИМ	1 экз.
Паспорт	ВГАР. 421417.001 ПС	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-XXXX-449-2017	1 экз.
Комплект монтажных частей		в соответствии с заказом
Тара	ВГАР.320005.003 или ВГАР.320005.004	1 шт.

3.3. Комплект уровнемера ВЕКТОР определяется его типом, условное обозначение которого приведено в Приложения А.2. Комплектация приведенных типов уровнемеров ВЕКТОР приведена в документе ВГАР.407533.010 РЭ “Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”.

3.4. Количество и наименование ПП (комплектов уровнемеров ВЕКТОР) в комплекте поставки определяется при заказе в соответствии с Приложением А.1.

4. ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО И ОПИСАНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

4.1. Системы представляют собой программно-технический измерительно-вычислительный комплекс, основой которого является программно-техническое устройство – вторичный прибор (ВП).

4.2. Общее устройство систем исполнения 1, 2 и 3 приведено в Приложении В.

4.3. Устройство и принцип работы ВП.

4.3.1. В системе в качестве ВП применяются панели оператора с сенсорно-графическим дисплеем компании “Weintek Labs., Inc”, серий XE, IE и eMT, технические характеристики которых приведены в таблице 5.

ВП предназначены для установки в операторных и обеспечивают информационный обмен со всеми подключенными к системе ПП с протоколом обмена HART или ModBus RTU, окончательный расчет параметров, измеряемых системой, функции визуализации и архивирования. ВП обеспечивают питание всех подключенных к системе ПП, а также индикацию их состояния и управление.

Центральный узел ВП реализует:

- непрерывный циклический опрос ПП и обработку полученной от них информации согласно программно-вычислительному алгоритму, приведенному в п. 2.6;
- отображение/ввод всех параметров данных и настроек на сенсорно-графическом дисплее;
- расчет в реальном масштабе времени основных параметров объемно-массового учета нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов в резервуарах согласно ГОСТ Р 8.595-2004,
- выдачу результатов всех измерений (прямых и косвенных) на сенсорно-графическом дисплее ВП,
- сигнализацию достижения контролируемыми параметрами заданных значений,
- формирование сигналов управления внешними устройствами автоматики,
- передачу данных в ЭВМ верхнего уровня,
- хранение параметров настроек системы и подключенных датчиков в энерго-независимой памяти;
- ведение и хранение архива измеряемых параметров в энергонезависимой памяти;
- интерфейсы RS-485 и Ethernet для связи с ЭВМ верхнего уровня;
- интерфейс USB 2.0 для подключения внешних USB-накопителей.

4.3.2. Конструктивно ВП представляет собой полнофункциональную панель оператора, размещаемую на рабочем месте в операторной.

4.3.3. После подачи питания на ВП происходит загрузка настроек и запуск установленных заводских параметров системы.

4.3.4. Подробное описание порядка работы с системой изложено в руководстве оператора ВГАР.421417.001 РО “Руководство оператора системы СИМ ВЕКТОР”.

4.4. Устройство и принцип работы ПП – уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР

4.4.1. Общая для всех уровнемеров ВЕКТОР функциональная схема состоит из трёх основных узлов: измерительного элемента (ИЭ), электронного преобразователя (ЭП) и поплавка.

Измерительный элемент представляет собой стальной стержень с намотанной по всей длине катушкой возбуждения. С одного конца стержень жёстко соединен с пьезоакустическим преобразователем (ПАП), который, в свою очередь, подключен к ЭП, содержащему схему обработки сигналов ПАП.

ЭП имеет разъём для подключения уровнемера ВЕКТОР к внешнему оборудованию.

Поплавок со встроенным кольцевым магнитом перемещается вдоль продольной оси ИЭ.

4.4.2. ЭП выполнен в виде печатной платы, заключённой в герметизированный корпус, и имеет несколько исполнений, различающихся типом внешнего интерфейса.

4.4.3. Датчики температуры в уровнемерах ВЕКТОРXXXXH(U)-ДТ, ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ устанавливаются равномерно по всей длине измерительного элемента. Данные со всех датчиков обрабатываются микроконтроллером в ЭП.

4.4.4. Датчик дифференциального давления представляет собой самостоятельное дополнительное устройство, совмещаемое с ЭП через схему сопряжения.

4.4.5. Для проверки работоспособности и настройки параметров уровнемеров используется специально разработанное ПО, устанавливаемое на панели оператора (ВП).

4.4.6. Измерение уровня жидкости в резервуаре и уровней раздела сред.

В основе работы уровнемеров ВЕКТОР в части измерения уровня лежит способ определения расстояния между начальной точкой отсчета и подвижным объектом путем измерения интервала времени, за который магнитострикционный импульс проходит это расстояние.

Начальной точкой отсчета является ПАП, подвижным объектом – поплавком. Магнитострикционный импульс возникает в точке взаимодействия магнитных полей катушки измерительного элемента и поплавка, после чего распространяется вдоль оси стержня.

Магнитное поле в катушке возбуждается коротким импульсом тока, момент формирования которого и является началом отсчета измеряемого временного интервала.

Преобразование магнитострикционного импульса в электрический происходит в ПАП, после чего сигнал усиливается и подвергается математической обработ-

ке в микроконтроллере (МК). МК фиксирует временной интервал между импульсом возбуждения и импульсом, выделенным ПАП.

Значение опорной длины ИЭ определяется на специальном стенде предприятия-изготовителя и хранится в энергонезависимой памяти уровнемера ВЕКТОР.

Из-за наличия на концах ИЭ неизмеряемых зон начальную точку отсчета для уровнемера смещают в рабочую область и называют базой установки уровнемера ВЕКТОР. Базовая точка отмечается риску на корпусе ИЭ жесткого исполнения или специальным упорным фланцем для исполнения уровнемеров ВЕКТОР в виде гибкого кабеля. Второй риску на корпусе ИЭ или упорным фланцем отмечается предел измерения уровнемера ВЕКТОР, при этом расстояние между рисками (фланцами) соответствует эффективной (рабочей) длине уровнемера.

Базовая точка может быть изменена пользователем с помощью терминальной программы у уровнемеров, имеющих цифровые интерфейсы.

4.4.7. Измерение температуры в равномерно распределенных точках по высоте столба жидкости в резервуаре.

В уровнемерах ВЕКТОР реализуется измерение температуры по высоте резервуара с помощью цифровых интегральных термометров (ЦИТ).

ЦИТ равномерно устанавливаются по высоте измерительного элемента, имеющего оболочку, внутри которой располагаются ЦИТ.

Электронный преобразователь (ЭП) выполняет следующие:

- считывание информации о температуре с ЦИТ;
- выдача информации по командам микроконтроллера в схему сопряжения ЭП.

Каждый ЦИТ имеет свой уникальный номер и соответствующий ему номер канала, который хранится в памяти микроконтроллера ЭП. Нумерация точек измерения температуры начинается со стороны ЭП.

Минимальное значение шага установки ЦИТ по высоте измерительного элемента для уровнемера ВЕКТОР с жестким зондом не менее 0,05 м, а для уровнемера ВЕКТОР с гибким зондом не менее 0,2 м.

4.4.8. Измерение давления гидростатического столба жидкости.

Значение гидростатического давления жидкости, в Па, измеряемое уровнемером ВЕКТОР, поступает в ВП по HART-протоколу, где используется для автоматического вычисления значения массы жидкости в резервуаре.

4.4.9. Более подробно устройство и принцип работы уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР описаны в документе ВГАР.407533.010 РЭ.

5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ СИСТЕМЫ

5.1. Обеспечение взрывозащищенности систем, в зависимости от используемого типа ПП, достигается:

- применением взрывозащиты вида “искробезопасная эл цепь уровня ia”;
- применением взрывозащиты вида “взрывонепроницаемой оболочки d”.

5.2. Маркировка взрывозащиты устройств, применяемых в составе систем СИМ ВЕКТОР, приведена в таблице 8. Соответствие требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 подтверждено действующими сертификатами соответствия.

ТАБЛИЦА 8

Взрывозащищенные устройства в составе системы СИМ ВЕКТОР	Маркировка взрывозащиты	Номер сертификата
Уровнемер ВЕКТОРXXXXH-ДТ-Ex ⁽¹⁾	0ExialIBT5 X	TC RU C-RU.BH02.B.00337 ООО “ОКБ Вектор”
Уровнемер ВЕКТОРXXXXH-ДТ-Вн	1Exd[ia]IIBT5	
Уровнемер ВЕКТОРXXXXU-ДТ-Вн		
Уровнемер ВЕКТОРXXXXH-ДПТ-Ex ⁽¹⁾	0ExialIBT5 X	
Уровнемер ВЕКТОРXXXXH-ДПТ-Вн	1Exd[ia]IIBT5	
Уровнемер ВЕКТОРXXXXU-ДПТ-Вн		
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJX110A, в составе уровнемеров ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ-Вн	1ExdIICT5 X	TC RU C-JP.ГБ08.B.00393 Yokogawa Electric Corporation
Датчики давления DMD 331-A-S, в составе уровнемеров ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ-Вн	1ExdIICT6 X	TC RU C-RU.ГБ05.B.00166 ООО “БД СЕНСОРС РУС”
Датчики давления Метран-150, в составе уровнемеров ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ-Вн	1ExdIICT5 X	TC RU C-RU.ГБ06.B.00386 АО “Промышленная группа “Метран”
Датчики давления Метран-150, в составе уровнемеров ВЕКТОРXXXXH-ДПТ-Ex	0ExialICT5 X	
Барьер с гальванической изоляцией, 1-канальный KFD2-STC4-Ex1.ES	[Ex ia] IIC	TC RU C-IT.ГБ05.B.00718 Pepperl + Fuchs s.r.l
Барьер с гальванической изоляцией, 2-канальный KFD2-STC4-Ex2		
Барьер с гальванической изоляцией, 1-канальный IM33-11EX-HI/24VDC	[Ex ia Ga] IIC	TC RU C-DE.AA87.B.00325 Hans Turck GmbH & Co
Барьер с гальванической изоляцией, 2-канальный IM33-22EX-HI/24VDC		

¹⁾ Применяются в сочетании с барьерами искрозащиты. См. рисунки 1, 2, 3.

5.3. На рисунках 1, 2, 3 приведены структурные схемы системы, в зависимости от типа формируемого сигнала (HART, RS-485) и в зависимости от маркировки взрывозащиты (Ex- “искробезопасная электрическая цепь уровня ia”, Вн – “взрывонепроницаемая оболочка d”.

РИСУНОК 1
 Схема подключений ПП,
 входящих в состав СИМ ВЕКТОР исполнения 1
 Системы СИМ ВЕКТОР исполнения 1

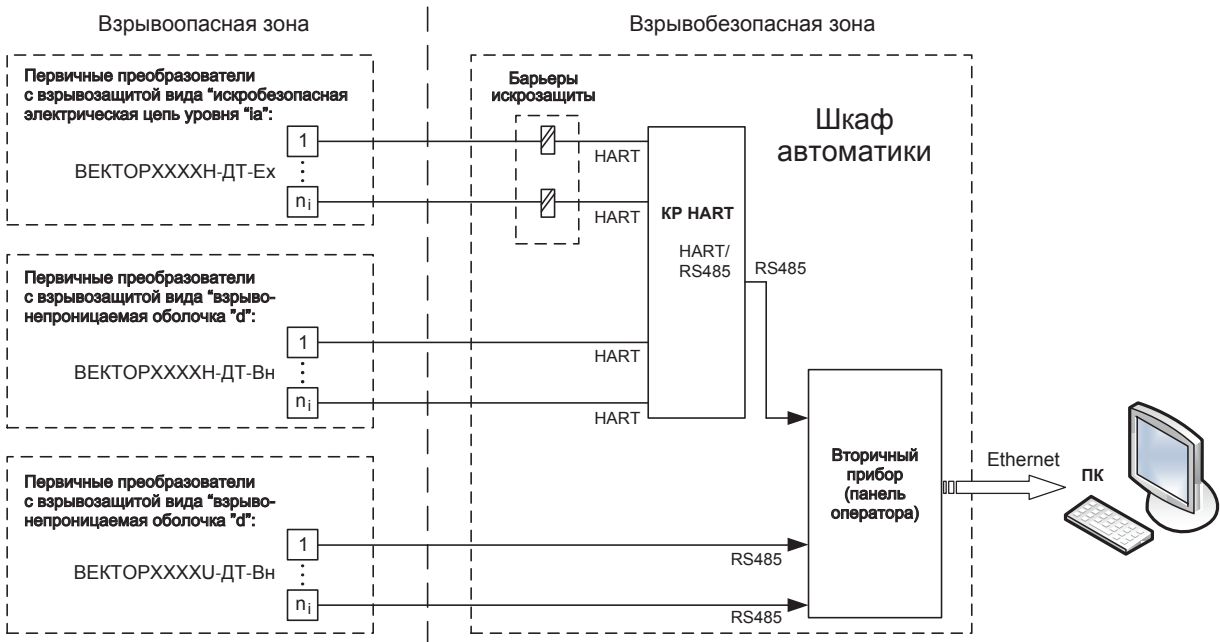


РИСУНОК 2
 СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЙ ПП,
 ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ СИМ ВЕКТОР ИСПОЛНЕНИЯ 2
 Системы СИМ ВЕКТОР исполнения 2

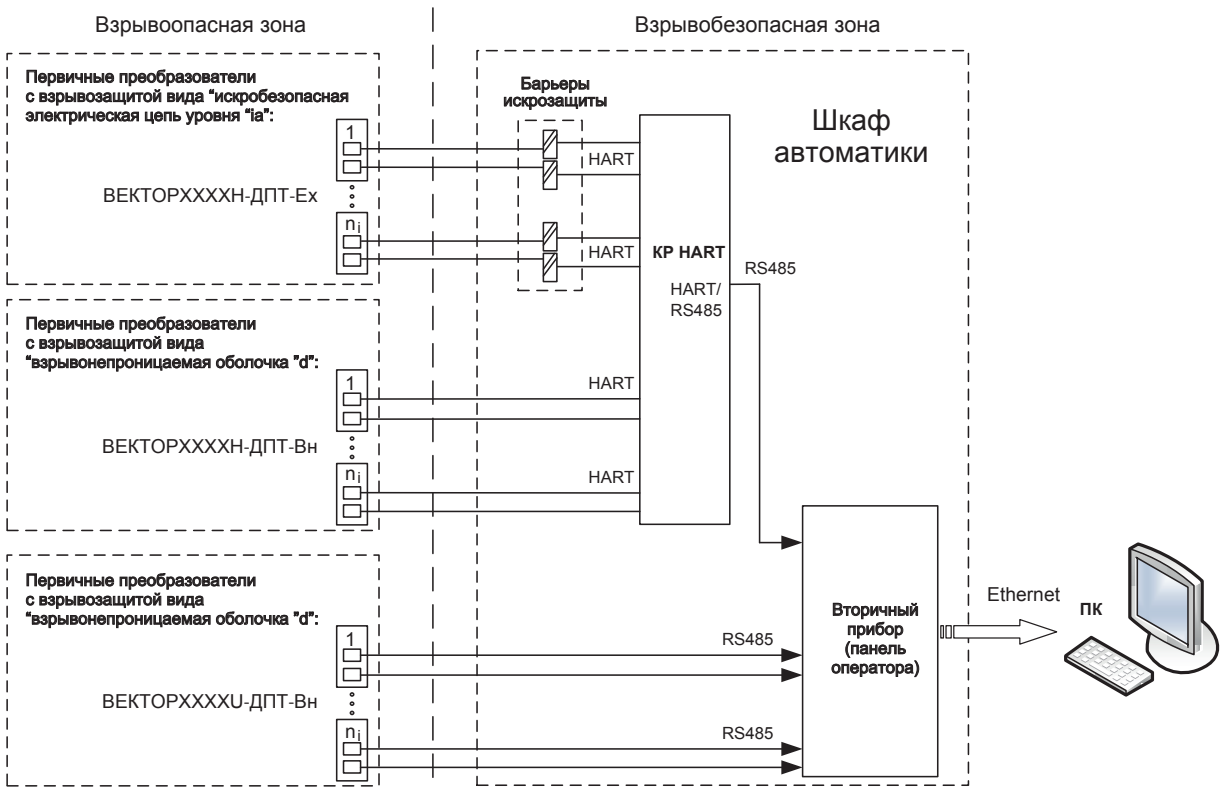
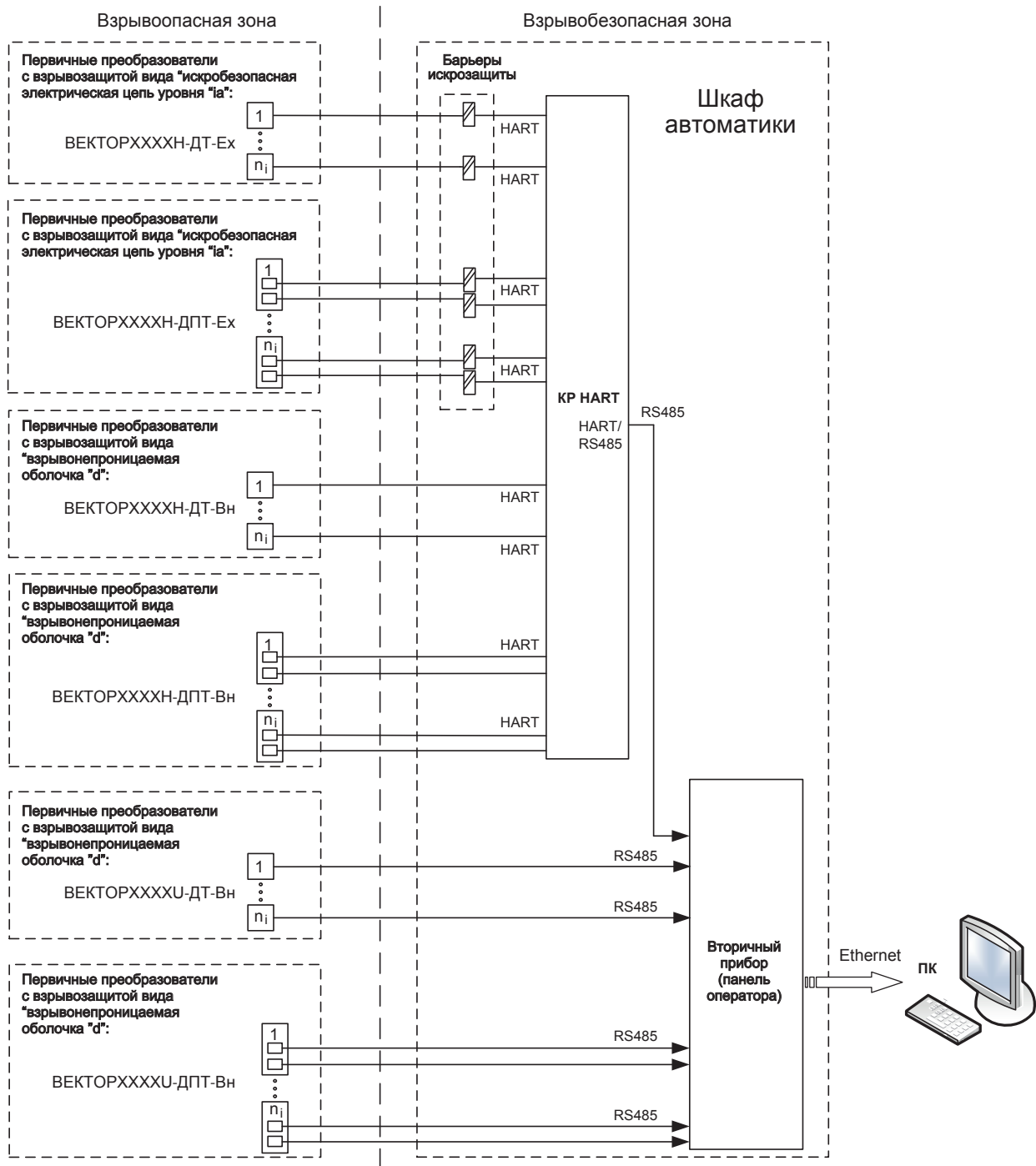


РИСУНОК 3

Схема подключений ПП,
входящих в состав СИМ ВЕКТОР исполнения 3

Системы СИМ ВЕКТОР исполнения 3



ПРИМЕЧАНИЕ:

Максимальное количество первичных преобразователей,
подключенных к шкафу автоматики:

$$\sum_{i=1} n_i \leq 32$$

5.4. Взрывозащищенность устройств, применяемых в составе СИМ ВЕКТОР – уровнемеров ВЕКТОР, датчиков давления и барьеров искрозащиты, обеспечивается в соответствии с технической документацией, предоставляемой заводом-изготовителем каждого устройства.

5.5. Выходные искробезопасные параметры устройств в составе СИМ ВЕКТОР с маркировкой взрывозащиты “искробезопасная электрическая цепь” приведены в таблице 9.

ТАБЛИЦА 9

Уровнемеры с маркировкой взрывозащиты 0ExialIBT5 X магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР (ООО “ОКБ Вектор”)			
1	Уровнемеры магнитострикционное многопараметрические ВЕКТОР	Электрические параметры искробезопасной цепи: Максимальное входное напряжение: $U_i = 28 \text{ В}$ Максимальный входной ток: $i_i = 0,1 \text{ А}$ Максимальная входная мощность: $P_i = 0,6 \text{ Вт}$ Максимальная внутренняя емкость: $C_i = 0,1 \text{ мкФ}$ Максимальная внутренняя индуктивность: $L_i = 0,01 \text{ мГн}$	
Датчики давления Метран-150 с маркировкой взрывозащиты 0ExialICT5 X			
2	Датчики дифференциального давления Метран-150	Электрические параметры искробезопасной цепи: Максимальное входное напряжение: $U_i = 24 \text{ В}$ Максимальный входной ток: $i_i = 0,12 \text{ А}$ Максимальная входная мощность: $P_i = 0,9 \text{ Вт}$ Максимальная внутренняя емкость: $C_i = 10 \text{ нФ}$ Максимальная внутренняя индуктивность: $L_i = 0,07 \text{ мГн}$	
Барьер с гальванической изоляцией (Perperl + Fuchs s.r.l) с маркировкой взрывозащиты [Ex ia] IIC			
3	Барьер с гальванической изоляцией, 1-канальный KFD2-STC4-Ex1.ES	Выходные искробезопасные параметры:	
		Искроопасные цепи: Клеммы – 7, 8, 14, 15 $U_m = 250 \text{ В}$	Искробезопасные цепи: Клеммы – 1 и 3 $U_o = 25,2 \text{ В}$ $I_o = 100 \text{ мА}$ $P_o = 630 \text{ мВт}$ $C_o = 0,1 \text{ мкФ}$ $L_o = 3,5 \text{ мГн}$
4	Барьер с гальванической изоляцией, 2-канальный KFD2-STC4-Ex2	Искроопасные цепи: Клеммы – 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15 $U_m = 250 \text{ В}$	Искробезопасные цепи: Клеммы – 1 и 3, 4 и 6 $U_o = 25,2 \text{ В}$ $I_o = 93 \text{ мА}$ $P_o = 586 \text{ мВт}$ $C_o = 0,095 \text{ мкФ}$ $L_o = 4,1 \text{ мГн}$
Изолирующее интерфейсное устройство типа IM (Hans Turck GmbH & Co) с маркировкой взрывозащиты [Ex ia Ga] IIC			
5	Барьер с гальванической изоляцией 1-канальный IM33-11EX-HI/24VDC	Выходные искробезопасные параметры:	
6	Барьер с гальванической изоляцией 2-канальный IM33-22EX-HI/24VDC	Напряжение питания постоянного тока: $20 \dots 125 \text{ В}$ Напряжение питания переменного тока частотой 50 Гц : $20 \dots 250 \text{ В}$ Максимальный ток (I_o): $1 \dots 96 \text{ мА}$ Максимальное напряжение (U_o): $5 \dots 27 \text{ В}$ Максимальная мощность (P_o): $2 \dots 678 \text{ мВт}$	Условия эксплуатации: Диапазон температур окружающей среды: от -25 до $+70 \text{ }^\circ\text{C}$; Относительная влажность воздуха: $\leq 95\%$ Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-96: IP20

5.6. Схемы подключений электрические принципиальные для каждого исполнения систем СИМ ВЕКТОР приведены в Приложении Г.

5.7. Температура наружных поверхностей оболочек ПП в наиболее нагретых местах при нормальных режимах работы изделия не превышает 100 °С, что соответствует электрооборудованию температурного класса Т5 по ГОСТ 31610.0 2014 (IEC 60079 0:2011) и требованиям ТР ТС 012/2011.

5.8. На корпусах ПП имеются шильдики с указанием маркировки взрывозащиты и параметров искробезопасных цепей (для исполнения Ex).


6. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

6.1. Маркировка и пломбирование системы

6.1.1. Маркировка и пломбирование первичных преобразователей

6.1.2. На шильдиках, прикрепленных к первичным преобразователям системы, нанесены следующие знаки и надписи:

- товарный знак компании ООО “ОКБ Вектор”;
- название, исполнение уровнемера ВЕКТОР;
- параметры внешних искробезопасных цепей для взрывозащищенного исполнения Ex;
- степень защиты по ГОСТ 14254;
- маркировка взрывозащиты, номер сертификата и наименование органа по сертификации;

– маркировка 

- параметры внешних искробезопасных цепей для уровнемеров ВЕКТОР взрывозащищенного исполнения Ex;
- диапазон допустимых температур внешней окружающей среды;
- пределы измерения параметров рабочей среды;
- напряжение питания;
- заводской номер;
- знак утверждения типа средства измерения.

6.1.3. На поверхности поплавка первичного преобразователя нанесены стрелки и надписи, показывающие правильное вертикальное положение поплавка, а также надпись, обозначающая объемную плотность поплавка.

6.1.4. Первичный преобразователь может пломбироваться пломбой заказчика после установки на объекте.

6.1.5. Рядом с клеммой заземления первичного преобразователя нанесен знак заземления.

6.1.6. На транспортной таре по ГОСТ 14192 наносятся основные, дополнительные и информационные надписи, а также манипуляционные знаки, соответствующие надписям: “Хрупкое – осторожно”, “Верх”, “Беречь от влаги”.

Кроме предупредительных знаков на транспортную тару нанесены:

- товарный знак компании ООО “ОКБ Вектор”;
- название, исполнение уровнемера ВЕКТОР;
- заводской номер;
- дата выпуска.

6.1.7. Способ нанесения маркировки обеспечивает сохранность текста в течение всего времени хранения и эксплуатации первичного преобразователя.

6.2. Маркировка и пломбирование ВП системы

6.2.1. На шильдиках, прикрепленных к корпусу панели оператора, нанесены следующие знаки и надписи:

- наименование модели;
- маркировка интерфейсного разъема “Ethernet” и цоколевка его каналов;
- товарный знак компании ООО “ОКБ Вектор”;
- маркировка светодиодных индикаторов режимов работы интерфейса;
- обозначение и цоколевка контактов для подключения питания (надписи “Питание +24 В, 0 В”, “Um ≤28 В”);
- обозначение и цоколевка контактов для подключения первичного преобразователя, параметры искробезопасных цепей;
- степень защиты по ГОСТ 14254;
- номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа средства измерения – системы измерения массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР.

6.2.2. Корпус вторичного прибора пломбируется предприятием-изготовителем этикетками контроля вскрытия.

6.2.3. На транспортной таре по ГОСТ 14192 наносятся основные, дополнительные и информационные надписи, а также манипуляционные знаки, соответствующие надписям: “Хрупкое – осторожно”, “Верх”, “Беречь от влаги”.

Кроме предупредительных знаков на транспортную тару нанесены:

- товарный знак компании ООО “ОКБ Вектор”;
- название, исполнение системы;
- заводской номер;
- дата выпуска.

6.2.4. Способ нанесения маркировки обеспечивает сохранность текста в течение всего времени хранения и эксплуатации панели оператора.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

7. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1. На всех стадиях эксплуатации необходимо руководствоваться правилами и указаниями, помещенными в соответствующих разделах данного документа.

7.2. Перед началом эксплуатации необходимо провести внешний осмотр составных частей системы (ПП и ВП), для чего проверить:

- сохранность пломбировок;
- отсутствие механических повреждений на корпусах по причине некачественной упаковки или неправильной транспортировки;
- комплектность согласно разделу данного документа “Комплектность” или согласно паспорту системы;
- отсутствие отсоединяющихся или слабо закрепленных элементов внутри ВП и ПП (определить на слух при наклонах).

7.3. В случае большой разности температур между складскими и рабочими условиями, полученные со склада уровнемеры перед включением необходимо выдерживать в рабочих условиях не менее четырех часов.

7.4. Для подключения ПП к ВП необходимо использовать входящий в комплект поставки клеммный соединитель, руководствуясь при этом схемами, приведенными в приложении Г.

7.5. Установка систем на объекте

7.5.1. Установка уровнемеров ВЕКТОР на объекте должна выполняться строго в соответствии с указаниями, приведенными в разделе 8 документа “ВГАР.407533.010 РЭ Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”, входящего в комплект поставки.

7.5.2. Монтаж уровнемеров ВЕКТОР на резервуар должен выполняться в соответствии с Инструкцией по монтажу, входящей в комплект поставки.

7.5.3. Установка панели оператора (ВП) должна производиться в помещениях с условиями эксплуатации, указанными в п. 1.12.2 данного документа.

7.6. Перед включением систем в работу необходимо ознакомиться с разделами “Указание мер безопасности” и “Подготовка к работе и порядок работы”.

8. УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

8.1. К монтажу (демонтажу), эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации, прошедшие инструктаж по технике безопасности при работе с электротехническими установками и радиоэлектронной аппаратурой.

8.2. Все виды монтажа и демонтажа ПП и ВП системы производить только при обесточенных цепях ВП и отсутствии давления в резервуарах.

8.3. Категорически запрещается эксплуатация ПП при незакрепленных разъемном соединителе и кабеле связи, а также при отсутствии заземления корпусов.

8.4. Запрещается установка и эксплуатация ПП на объектах, где в рабочих условиях могут возникать давления и температуры, превышающие предельные, приведенные в разделе 2.7.

9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ ПРИ МОНТАЖЕ СИСТЕМЫ

9.1. При монтаже систем необходимо руководствоваться:

- Техническим регламентом Таможенного союза 012/2011;
- “Правилами устройства электроустановок” (ПУЭ, седьмое издание);
- Настоящим документом и другими руководящими материалами (если имеются).

9.2. Перед монтажом систем ВП и ПП, входящие в ее состав, должны быть осмотрены. При этом необходимо обратить внимание на следующее:

- маркировку взрывозащиты и предупредительные надписи;
- отсутствие механических повреждений корпусов и панелей ВП;
- отсутствие механических повреждений корпусов ПП;
- сохранность пломбировки и наличие всех крепежных элементов ПП и ВП.

9.3. ПП должны быть заземлены путем подключения клеммы заземления к контуру заземления. Место заземления должно быть защищено от окисления смазкой. ВП должен быть заземлен с помощью клеммного соединителя.

9.4. По окончании монтажа должно быть проверено сопротивление заземляющего устройства, которое должно быть не более 4 Ом.

9.5. Снимающиеся при монтаже крышки и другие детали ПП и ВП должны быть установлены на своих местах, при этом обращается внимание на затяжку элементов крепления крышек и сальниковых вводов, а также соединительных кабелей.

9.6. Подключение датчиков давления, имеющих маркировку взрывозащиты “Ex ia”, а также барьеров искрозащиты, указанных в таблице 10 типов, должно производиться в соответствии с технической документацией производителя, входящей в комплект поставки системы СИМ ВЕКТОР. Не допускается использование датчиков и барьеров других типов (производителей), кроме указанных в настоящем документе.

10. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ И ПОРЯДОК РАБОТЫ

10.1. Системы обслуживаются оператором, знакомым с работой радиоэлектронной аппаратуры, изучившим настоящее руководство по эксплуатации на системы, документы ВГАР.407533.010 РЭ “Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Руководство по эксплуатации”, ВГАР.421417.001 РО “Руководство оператора системы СИМ ВЕКТОР”, прошедшим инструктаж по технике безопасности при работе с электротехническим оборудованием, а также инструктаж по технике безопасности при работе с взрывозащищенным электрооборудованием.

10.2. При монтаже уровнемера перед началом работы необходимо учесть поправку, которая определяется типом поплавка и глубиной его погружения в конкретную жидкость.

Данная поправка учитывается путем проведения прямого измерения текущего значения уровня в резервуаре другими техническими средствами, с последующим подгоном полученного значения до совпадения показаний уровня и вводом его при программировании системы.

10.3. Перед вводом в эксплуатацию необходимо произвести проверку систем и настройку параметров на ВП (панели оператора) с применением ВГАР.421417.001 РО “Руководство оператора системы СИМ ВЕКТОР”, входящего в комплект поставки системы.

10.4. Сведения, необходимые для работы с ВП, SCADA содержатся в документе ВГАР.421417.001 РО “Руководство оператора системы СИМ ВЕКТОР”. Актуальная версия доступна на сайте компании **www.okbvektor.ru**.

11. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

11.1. Перечень характерных неисправностей в работе системы, а также методы их устранения приведены в таблице 10.

ТАБЛИЦА 10

Наименование неисправности, ее проявление	Вероятная причина неисправности	Метод устранения
Нет обмена с уровнемером по цифровому интерфейсу.	Неправильное подключение интерфейсного кабеля	Сравнить подключение кабеля со схемой подключения и устранить несоответствие
	Неверно задан адрес уровнемера	Задать правильный адрес уровнемера в настройках СИМ Вектор (см. руководство оператора).
	Неправильно выбран интерфейс связи в настройках ВП	Выбрать соответствующий датчику интерфейс в настройках ВП (см. руководство оператора).
Нет обмена данными с системой управления верхнего уровня	Неправильное подключение интерфейсного кабеля	Сравнить подключение кабеля со схемой подключения, устранить несоответствие
	Неверно задан адрес ВП, либо параметры связи с системой управления верхнего уровня	Задать правильный адрес ВП и параметры связи (см. руководство оператора).

12. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ПОВЕРКА СИСТЕМЫ

12.1. Техническое обслуживание проводится с целью обеспечения нормальной работы и сохранения эксплуатационных и технических характеристик уровнемеров ВЕКТОР в течение всего срока их эксплуатации.

12.2. Во время выполнения работ по техническому обслуживанию необходимо выполнять указания, приведенные в разделах 8, 9 и 10.

12.3. Ежегодный уход предприятием-потребителем включает:

- очистку ПП и ВП системы от загрязнений;
- проверку прочности крепежа составных частей ПП и ВП;
- проверку качества заземления корпусов ПП и ВП;
- проверку надежности присоединения, а также отсутствие обрывов или повреждений изоляции соединительных кабелей.

12.4. Поверка системы производится с периодичностью один раз в 2 года в соответствии с методикой РТ-МП-4974-449-2018 “ГСИ. Системы измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР. Методика поверки”. Методика поверки предоставляется в комплекте поставки системы.

12.5 Поверка датчиков давления, а также уровнемеров ВЕКТОР, входящих в состав системы производится в соответствии с технической документацией на данные СИ. Межповерочный интервал, требования к техническому обслуживанию и методика поверка конкретного датчика давления и уровнемера ВЕКТОР указаны в паспортах данных СИ. Техническая документация на датчик давления и уровнемеры ВЕКТОР входит в состав комплекта поставки системы.

13. ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ

13.1. Система в упаковке пригодна для доставки любым видом транспорта с защитой от прямого попадания атмосферных осадков, кроме негерметизированных отсеков самолета.

13.2. Хранение системы осуществляется в упаковке в помещениях, соответствующих гр. Л ГОСТ 15150.

В документе приняты следующие сокращения:

ИЭ	– измерительный элемент;
МК	– микроконтроллер;
ПАП	– пьезоакустический преобразователь;
ЭП	– электронный преобразователь;
ООО	– общество с ограниченной ответственностью;
ПО	– программное обеспечение;
КД	– конструкторская документация;
ПУЭ	– правила устройства электроустановок;
ПК	– персональный компьютер;
ЦИТ	– цифровой интегральный термометр;
ДТ	– датчик температуры;
ДПТ	– датчик плотности и температуры;
ЭВМ	– электронно-вычислительная машина;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
СИ	– средства измерения;
АРМ	– автоматизированное рабочее место;
ПП	– первичный преобразователь;
ВП	– вторичный прибор;
ВО	– вспомогательное оборудование;
ОТК	– отдел технологического контроля.

Приложение 1

ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ

СТРУКТУРА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ СИСТЕМ СИМ ВЕКТОР ПРИ ЗАКАЗЕ

Система измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР исполнения _____¹⁾

ТУ 26.51.52-001-38352196-2017 в составе:

Вторичный прибор: _____²⁾

Типы и количество первичных преобразователей:

ПП №1, обозначение _____³⁾, количество _____⁴⁾

...

ПП № _____⁵⁾, обозначение _____³⁾, количество _____⁴⁾

ПРИМЕР ОБОЗНАЧЕНИЯ:

*Система измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР исполнения 1
ТУ 26.51.52-001-38352196-2017 в составе:*

Вторичный прибор Weintek MT8071iE

Типы и количество первичных преобразователей:

ПП №1, обозначение ВЕКТОР1210Н-ДТ-Ех, количество 1

ПП №2, обозначение ВЕКТОР2108U-ДТ-Вн, количество 2

1) Значение соответствует методу измерения массы

1	В системе реализован косвенный метод статических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004. В системе данного исполнения используются первичные преобразователи типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДТ.
2	В системе реализован косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004. В системе данного исполнения используются первичные преобразователи типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДПТ
3	В системе осуществляется комбинированный способ измерения массы, реализующий отдельно 1 и 2 методы. В системе данного исполнения используются первичные преобразователи типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДТ и типа ВЕКТОРXXXXН(U)-ДПТ

²⁾ Значение соответствует модели вторичного прибора – панели оператора Weintek серий IE, XE, eMT

³⁾ Условное обозначение ПП, входящего в состав системы, в соответствии с Приложением А.2

⁴⁾ Количество ПП одного типа в системе, при условии, что суммарное количество ПП, входящих в состав системы не более 32.

⁵⁾ Значение, равное количеству ПП различных типов.

Приложение А.2

ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ

СТРУКТУРА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ СИСТЕМ СИМ ВЕКТОР

Структура условного обозначения уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР

ВЕКТОР	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----

Пример обозначения:

ВЕКТОР	21	08	U	0	Ex	0	Д	12600	75.1(500)	Гн12	ЦТ5/500	0	0	Ш	ФД	КНн	ГП
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

1 – Код обозначения типа и материала измерительного элемента

10	Жесткий измерительный элемент, нержавеющая сталь AISI.316
11	Жесткий измерительный элемент, нержавеющая сталь AISI.316, чехол PFA ⁽¹⁾
12	Жесткий измерительный элемент, нержавеющая сталь AISI.316, герметичное покрытие PFA (для агрессивных сред)
21	Гибкий измерительный элемент, PFA (содержит элементы конструкции из нержавеющей стали AISI.316)
22	Гибкий измерительный элемент, PFA (для агрессивных сред)

⁽¹⁾ Применяется для улучшения скольжения поплавков и защиты от налипания в средах с повышенной вязкостью.

2 – Код обозначения диаметра измерительного элемента

06	Диаметр измерительного элемента 6 мм
08	Диаметр измерительного элемента 8 мм
10	Диаметр измерительного элемента 10 мм
12	Диаметр измерительного элемента 12 мм
13	Диаметр измерительного элемента 13 мм
14	Диаметр измерительного элемента 14 мм

3 – Код обозначения выходного сигнала

Н	4...20 мА, HART-протокол
U	RS-485, ModBus-протокол

4 – Код обозначения основной модификации

0	Измерение уровня и уровня раздела сред
ДТ	Измерение уровня, уровня раздела сред и температуры
ДПТ	Измерение уровня, уровня раздела сред, температуры и плотности

5 – Код обозначения вида взрывозащиты

Ex	Взрывозащита “искробезопасная электрическая цепь”, маркировка взрывозащиты 0 Ex ia IIB T1/T2/T3/T4/T5 X
Вн	Взрывозащита частично “искробезопасная электрическая цепь” и частично “взрывонепроницаемая оболочка”, маркировка взрывозащиты 1 Ex d [ia] IIB T1/T2/T3/T4/T5

6 – Код обозначения высокотемпературного исполнения для измеряемой среды

0	Температура измеряемой среды: от минус 45...+85 °С
T1	Высокотемпературное исполнения T1 Температура измеряемой среды: от минус 45...+200 °С ⁽¹⁾
T2	Высокотемпературное исполнения T2 Температура измеряемой среды: от минус 45...+450 °С ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Применяется только для исполнения с кодом 0 в позиции 4.

7 – Код обозначения наличия дисплея

0	ЖК-дисплей отсутствует	Д	ЖК-дисплей в наличие
----------	------------------------	----------	----------------------

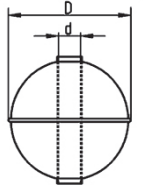
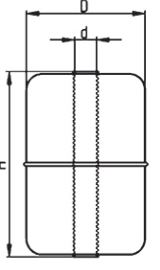
8 – Длина измерительного элемента, в мм

9 – Код обозначения поплавка

75.1	(500)	(940)	(985)
9.1	9.2	9.3	9.4

Пример обозначения комплекта поплавков в количестве 3 штук: 75.1(500)/(940)/(985)

9.1 – Код обозначения поплавка по основному размеру

Код	Габаритные размеры D × H × d	Материал	Рабочее давление МПа	Рабочая температура °С	Плотность не менее, кг/м ³	Форма поплавка	
0	Поплавок отсутствует в комплектации						
52	52 × 15,5	316L	3	-45...+200	550		
75.1	75 × 23	316L	5		500		
75.2	75 × 23	Титан			400		
75.3	75 × 23	316L	-45...+450	500			
125	125 × 23	316L		2,5	500		
42	42 × 50 × 15,5	316L	1,5	-45...+200	600		
45	45 × 56 × 15,5	316L			500		
49	48 × 50 × 21	Вспен. эбонит	2,0	-45...+85	400		
51	51 × 61 × 15,5	316L	1,5	-45...+200	500		
65	65 × 111 × 25	316L		-45...+85	500		
48	48 × 60 × 13	PVDF	0,5	-45...+120	550		
76	76 × 95 × 23	Титан	3	-50...+450	400		
96	96 × 97 × 23	12X18H10T	2		500		
Z	Поплавок или магнитный позиционер специального исполнения, характеристики – согласно опросному листу						

9.2, 9.3, 9.4 – Код обозначения плотности (в кг/м³) поплавка 1, поплавка 2, поплавка 3.

10 – Код обозначения груза

КОД	Длина груза, мм	Диаметр груза, мм	Монтажная длина, м
0	Груз отсутствует в комплектации		
Гц12	120 мм – оцинков. сталь ⁽¹⁾	48	L _M ≥ 5
Гн12	120 мм – нерж. сталь ⁽¹⁾		
Гц08	80 мм – оцинков. сталь ⁽¹⁾		L _M < 5
Гн08	80 мм – нерж. сталь ⁽¹⁾		
Гф06	60 мм – фторопласт PVDF ⁽²⁾		
			–

⁽¹⁾Применимо только для уровнемеров с кодом 21 и 22 в позиции 1 в сочетании с кодами 0 или ДТ в позиции 4.

⁽²⁾Применимо для уровнемеров с кодом 22 в позиции 1 в сочетании с кодами 0 или ДТ в позиции 4.

11 – Код обозначения цифровых интегральных датчиков температуры

0	Отсутствуют ⁽³⁾
ЦТN/S	Цифровые интегральные датчики температуры в количестве N _____ шт. Шаг установки датчиков S _____ мм ⁽⁴⁾

⁽³⁾Применимо только для исполнения с кодом 0 в позиции 4.

⁽⁴⁾Шаг установки отсчитывается начиная от самой нижней точки, в которой шаг равен 0.

12 – Код обозначения датчика дифференциального давления⁽⁵⁾

0	Отсутствует
EJX	EJX110A, точность ±0,04%
DMD	DMD 331-A-S, точность ±0,075%
МЕТ	Метран-150, точность ±0,075%

⁽⁵⁾Применимо для уровнемеров с кодом ДПТ в позиции 4.

13 – Код обозначения фиксатора

0	Фиксатор отсутствует в комплектации
Ф	Фиксатор
ФЦф48	Фиксатор из фторопласта с функцией центровки, диаметр 48 мм, Ду = 50
ФЦф75	Фиксатор из фторопласта с функцией центровки, диаметр 75 мм, Ду = 80
ФЦф96	Фиксатор из фторопласта с функцией центровки, диаметр 96 мм, Ду = 100
ФЦн48	Фиксатор из нержавеющей стали с функцией центровки, диаметр 48 мм, Ду = 50
ФЦн75	Фиксатор из нержавеющей стали с функцией центровки, диаметр 75 мм, Ду = 80
ФЦн96	Фиксатор из нержавеющей стали с функцией центровки, диаметр 96 мм, Ду = 100

14 – Код обозначения штуцера установочного

0	Штуцер установочный отсутствует в комплектации
Ш	Штуцер установочный с резьбой G $\frac{1}{2}$ "

15 – Код обозначения монтажных частей, обеспечивающих присоединение к процессу

0	Монтажные части отсутствуют в комплектации
БД	Бобышка под приварку с дюймовой резьбой G $\frac{1}{2}$ " ВГАР.758423.019
ФД	Фланец с дюймовой резьбой по центру G $\frac{1}{2}$ ", размеры и материал – согласно опросному листу ⁽¹⁾
ПД	Переходник с дюймовой резьбы G2" на G $\frac{1}{2}$ " ВГАР.758423.018
ПП	Присоединение типа "Tri-Clamp" с обжимным хомутом для пищ. и фарм. промышленности – согласно опросному листу
ПМ	Переходник с метрической резьбой M33 × 1,5 ВГАР.758423.017
ПЗ	Переходник по заказу – согласно опросному листу

⁽¹⁾ Поставляется как дополнительное оборудование по заказу в соответствии со стандартами ГОСТ, ОСТ, АТК, ANSI, DIN, ASME.

16 – Код обозначения варианта внешнего электрического присоединения

КНн	Ввод кабельный из нержавеющей стали для небронированного кабеля диаметром 8..13 мм
КНл	Ввод кабельный из латуни для небронированного кабеля диаметром 8..13 мм
КБн	Ввод кабельный из нержавеющей стали для бронированного кабеля диаметром 8..13 мм
КМн	Ввод кабельный из нержавеющей стали для кабеля диаметром 8..13 мм в металлорукаве диаметром 15 мм или по заказу

17 – Код обозначения наличия/отсутствия сертификата первичной государственной поверки средства измерений

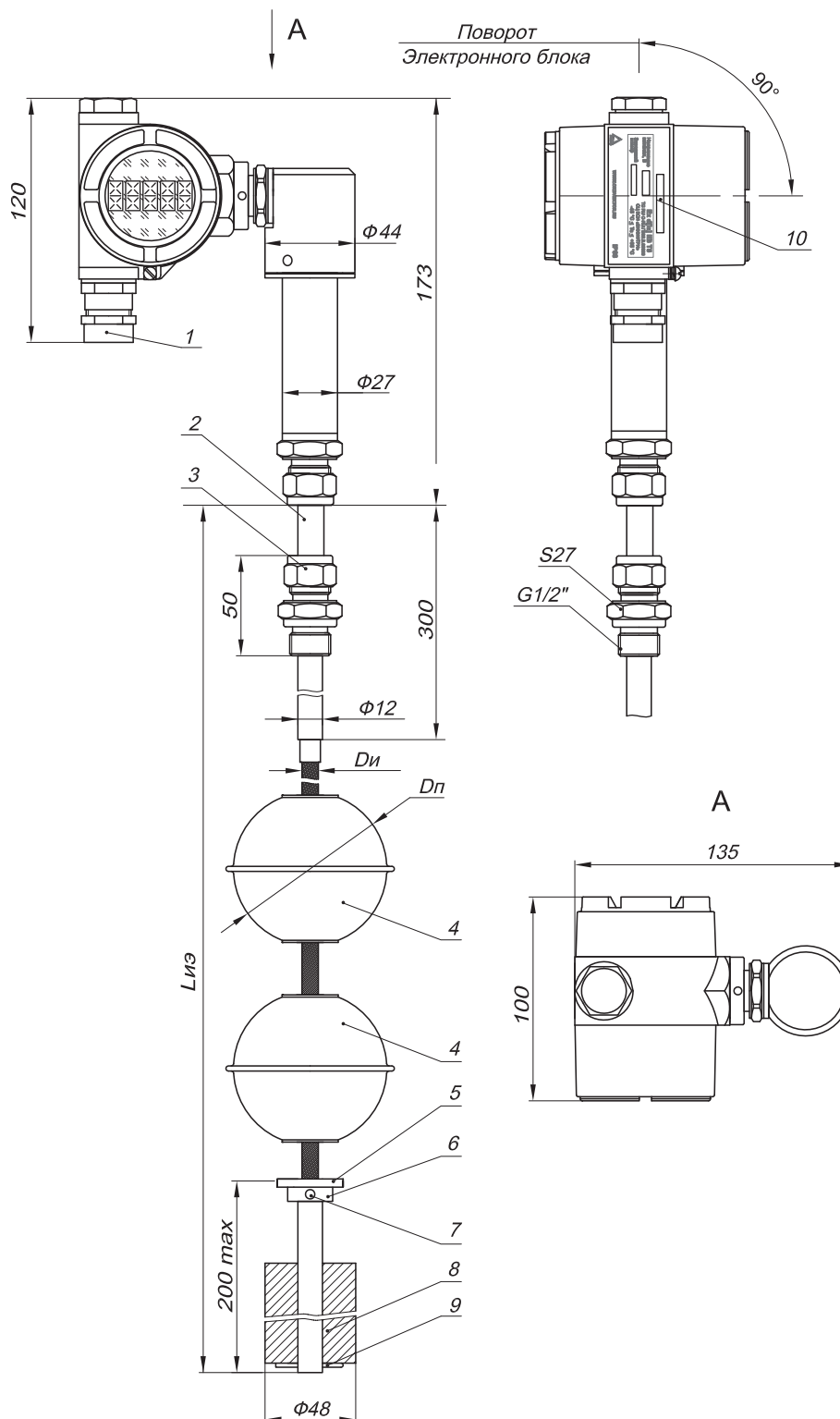
0	Отсутствие сертификата первичной государственной поверки
ГП	Наличие сертификата первичной государственной поверки

Приложение Б.1

ГАБАРИТНО-УСТАНОВОЧНЫЕ ЧЕРТЕЖИ УРОВНЕМЕРОВ ВЕКТОР1XXXH(U) ДТ И ВЕКТОР2XXXH(U) ДТ

РИСУНОК Б.1.1

Габаритно-установочный чертеж
уровнемеров ВЕКТОР1XXXH(U), ВЕКТОР1XXXH(U) ДТ



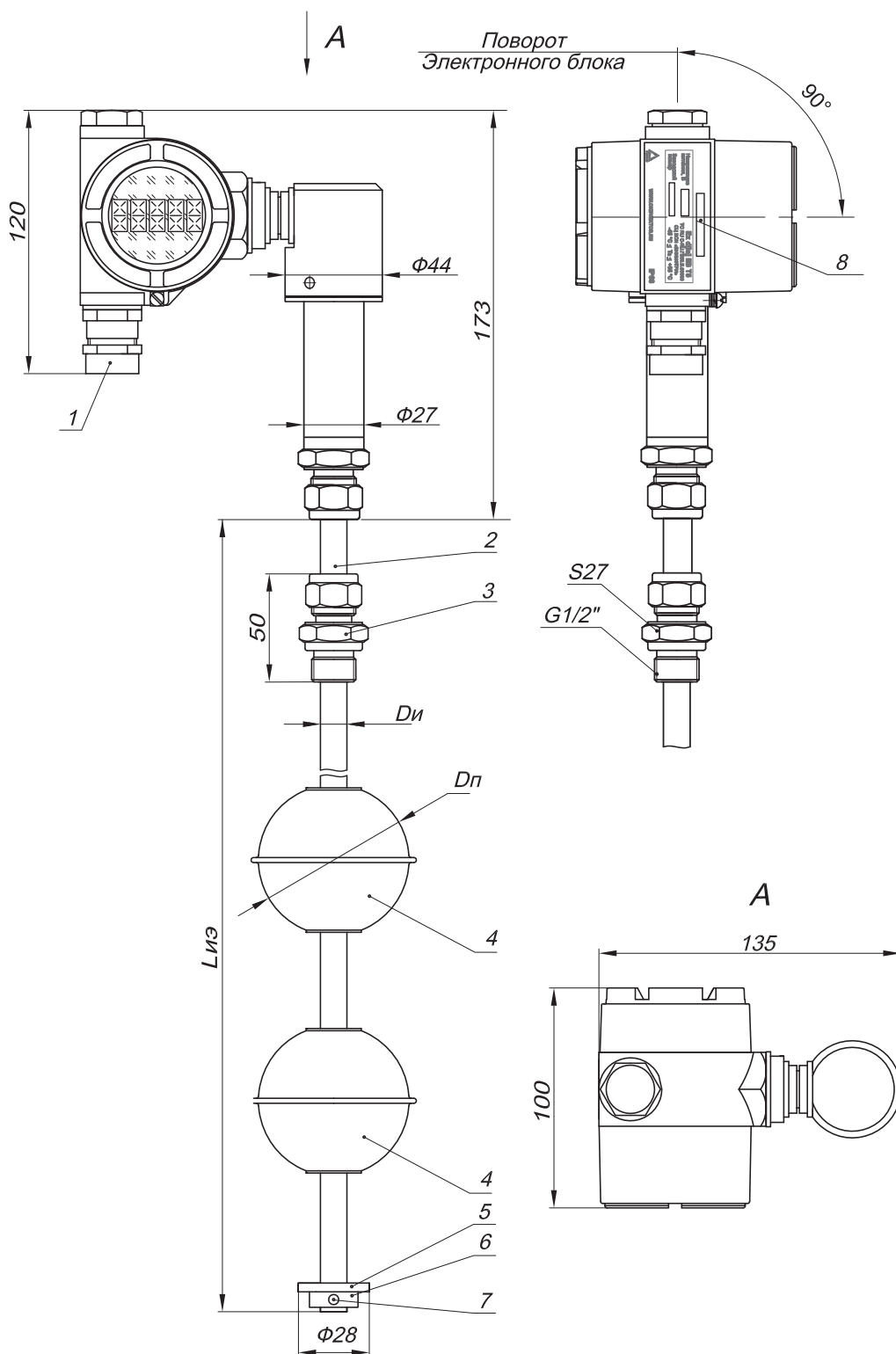
Продолжение приложения Б.1

Исполнение уровнемера ВЕКТОР	Диаметр измерительного элемента Диэ, мм
ВЕКТОР1Х06Н(У)	6
ВЕКТОР1Х08Н(У)	8
ВЕКТОР1Х10Н(У)	10
ВЕКТОР1Х12Н(У)	12

Поз.	Наименование	Примечания
КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УРОВНЕМЕРОВ ВЕКТОР1ХХХН(У), ВЕКТОР1ХХХН(У)-ДТ		
1	Кабельный ввод	Диаметр кабеля 8...13 мм
2	Уровнемер ВЕКТОР1ХХХН(У) или Уровнемер ВЕКТОР1ХХХН(У)-ДТ	
3	Штуцер установочный	Поставляется в комплекте
4	Поплавок	
5	Вставка фторопластовая	Поставляется в комплекте
6	Фиксатор	Поставляется в комплекте
7	Винт стопорный (3 шт.)	Поставляется в комплекте
8	Шильдик	
РАЗМЕРЫ		
Лиэ	Длина измерительного элемента уровнемера ВЕКТОР	Определяется заказчиком
Ди	Диаметр измерительного элемента	Определяется в зависимости от длины Лиэ и условий эксплуатации
Дп	Диаметр поплавок	Определяется в зависимости от диаметра условного прохода патрубка и условий эксплуатации

РИСУНОК Б.1.2

Габаритно-установочный чертеж
уровнемеров ВЕКТОР2ХХХН(U), ВЕКТОР2ХХХН(U)-ДТ



Продолжение приложения Б1

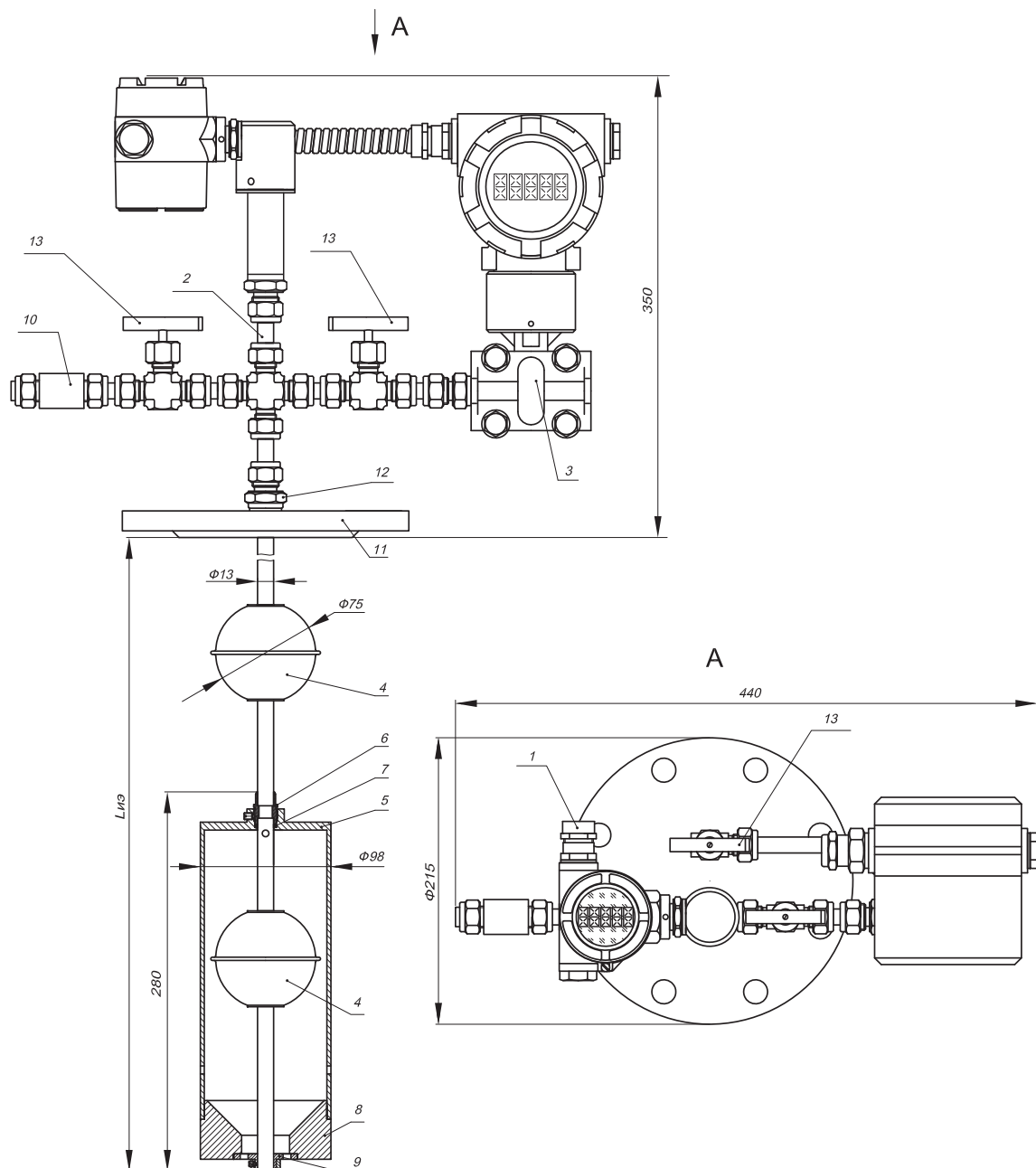
Исполнение уровнемера ВЕКТОР	Диаметр измерительного элемента Диэ, мм
ВЕКТОР2Х06Н(У)	6
ВЕКТОР2Х08Н(У)	8
ВЕКТОР1Х10Н(У)	10
ВЕКТОР1Х12Н(У)	12

Поз.	Наименование	Примечания
КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УРОВНЕМЕРОВ ВЕКТОР2ХХХН(У), ВЕКТОР2ХХХН(У)-ДТ		
1	Кабельный ввод	Диаметр кабеля 8...13 мм
2	Уровнемер ВЕКТОР2ХХХН(У) или Уровнемер ВЕКТОР2ХХХН(У)-ДТ	
3	Штуцер установочный	Поставляется в комплекте
4	Поплавок	
5	Вставка фторопластовая	Поставляется в комплекте
6	Фиксатор	Поставляется в комплекте
7	Винт стопорный (3 шт.)	Поставляется в комплекте
8	Груз	
9	Шплинт	
10	Шильдик	
РАЗМЕРЫ		
Лиэ	Длина измерительного элемента уровнемера ВЕКТОР	Определяется заказчиком
Ди	Диаметр измерительного элемента	Определяется в зависимости от длины Лиэ и условий эксплуатации
Дп	Диаметр поплавка	Определяется в зависимости от диаметра условного прохода патрубка и условий эксплуатации

Приложение Б.2 ГАБАРИТНО-УСТАНОВОЧНЫЕ ЧЕРТЕЖИ УРОВНЕМЕРОВ ВЕКТОР1XXXН(У)-ДПТ И ВЕКТОР2XXXН(У)-ДПТ

РИСУНОК Б.2.1

Габаритно-установочный чертеж
уровнемера ВЕКТОР1XXXН(У)-ДПТ

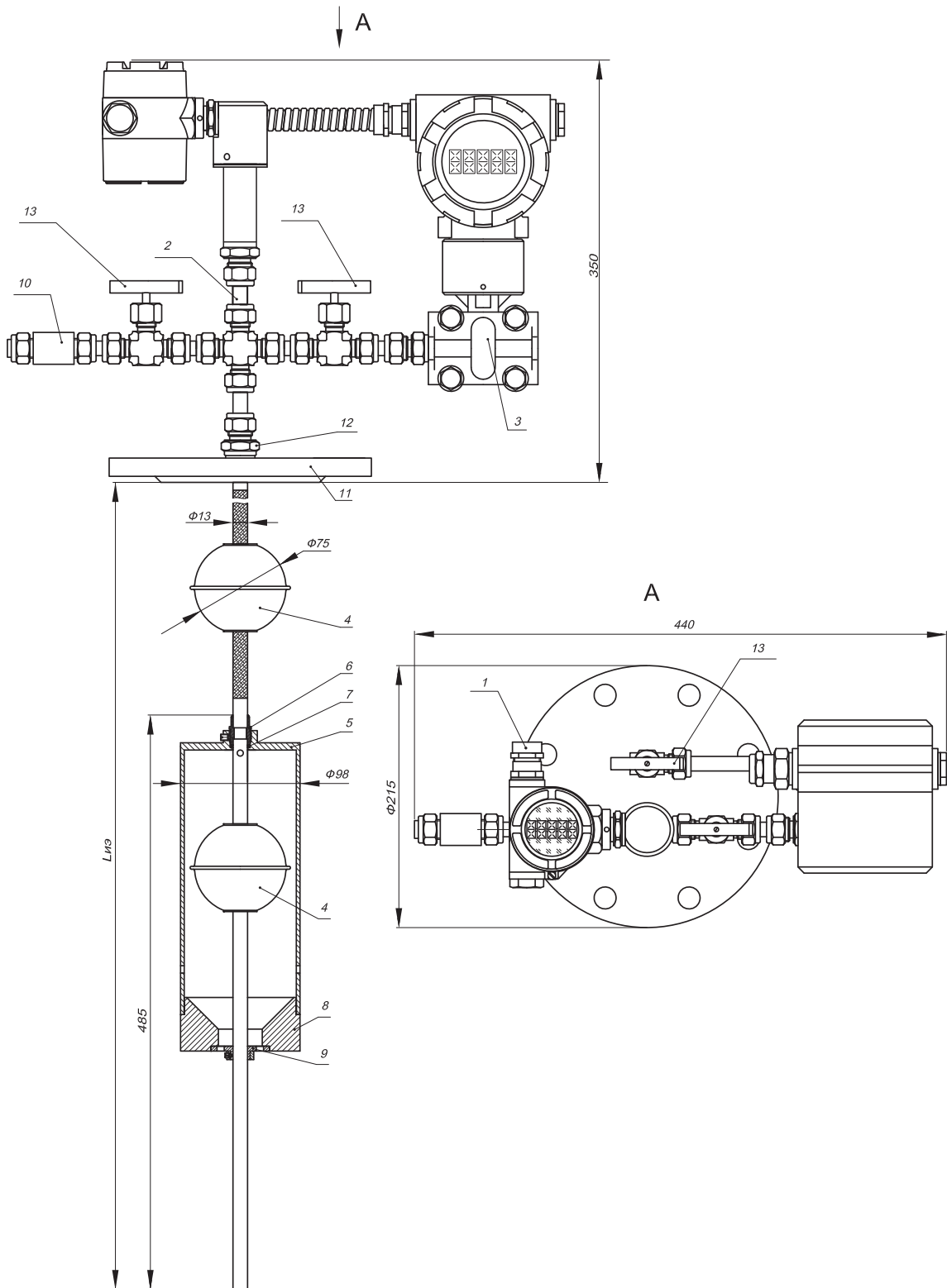


Продолжение приложения Б2

Исполнение уровнемера ВЕКТОР	Диаметр измерительного элемента D, мм
ВЕКТОР1Х13Н(У)-ДПТ	13

Поз.	Наименование	Примечания
КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УРОВНЕМЕРОВ ВЕКТОР1ХХХН(У)-ДПТ		
1	Кабельный ввод	Диаметр кабеля 8...13 мм
2	Уровнемер ВЕКТОР1ХХХН(У)-ДПТ	
3	Датчик дифференциального давления с клапанным блоком	Поставляется в комплекте
4	Поплавок	
5	Колокол	Поставляется в комплекте
6	Штуцер	Поставляется в комплекте
7	Прокладка фторопластовая уплотнительная	Поставляется в комплекте
8	Груз	
9	Фиксатор	
10	Клапан обратный	Поставляется в комплекте
11	Фланец ДУ100	Поставляется в комплекте
12	Штуцер установочный	2 шт. в комплекте
13	Вентиль игольчатый	Поставляется в комплекте
РАЗМЕРЫ		
Лиэ	Длина измерительного элемента уровнемера ВЕКТОР	Определяется заказчиком

РИСУНОК Б.2.2
 Габаритно-установочный чертеж
 уровнемера ВЕКТОР2XXXH(U)-ДПТ



Продолжение приложения Б2

Исполнение уровнемера ВЕКТОР	Диаметр измерительного элемента D, мм
ВЕКТОР2Х13Н(У)-ДПТ	13

Поз.	Наименование	Примечания
КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УРОВНЕМЕРА ВЕКТОР2Х13Н(У)-ДПТ		
1	Кабельный ввод	Диаметр кабеля 8...13 мм
2	Уровеньмер ВЕКТОР2ХХХН(У)-ДПТ	
3	Датчик дифференциального давления с клапанным блоком	Поставляется в комплекте
4	Поплавков	
5	Колокол	Поставляется в комплекте
6	Штуцер	Поставляется в комплекте
7	Прокладка фторопластовая уплотнительная	Поставляется в комплекте
8	Груз	
9	Фиксатор	
10	Клапан обратный	Поставляется в комплекте
11	Фланец ДУ100	Поставляется в комплекте
12	Штуцер установочный	2 шт. в комплекте
13	Вентиль игольчатый	Поставляется в комплекте
РАЗМЕРЫ		
Лиз	Длина измерительного элемента уровнемера ВЕКТОР	Определяется заказчиком

Приложение В

ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ

ОБЩИЙ ВИД СИСТЕМЫ СИМ ВЕКТОР

РИСУНОК В.1. Общее устройство системы исполнения 1



РИСУНОК В.2. Общее устройство системы исполнения 2



РИСУНОК В.3. Общее устройство системы исполнения 3



Приложение Г

ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ

СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СИСТЕМЫ

РИСУНОК Г.1 Системы исполнения 1
с барьером искрозащиты Hans Turck GmbH, одноканальным

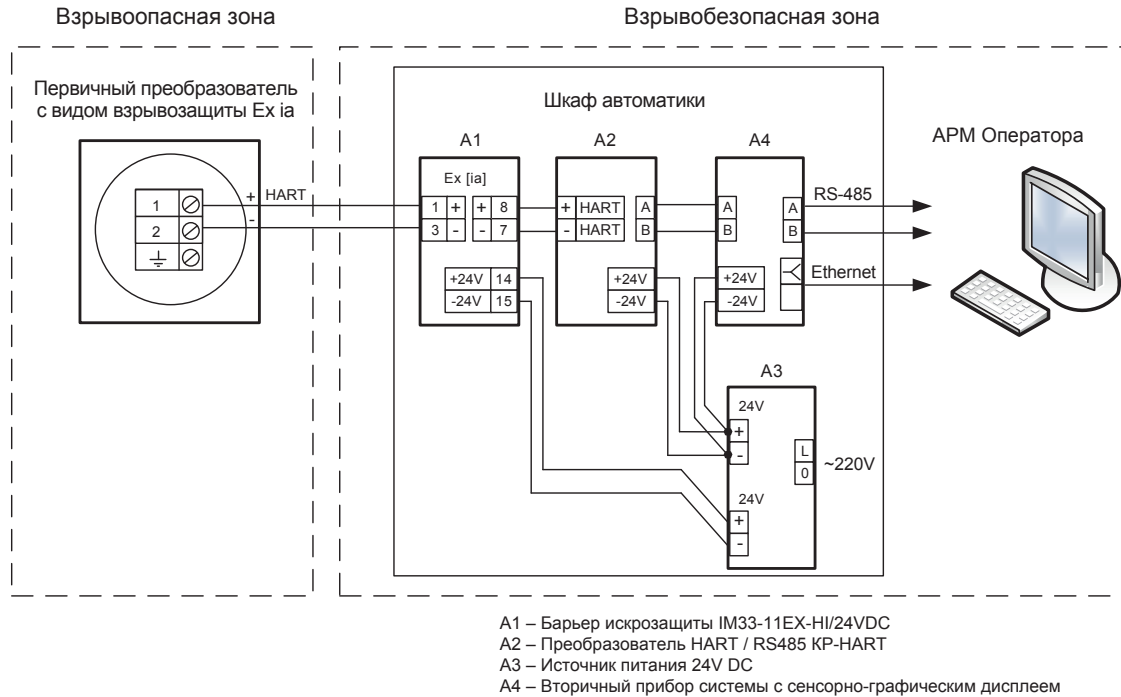
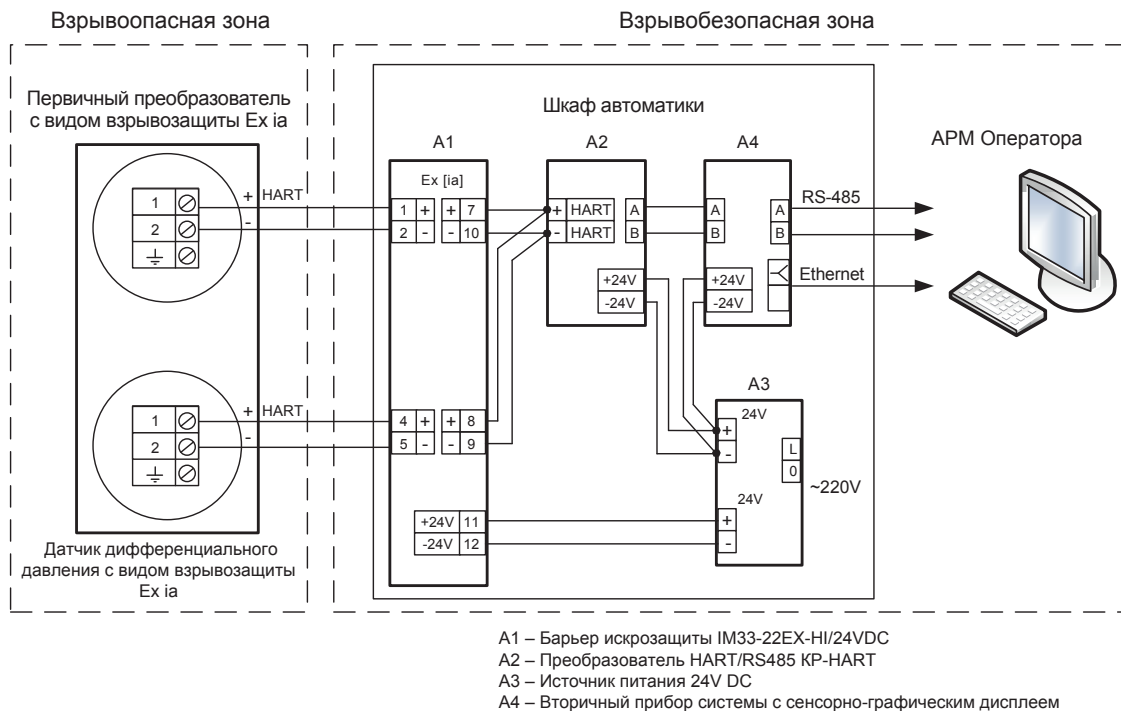


РИСУНОК Г.2 Системы исполнения 2
с барьером искрозащиты Hans Turck GmbH, двухканальным



Продолжение приложения Г

РИСУНОК Г.3. Системы исполнения 1 с барьером искрозащиты Pepperl+Fuchs s.r.l., одноканальным

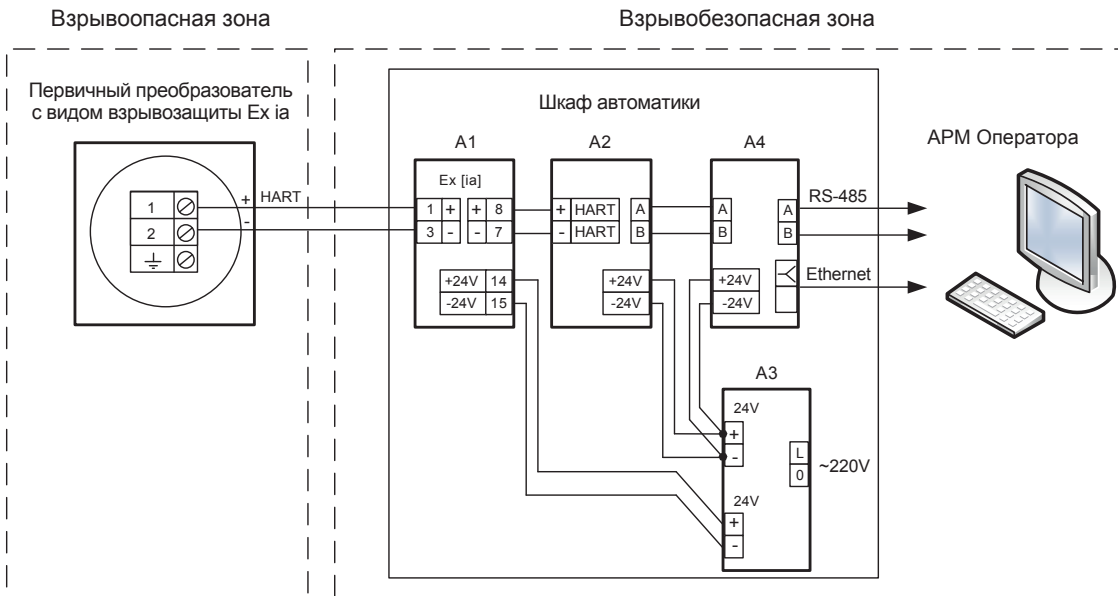


РИСУНОК Г.4. Системы исполнения 2 с барьером искрозащиты Pepperl+Fuchs s.r.l., двухканальным

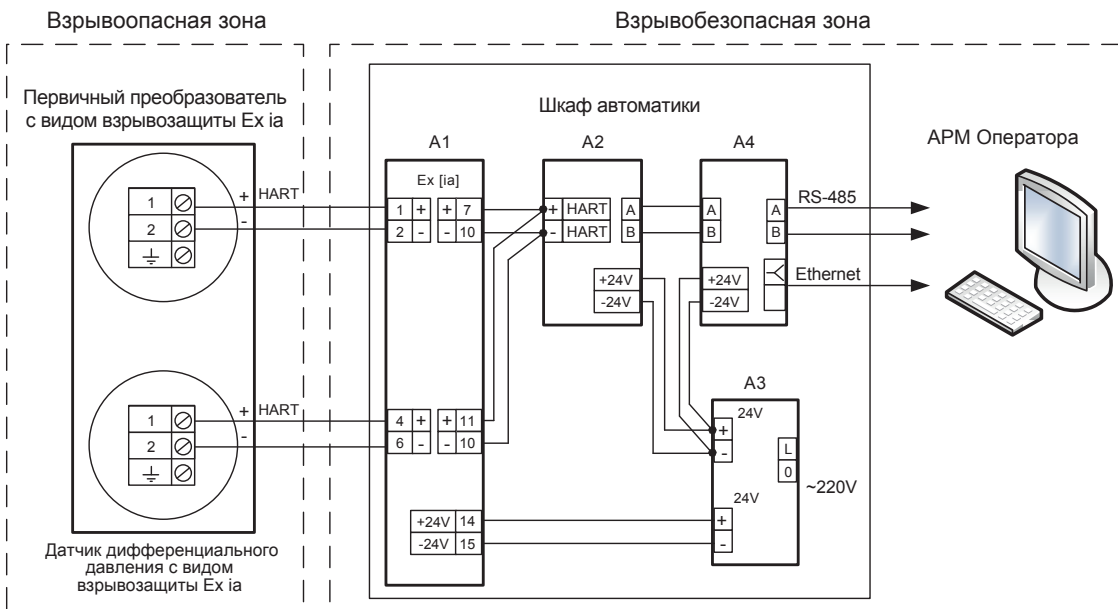
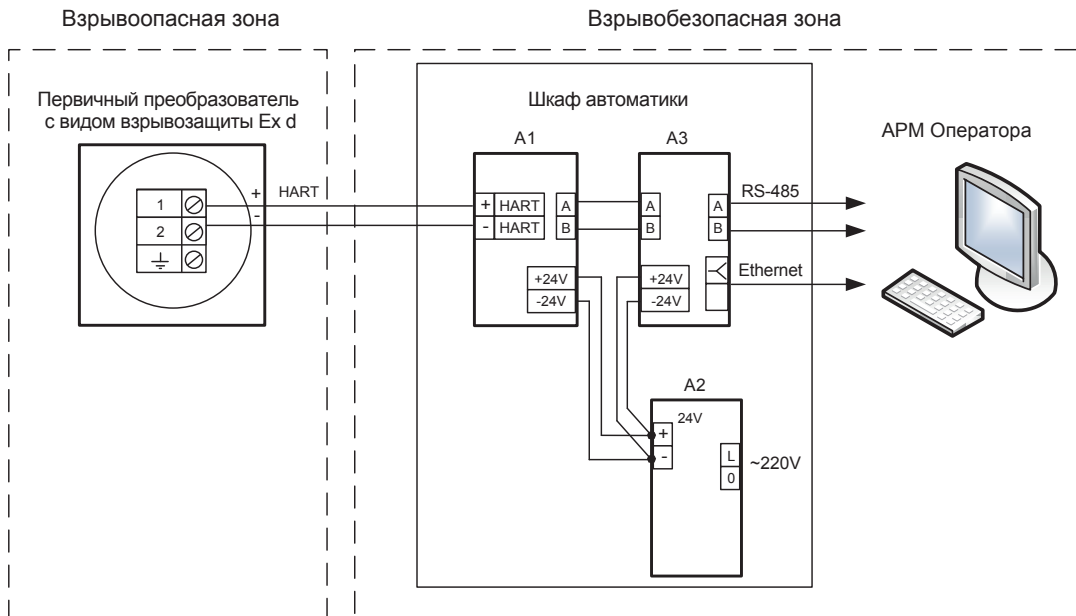
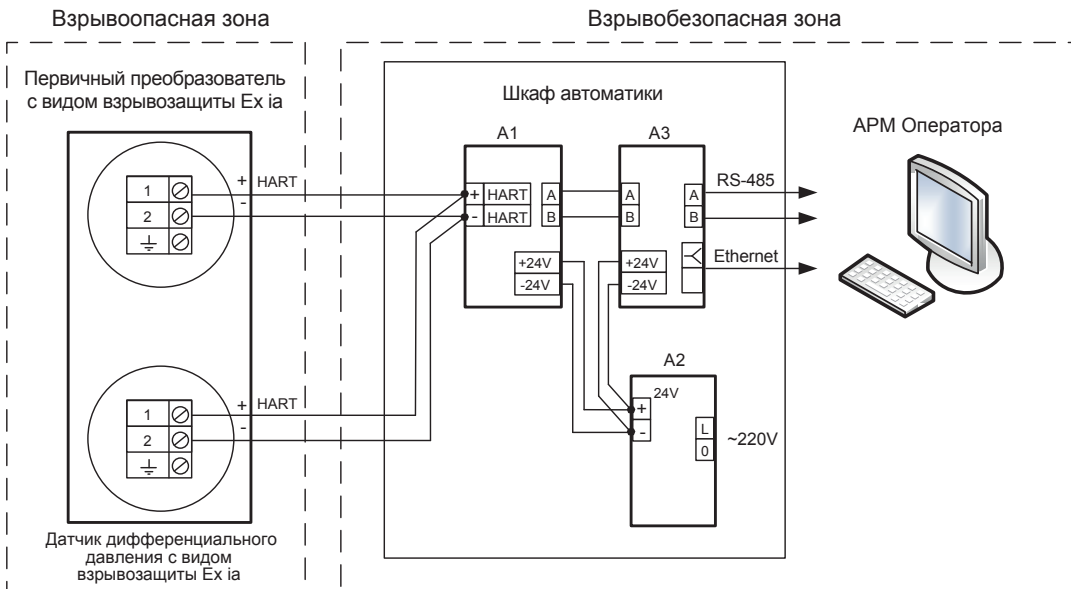


РИСУНОК Г.5. Системы исполнения 1, маркировка взрывозащиты Exd
первичного преобразователя с HART интерфейсом



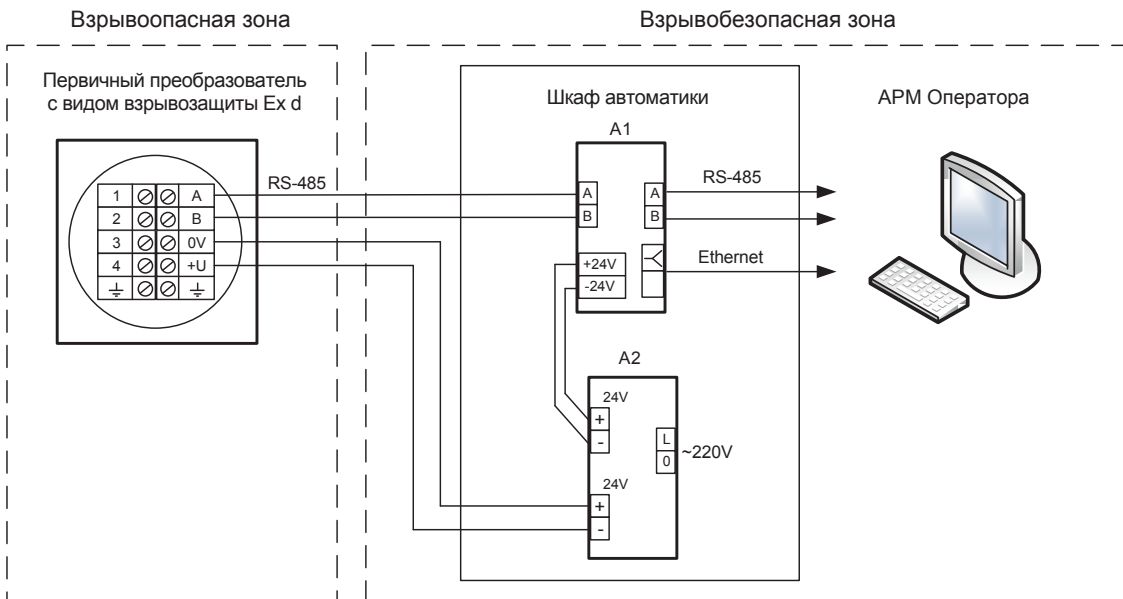
A1 – Барьер искрозащиты KFD2-STC4-Ex1.ES
 A2 – Преобразователь HART/RS485 KP-HART
 A3 – Источник питания 24V DC
 A4 – Вторичный прибор системы с сенсорно-графическим дисплеем

РИСУНОК Г.6. Системы исполнения 2, маркировка взрывозащиты Exd
первичного преобразователя с HART интерфейсом



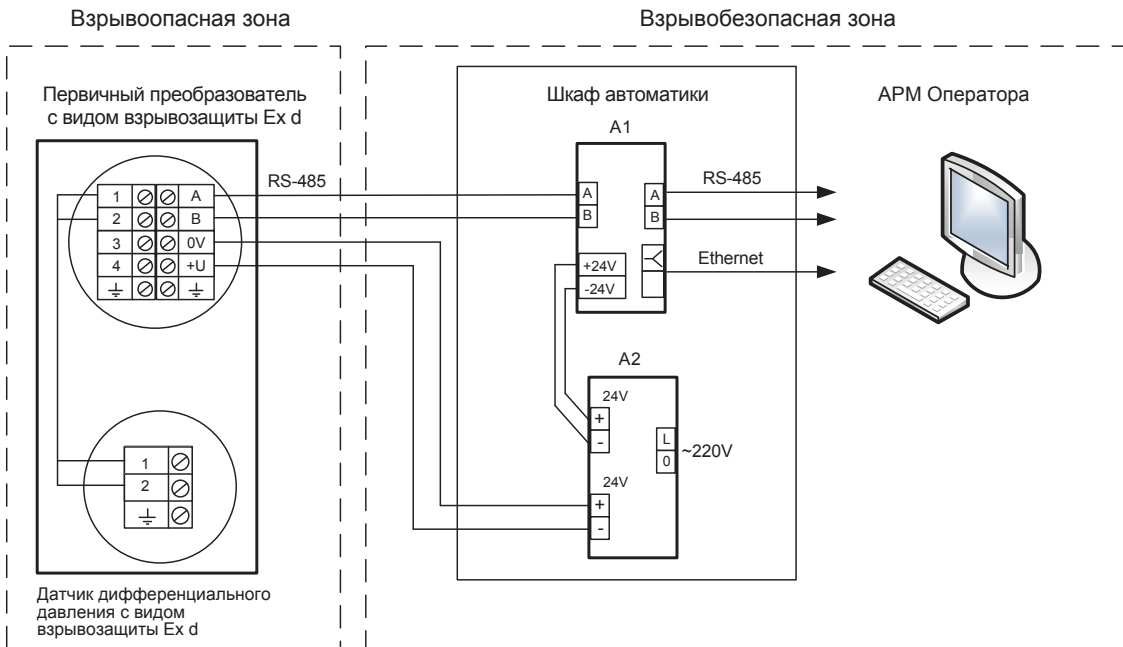
A1 – Барьер искрозащиты KFD2-STC4-Ex2
 A2 – Преобразователь HART/RS485 KP-HART
 A3 – Источник питания 24V DC
 A4 – Вторичный прибор системы с сенсорно-графическим дисплеем

РИСУНОК Г.7. Системы исполнения 1, маркировка взрывозащиты Exd первичного преобразователя с RS-485 интерфейсом



A1 – Вторичный прибор системы с сенсорно-графическим дисплеем
A2 – Источник питания 24V DC

РИСУНОК Г.8. Системы исполнения 2, маркировка взрывозащиты Exd первичного преобразователя с RS-485 интерфейсом



A1 – Вторичный прибор системы с сенсорно-графическим дисплеем
A2 – Источник питания 24V DC

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, пункта, подпункта, рисунка, приложения, в котором дана ссылка
ГОСТ Р 8.595-2004	1.3, 1.9, 1.12, 2.4.5, 2.6.1, 2.6.4, 2.6.5, 4.3.1
ГОСТ Р 8.903-2015	1.3, 1.9, 1.12, 2.4.6, 2.6.2, 2.6.4, 2.6.5
ГОСТ 8.785-2012	1.3
ГОСТ 8.570-2000	1.4
ГОСТ 8.346-2000	1.4
ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011)	5.7
ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011)	1.14.1
ГОСТ IEC 60079-1-2011	1.14.1
ГОСТ 14192	6.1.6, 6.2.3
ГОСТ 14254	2.8, 6.1.2, 6.2.1
ГОСТ Р 52931-2008	2.8
ГОСТ 15150	1.14
ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое, переработанное и дополненное, с изменениями. Москва, Госэнергонадзор Минэнерго России, 2001 г.	1.14.1, 9.1
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011	1.5, 1.6, 1.14.1, 5.2, 5.7, 9.1
ГОСТ 10354	2.11.4
ГОСТ 30805.22-2013	2.4.15, 2.7.9
ГОСТ 32132.3-2013	2.4.15, 2.7.9
ГОСТ 27.003-2011	2.10.2



ООО “ОКБ ВЕКТОР”

123458, Россия, Москва,
ул. Твардовского, д. 8
Технопарк “Строгино”

+7 (495) 989 52 73

+7 (495) 162 90 07

info@okbvektor.ru

www.okbvektor.ru