

ОАО "Славнефть-ЯНОС"
Цех №13 ТСП
Товарно-сырьевые парки

Лист	Изм.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	Лист	Изм.	0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	x										29										
2	x										30										
3	x										31										
4	x										32										
5	x										33										
6	x										34										
7	x										35										
8	x										36										
9	x										37										
10	x										38										
11	x										39										
12	x										40										
13	x										41										
14	x										42										
15	x										43										
16	x										44										
17	x										45										
18	x										46										
19	x										47										
20	x										48										
21	x										49										
22	x										50										
23	x										51										
24	x										52										
25	x										53										
26	x										54										
27	x										55										
28	x										56										

Согласовано:

Ревизии

Основание для изменения

Утв.

ГИП

Изм.	Дата	Отдел Автоматизации процессов	
		Исполнил	Нач. отдела

2972-АТХ1-ТУ-101

ГИП	Аксенов		01.18
Разраб.	Мизин		01.18
Провер.	Троилин		01.18
Н. Контр	Шишлянников		01.18
Нач. отд.	Мизин		01.18

Система измерения массы
 нефтепродуктов парка готовой
 продукции ТСП

Стадия	Лист	Листов
Р	1	28
ООО «КХМ-проект» 		

СОДЕРЖАНИЕ:

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	3
2	НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ	4
3	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	5
4	ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ	7
5	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	8
6	ОБЪЕМ ПОСТАВЛЯЕМЫХ УСЛУГ	22
7	ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	23
8	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ	25
	Приложение А. Структурная схема системы измерения массы	27
	Приложение Б. Схема установки уровнемера	28

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Данные Технические Условия разработаны на основе:

- задания на проектирование № 13-1153 "Оснащение системами измерений и сведения балансов в парках готовой продукции ТСП" от 03.10.2016г., утвержденного директором по капитальному строительству ОАО «Славнефть-ЯНОС» А.С.Кесаревым;

- технических условий на оснащение парков готовой продукции ТСП системами измерения массы от 23.09.2016г., утвержденных главным метрологом ОАО «Славнефть-ЯНОС» С.И.Кравцом.

1.2. В настоящем документе представлены требования, предъявляемые к системе измерения массы нефти и нефтепродуктов (далее система) в целом, к её структуре, комплектующим элементам, к конфигурации, к метрологическим характеристикам, к выполняемым функциям.

1.3. При отличии технических возможностей предложенного оборудования от требований данных ТУ, технические характеристики должны быть согласованы с Заказчиком.

2. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ

Система предназначена для измерения уровня (уровня продукта и уровня границы раздела фаз), температуры, давления продукта и вычисления плотности, объема, массы нефтепродукта в автоматическом режиме косвенным методом статических измерений в мерах вместимости по ГОСТ Р 8.595-2004.

3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1. Местоположение установки

Титулы 98 и 94/2 на основной производственной площадке ОАО «Славнефть-ЯНОС», планшет №18, Цех №13, Участок Парки смешения.

Титулы 288/2, 288/3, 288/4, 288/15, 288/20, 288/22, 173/2 на производственной площадке ТСБ ОАО «Славнефть-ЯНОС», Цех №13, Участок ТСП.

3.2. Климатические условия размещения оборудования

Тип	Температура окружающего воздуха, °С	Относительная влажность окружающего воздуха
Полевое оборудование	От минус 46 °С до плюс 65 °С	До 98% при температуре до 35 °С
Шкаф системы измерения массы	От плюс 18 °С до плюс 28 °С	До 52±7 %, но не более 70% при 24 °С и ниже
Станция системы измерения массы (стационарная)	От плюс 18 °С до плюс 28 °С	До 52±7 %, но не более 70% при 24 °С и ниже

3.3. Климатические условия размещения оборудования

Тип	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-2012	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Группа и категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5, ГОСТ 30852.11
Полевое оборудование	1	В1г	<p><u>Бензин IIА-Т2:</u> Тит.288/22 (Р-259, Р-260,Р-261,Р-262,Р-263, Р-264,Р-265,Р-266); Тит.288/20 (Р-267, Р-268,Р-269,Р-270); Тит.288/3 (Р-219,Р-220), Тит.288/2 (Р-217,Р-218), Тит.173/7 (Р-911, Р-912,Р-940), Тит.98,94/2 (Р-64,Р-65, Р-66).</p> <p><u>Диз. топливо IIB-Т3</u> Тит.288/20 (Р-271,Р-274), Тит.288/4 (Р-235,Р-244, Р-245,Р-246,Р-247,Р-248, Р-249,Р-250,Р-251,Р-256) Тит.288/15 (Р-252,Р-253, Р-254,Р-255,Р-257,Р-258) Тит.173/7 (Р-910),</p>

Тип	Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 31610.10-2012	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Группа и категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5, ГОСТ 30852.11
			<u>Керосин IIА-Т3</u> Тит. 288/3 (Р-225,Р-226, Р-227,Р-228,Р-231, Р-232), Тит.288/2 (Р-233,Р-234).
Шкаф системы измерения массы	Не класс.	Не класс.	Нет
Шкаф коммуникационный	Не класс.	Не класс.	Нет
Станция системы измерения массы (стационарная)	Не класс.	Не класс.	Нет

4. ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ

Система устанавливается на каждый парк (группу) резервуаров. Всего на участке ТСП устанавливается восемь систем измерения массы. Перечень резервуаров, входящих в каждую систему, приведен в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 Перечень систем измерения массы ТСП

№ системы измерения массы	Перечень резервуаров	Расположение шкафа с контроллером системы	Доп. работы
1	P-259, P-260, P-261, P-262, P-263, P-264, P-265, P-266	Тит. 288/22	
2	P-267, P-268, P-269, P-270, P-271, P-274	Тит. 288/20	
3	P-225, P-226, P-227, P-228, P-231, P-232, P-219, P-220	Тит. 288/3	
4	P-233, P-234, P-217, P-218	Тит. 288/2	
5	P-235, P-244, P-245, P-246, P-247, P-248, P-249, P-250, P-251, P-256	Тит. 288/4	
6	P-252, P-253, P-254, P-255, P-257, P-258	Тит. 288/15	
7	P-910, P-911, P-912, P-940	Тит. 173/2	
8	P-64, P-65, P-66	Тит. 46/1	

5. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

5.1. Требования к системе в целом

Система должна обеспечивать:

- Измерения уровня нефтепродукта
- Измерение уровня раздела фаз нефтепродукт / подтоварная вода
- Измерение температуры продукта
- Измерение температуры паров
- Измерение (расчет) плотности нефтепродукта
- Расчет объема нефтепродукта
- Расчет массы нефтепродукта в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (косвенным методом статических измерений в мерах вместимости).
- Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтепродукта указаны в требованиях к метрологическому обеспечению системы. Участник закупочной процедуры предоставляет расчет относительной погрешности измерения массы нефтепродукта (в соответствии с ГОСТ 8.595-2004) в составе технического предложения.
- В системе должен быть предусмотрен автоматический расчет плотности нефтепродукта, возможность ввод значения плотности вручную тремя способами: с переносной станции, со стационарной станции оператора системы измерения массы, со станции оператора распределенной системы управления (передача в контроллер системы измерения массы по протоколу modbus).
- Значения объема и плотности продукта приводятся к температуре в соответствии с ГОСТ 8.595-2004).
- Межповерочный интервал системы – не менее 5 лет.
- Система должна обеспечивать возможность измерения уровня, температуры, плотности и расчета массы нефтепродукта в динамике (снятие показаний каждые 2ч), время обновления показаний измеренных и рассчитанных значений – не более 5с.
- Система должна обеспечивать возможность расчёта массы нефтепродукта косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе измерения по ГОСТ Р 8.595-2004, как альтернативный принцип измерения массы нефтепродукта.
- Система должна иметь действующее свидетельство об утверждении типа СИ (на оборудование системы и систему в целом), сертификаты / декларации соответствия ТР ТС 012/2011 (для взрывозащищенного оборудования), 004/2011 (для оборудования без средств взрывозащиты) , 020/11 (для взрывозащищенного оборудования) на дату предоставления технического предложения и дату поставки.

Важно!!! Должна быть предусмотрена возможность оснащения резервуарных парков системами измерения массы в любой последовательности.

5.2. Требования к составу, структуре и функционированию системы

Система устанавливается на парк (группу) резервуаров (емкостей).

5.2.1 Требования к составу системы измерения массы

N	Наименование оборудования	Место установки	Кол-во	Назначение
1	Уровнемер	Резервуар	1 шт./ резервуар	Измерение уровня продукта, подтоварной воды (для сервоуровнемера).
2	Многозонный термометр сопротивления с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды	Резервуар	1 шт./ резервуар	Измерение температуры продукта, паров, уровня подтоварной воды.
3	Преобразователь гидростатического давления	Резервуар	1 шт./ резервуар	Измерение гидростатического давления. Используется для автоматического расчета плотности нефтепродукта.
3а	Преобразователь давления паров (*не показан на структурной схеме).	Резервуар	1 шт./ резервуар	Измерение давления паров. Устанавливается по рекомендации производителя системы.
4	Полевой преобразователь	Резервуарный парк	1шт./ резервуарный парк	Сбор данных с полевых приборов, обеспечение искрозащиты полевых приборов, передача измеренных значений в контроллер системы измерения массы по протоколу modbus (RS-485) или аналогичному цифровому протоколу.
5	Преобразователь температуры окружающего воздуха.	Резервуарный парк	1шт./ резервуарный парк	Измерение температуры окружающего воздуха для внесения необходимых коррекций в расчет массы.
6	Шкаф (в сборе) системы измерения массы (коммуникационные модули, модули питания, контроллер системы измерения массы)	Существующий местный титул (аппаратный зал)	1шт./ резервуарный парк	Прием данных от полевых преобразователей, расчет значения массы, передача измеренных и рассчитанных значений в контроллер PCY, на переносную и стационарную станцию системы измерения массы.
7	Стационарная станция системы измерения массы	Тит. 288/16 (аппаратный зал)	1шт./ ТСП	Конфигурирование, настройка и диагностика Системы, ручной ввод плотности. Интерфейс оператора.

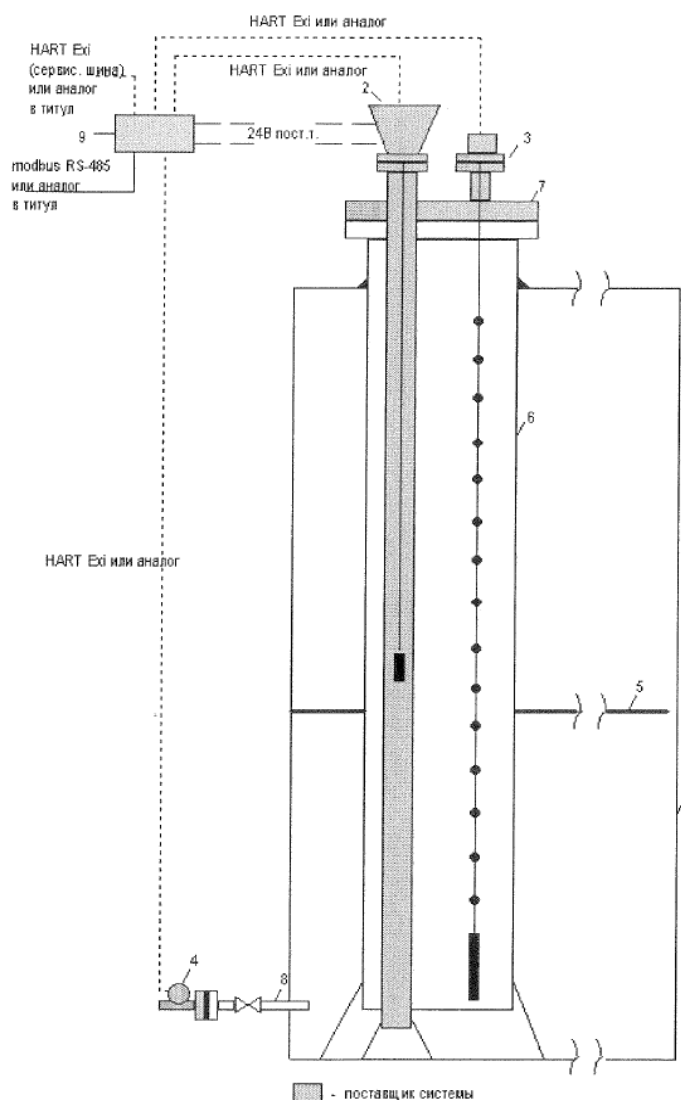
N	Наименование оборудования	Место установки	Кол-во	Назначение
8	Переносная станция системы измерения массы, в комплекте с необходимым коммуникационным оборудованием.	Сущ. местный Титул (аппаратный зал)	1 комплект / ТСП	Конфигурирование, настройка, поверка и диагностика Системы, полевого оборудования, ручной ввод плотности. Интерфейс оператора. Станция подключается по мере необходимости.
9	Шкаф коммуникационный (в сборе) с преобразователями Ethernet	Тит. 288/16 (аппаратный зал)	1 шт./ ТСП	Подключение контроллеров систем измерения массы к Стационарной станции.
10	Специальные инструменты, приспособления (магнитные ключи и т.д.), применяемые для технического обслуживания, ремонта, настройки и регулирования параметров оборудования Системы.		1 шт./ систему	Обслуживание систем
11	Оборудование и материалы для подготовки и проведения поверки оборудования и Системы в целом по месту установки (в соответствии с методиками поверки оборудования и Системы): рулетка, эталонный термометр сопротивления, плотномер, водочувствительная паста и т.д.		1 комплект/ ТСП	Обслуживание систем

5.2.2 Требования к структуре и функционированию системы измерения массы

Структурная схема системы измерения массы приведена в Приложении А.

Описание структурной схемы системы измерения массы:

Полевые приборы монтируются на существующие резервуары. Уровнемер в комплекте с измерительной трубой, многозонный термометр сопротивления с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды поставляются в комплекте с фланцевой крышкой Ду500 в смонтированном виде.



* Показан один резервуар.

- 1 – резервуар;
- 2 – уровнемер;
- 3 – многозонный термометр сопротивления с преобразователем уровня подтоварной воды;
- 4 – преобразователь гидростатического давления;
- 5 – понтон;
- 6 - труба Ду500 фланец Ду500Ру16исп.1 по ГОСТ 12815-80. Заказывается в части ТМ, включая прокладку и крепеж. Трубу расположить в непосредственной близости от существующего люка для ручных замеров. Для монтажа трубы предусматривается необходимое отверстие в понтоне и крыше резервуара.
- 7 – фланцевая крышка Ду500Ру16исп.1 со смонтированным уровнемером (2) (в трубе) и многозонным термометром сопротивления (3). Входит в поставку системы измерения массы.
- 8 – врезка для преобразователя гидростатического давления Ду50Ру16;
- 9 – полевой преобразователь.

Полевые приборы подключаются к полемому преобразователю по протоколу HART или аналогичному цифровому протоколу. Функции полевого преобразователя может выполнять уровнемер. Для конфигурирования и диагностики полевого оборудования предусматривается дополнительная сервисная линия HART (или аналогичная), подключаемая к переносной станции системы измерения массы. Полевые преобразователи передают измеренные значения на контроллер по протоколу modbus или аналогичному.

Шкаф системы измерения массы (коммуникационные модули, модули питания, контроллер системы измерения массы, переносная станция системы измерения массы) монтируется в существующем местном аппаратном зале, номера титулов аппаратных залов приведены в таблице 4.1.

Контроллер системы измерения массы передает измеренные и рассчитанные значения трем адресатам:

1.1. В систему PCY на модуль Modbus существующего контроллера по протоколу RS-422. Данные поступают на существующие станции оператора, на которых разрабатываются новые мнемосхемы и группы трендов для отображения следующих значений:

- уровень продукта в резервуаре;
- температура продукта в резервуаре;
- температура паров в резервуаре;
- уровень подтоварной воды;
- температура окружающего воздуха;
- плотность продукта в резервуаре;
- плотность продукта в резервуаре, приведенная к температуре 15С.
- масса продукта.

1.2. Должна быть предусмотрена возможность автоматического расчета плотности, а также возможность ручного ввода значения плотности со станции оператора PCY, со стационарной станции системы измерения массы, с переносной станции системы измерения массы; при диапазоне измерения уровня продукта менее 8м автоматический расчет плотности не применяется;

1.3. На переносную станцию системы измерения массы по Ethernet. На переносной станции отображаются все измеренные и рассчитанные значения. Также к переносной станции подключается сервисная линия для настройки полевого оборудования.

1.4. На стационарную станцию системы измерения массы по Ethernet (modbus TCP или аналог). На стационарной станции отображаются все измеренные и рассчитанные значения.

Для сигнализации о своем текущем состоянии (нормальный режим работы – сбой/отключен) устройство (контроллер) вычисления массы и преобразователь интерфейса оснащаются сигнальными светодиодами и дискретными выходными сигналами. Дискретные выходные сигналы подключаются к контроллеру системы управления по выделенным линиям.

Взаимодействие оператора с Системой осуществляется со станций оператора системы управления установки. Для этого предусматриваются соответствующие мнемосхемы по каждому резервуару, комплексная мнемосхема по парку, тренды и протоколы. Формирование технологических сигнализаций (при необходимости) осуществляется средствами системы управления установки.

5.3. Технические требования к оборудованию системы

5.3.1 Общие требования к оборудованию

- Назначенный срок службы: не менее 15 лет.
- Степень защиты от влаги и пыли не ниже IP54.
- Все полевые приборы должны быть интеллектуальными.
- Оборудование должно быть оснащено средствами грозозащиты.
- Оборудование должно быть устойчиво к промышленной вибрации 20-200Гц.
- Средства измерения должны поддерживать HART протокол (или аналогичный) для настройки и диагностики, поддерживать технологию FDT, поставляться в комплекте с dtm и dd драйверами и специализированным ПО для полнофункциональной (в т.ч. сервисной) диагностики и настройки.
- Приборы должны иметь дисплей с возможностью просмотра измеренной и диагностической информации, а также возможность полнофункциональной настройки средства КИП и А.
- Корпус электронного блока полевого прибора: алюминий с покрытием или нержавеющая сталь.
- Оборудование КИП и А должно иметь преимущественно пружинные контакты для подключения электрических сигналов.
- Полевое оборудование должно иметь отдельный отсек для электрических подключений и отдельный отсек для дисплея.
- Все составные части прибора (корпус, буюк/зонд уровнемера, центрирующие устройства, фланцевые крышки и т.п.) должны быть произведены изготовителем соответствующего оборудования и не могут быть заменены на аналоги Поставщиком оборудования.
- В оборудовании должна быть предусмотрена самодиагностика всех его узлов. Рекомендуемый стандарт – Namur NE107.
- Оборудование КИП и А должно поставляться в транспортной таре – ящиках по ГОСТ 2991, ГОСТ 9142, ГОСТ 10198.

5.3.2 Требования к уровнемеру

- Для измерения уровня продукта применяется сервоуровнемер (преимущественно) или радарный уровнемер.
- Вид взрывозащиты уровнемера: Exia, Exd[ia] (если уровнемер выполняет функции полевого преобразователя).
- Пределы допускаемой погрешности измерения уровня: не более ± 1 мм.
- Технологическое присоединение труба Ду200 (8"), в фланцевый патрубок Ду350 Ру25, исп.В по ГОСТ 33259-2015 (соединительный выступ), в соответствии с Приложением Б. Условный диаметр определяется Поставщиком, рекомендуемый Ду50-Ду100 (для сервоуровнемеров), Ду150-Ду200 (для радарных уровнемеров).
- Для радарных уровнемеров исключить возможность образования конденсата на антенне.

- Для сервоуровнемеров исключить возможность запутывания троса в процессе эксплуатации и настройки.
- Сервоуровнемер должен иметь функцию измерения уровня подтоварной воды.
- В методике поверки уровнемера д.б. предусмотрена возможность проведения поверки по месту установки (без демонтажа с резервуара).
- Уровнемер поставляется в комплекте с измерительной трубой и фланцевой крышкой Ду500 в соответствии с Приложением Б. Требования к трубе определяет Поставщик системы, с учетом назначенного срока службы не менее 15 лет и обеспечения уровня продукта в трубе равным уровню в резервуаре (в динамике).
- Пределы измерения (0% и 100%) определяются действующими градуировочными таблицами резервуара и подлежат согласованию с Заказчиком.

5.3.3 Требования к многозонному термометру сопротивления с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды

- Для измерения температуры продукта / газовой фазы применить многозонный термометр сопротивления. Количество точек измерения определяется Поставщиком системы. Расстояние между соседними точками измерения - не более 1м.
- Вид взрывозащиты многозонного термометра сопротивления: Exia.
- Диапазон измерения температуры продукта от минус 40 до плюс 100°C.
- Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, не более $\pm 0,2$ °C.
- Измерения уровня подтоварной воды производится емкостным уровнемером, интегрированным в многозонный термометр сопротивления, а также сервоуровнемером (при его применении в качестве уровнемера).
- Начало измерения уровня подтоварной воды (0%) соответствует началу измерения (0%) уровнемера. Диапазон измерений уровня подтоварной воды: от 0 до 1000мм.
- Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды определяются производителем системы, но не более ± 5 мм.
- Многозонный термометр сопротивления монтируется преимущественно без применения направляющей трубы. Присоединение фланцевое Ду50, Ру25, исп. В по ГОСТ 33259-2015, в соответствии с Приложением Б. Условный диаметр – преимущественно Ду50. Необходимость применения натяжного груза определяется Поставщиком и согласовывается с Заказчиком.

5.3.4 Требования к преобразователю гидростатического давления

- Для измерения гидростатического давления применить интеллектуальный преобразователь гидростатического давления. Показания датчика гидростатического давления используются в системе для автоматического расчета плотности. Особенности врезки и динамические характеристики преобразователя гидростатического давления должны соответствовать динамическим характеристикам канала измерения уровня для корректного автоматического расчета плотности (в динамике).
- Вид взрывозащиты преобразователя гидростатического давления: Exia.
- Монтаж фланцевый Ду50, Ру25, исп.В по ГОСТ 33259-2015 (соединительный выступ). Дополнительно в комплект поставки преобразователя включить сосуд для разделительной жидкости, комплект прокладок и крепежа.
- В комплект поставки должна входить катушку с вентилями для прокачки и дренажа (резьба G1/2") и заглушками.
- Ориентировочная высота установки преобразователя гидростатического давления 350мм над отметкой 0% уровнемера. Точная высота врезки определяется при проектировании и согласовывается с Заказчиком.
- Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений гидростатического давления определяются производителем системы, не более $\pm 0,075$ % от диапазона.
- Рабочий диапазон плотности продукта от 500 до 1200 кг/м³.

5.3.5 Требования к полемому преобразователю

Полевые преобразователи должны выполнять следующие функции:

- обеспечение искробезопасного электропитания подключенных измерительных преобразователей.
- обеспечение возможности настройки подключенных к ним измерительных преобразователей по протоколу HART или аналогичному.
- передача данных в устройство вычисления массы по цифровому протоколу Modbus (RS-485) или аналогичному.
- Индикация измеренных и рассчитанных значений по резервуару, конфигурирование полевых приборов.

Полевой преобразователь должен устанавливаться в непосредственной близости от резервуара в шкаф соответствующего исполнения или в помещении. Питание полевого преобразователя должно осуществляться напряжением $24 \pm 10\%$ В постоянного тока.

Вид взрывозащиты Exdia.

5.3.6 Требования к шкафу системы измерения массы

Оборудование, установленное в шкафу системы измерения массы, выполняет следующие функции:

- Сбор и обработка данных от полевых преобразователей по цифровому протоколу Modbus (RS-485) или аналогичному.
- Вычисление объема, массы продукта в резервуаре а соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004.
- Передача измеренных и рассчитанных значений в систему управления установки по протоколу Modbus (RS-422) на модуль MVI69-MCM системы управления на базе ПЛК CompactLogix 1769-L32E. Прием значения плотности из РСУ.
- Передача (двунаправленная) измеренных и рассчитанных значений на стационарную станцию системы измерения массы по протоколу Modbus TCP (оптоволоконная линия связи). Конфигурирование системы измерения массы со стационарной станции.
- Передача (двунаправленная) измеренных и рассчитанных значений на переносную станцию системы измерения массы по протоколу Ethernet. Переносная станция подключается по мере необходимости. Конфигурирование системы измерения массы с переносной станции.
- Сбор и обработка данных (двунаправленная) от полевого оборудования по сервисной шине HART или аналог с целью диагностики настройки полевого оборудования с переносной станции системы измерения массы.
- Защита данных и настроек системы от несанкционированного доступа посредством пароля.

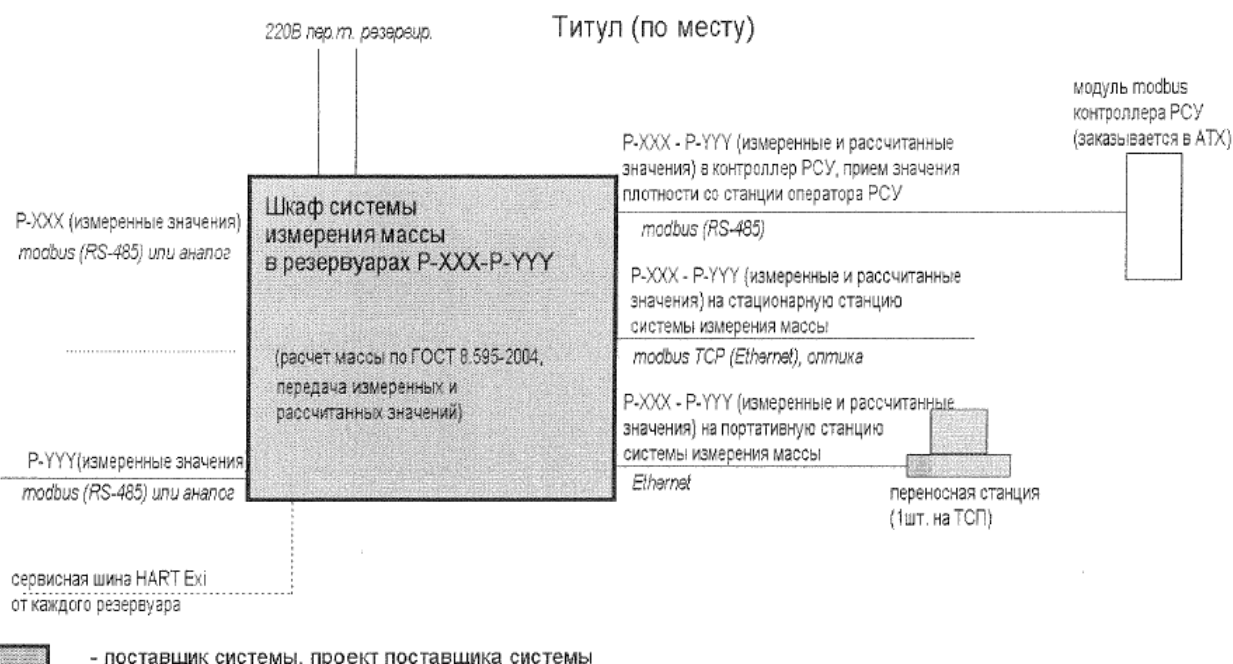
Шкаф системы измерения массы представляет из себя готовое изделие, поставляется в сборе и состоит из следующего оборудования и материалов:

- Устройство вычисления массы в количестве, необходимом для подключения всех полевых преобразователей / резервуаров.
- Коммуникационное оборудование.
- Резервированные блоки питания 24VDC.
- Вспомогательное оборудование и материалы (клеммники, автоматические выключатели, монтажные приспособления, бирки, кабельная продукция и т.д.).
- Система вентиляции шкафа.
- Габариты шкафа определяются Поставщиком и согласовываются с Заказчиком. Ширина шкафа не должна превышать 600 мм, рекомендуется применить шкафы монтируемые на стену.

К шкафу подведено электрическое питание: 220В переменного тока.

Максимальная потребляемая мощность оборудованием шкафа определяется Поставщиком, но не должна превышать 5 кВт.

Поставщик системы измерения массы разрабатывает полный комплект проектной документации на шкаф.



Жирная линия – граница проектирования и поставки Системы

5.3.7 Требования к стационарной станции системы измерения массы

Стационарная станция системы измерения массы предназначена для:

- Отображения данных в специализированном программном обеспечении на мнемосхемах.
- Конфигурирования и диагностики системы измерения массы.
- Просмотр трендов измеренных и рассчитанных переменных.
- Архивация измеренных и рассчитанных значений.
- Ведение протокола событий.
- Проведения периодической поверки системы.

Требования к аппаратному обеспечению

- Процессор – не хуже Intel Core 5, количество ядер – не менее 4-х.
- Оперативная память – не менее 6ГБ
- Жесткий диск – не менее 1ТБ, с резервированием;
- сетевая карта Ethernet 100 BASE-TX, Full/Half Duplex с разъемом RJ45;
- размер по диагонали монитора, не менее 23".
- привод компакт-дисков DVD-RW
- UPS, сетевой фильтр, принтер А4 лазерный
- Манипулятор мышь, клавиатура.

Требования к программному обеспечению

- ПО системы измерения массы (APM оператора, АРМ инженера)
- Операционная система Microsoft Windows версии не ниже Windows 7.0;
- Интернет браузер;
- Антивирус (обновление из локальной папки – без сети);
- MS Office Professional;
- Все ПО должно быть лицензированным, без ограничения срока действия.

Требования к мебели

- Стол для размещения станции измерения массы, ширина не менее 900мм, глубина 1100 мм, высота 730 мм, оснащенные панелью распределения питания на 6 потребителей и ;
- Стол должен быть оснащен системой вентиляции.
- Кресло оператора.

5.3.8 Требования к переносной станции системы измерения массы (на базе промышленного ноутбука)

Стационарная станция системы измерения массы предназначена для:

- Отображения данных в специализированном программном обеспечении на мнемосхемах.
- Конфигурирования и диагностики системы измерения массы.
- Просмотр трендов измеренных и рассчитанных переменных.
- Архивация измеренных и рассчитанных значений.
- Ведение протокола событий.
- Проведения периодической поверки системы.

Требования к аппаратному обеспечению

- Процессор – преимущественно Intel, тактовая частота не менее 2ГГц
- Оперативная память – не менее 2ГБ
- Жесткий диск – не менее 500ГБ;
- сетевая карта Ethernet 100 BASE-TX, Full/Half Duplex с разъемом RJ45;
- размер по диагонали монитора, не менее 15”.
- привод компакт-дисков DVD-RW
- сумка для переноски, манипулятор «мышь» беспроводной.
- Кабель для подключения в шкаф системы измерения массы, длина не менее 2м.

Требования к программному обеспечению

- ПО системы измерения массы (АРМ оператора, АРМ инженера)
- Операционная система Microsoft Windows версии не ниже Windows 7.0;
- Интернет браузер
- Антивирус (обновление из локальной папки – без сети)
- MS Office Professional

- Все ПО должно быть лицензированным, без ограничения срока действия.

5.3.9 Требования к шкафу коммуникационному

Шкаф коммуникационный (в сборе) устанавливается в аппаратном зале тит. 288/16б и служит для подключения контроллеров систем измерения массы к стационарной станции.

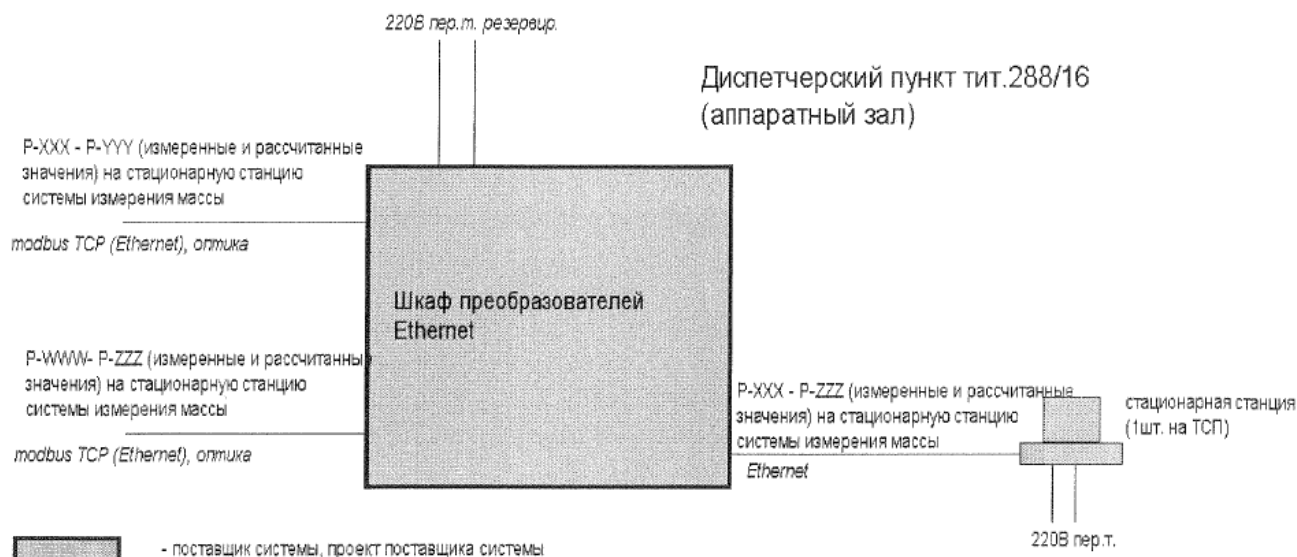
Шкаф коммуникационный представляет из себя готовое изделие, поставляется в сборе и состоит из следующего оборудования и материалов:

- Преобразователи Ethernet
- Коммуникационное оборудование.
- Резервированные блоки питания 24VDC
- Вспомогательное оборудование и материалы (клеммники, автоматические выключатели, монтажные приспособления, бирки, кабельная продукция и т.д.).
- Система вентиляции и кондиционирования шкафа.
- Габариты шкафа определяются Поставщиком и согласовываются с Заказчиком, рекомендуется применить напольный 19" шкаф.

К шкафу подведено электрическое питание: 220В переменного тока.

Максимальная потребляемая мощность оборудованием шкафа определяется Поставщиком, но не должна превышать 5 кВт.

Поставщик системы измерения массы разрабатывает полный комплект проектной документации на шкаф.



Жирная линия – граница проектирования и поставки Системы

5.3.10 Требования к кабельной продукции

Кабели для подключения измерительных преобразователей

Для подключения измерительных преобразователей к полевым преобразователям должны применяться бронированные сигнально-блокировочные кабели с медными токопроводящими жилами сечением от 1,0 до 2,5 мм², витая пара в экранированном исполнении.

Кабели для передачи сигнала по протоколу Modbus (или аналогичному)

Кабели, используемые для передачи цифрового сигнала по протоколу Modbus (или аналогичному) должны отвечать требованиям, установленным организацией Modbus-IDA и спецификации EIA/TIA-485-A (или аналогичным при использовании другого протокола). Рекомендуется применять кабель с многопроволочными жилами, одна или две витые экранированные пары с отдельной жилой общего провода.

Кабели сети Ethernet

Для сетей Ethernet должна применяться экранированная витая пара категории не ниже 5. Разъемы RJ-45 должны быть экранированными.

5.4. Требования к метрологическим характеристикам системы

Система должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.595-2004 по измерению массы нефтепродукта в мерах вместимости косвенным методом статических измерений. Погрешность измерения массы продукта в резервуаре должна соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта не должны превышать:

0,50 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 т и более;

0,65 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 т.

Погрешность определения вместимости резервуара – по ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки, ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки.

Система должна иметь свидетельство об утверждении типа средства измерения (на дату предоставления технического предложения и дату поставки), описание типа СИ, методику поверки, а также аттестованную методику выполнения измерений.

Все средства измерения, входящие в состав системы, должны иметь свидетельства о первичной поверке по стандарту РФ.

Перед началом эксплуатации система должна быть поверена в соответствии с методикой поверки.

В методике поверки системы должна быть предусмотрена возможность поэлементной поверки системы без необходимости выполнения каких-либо ручных измерений по месту установки.

5.5. Требования к надежности системы

Система должна иметь назначенный срок службы не менее 15 лет.

5.6. Требования к комплектности оборудования системы

- Комплектность оборудования системы должна соответствовать разделу «Требования к составу системы измерения массы»
- Оборудование системы, кроме переносной станции системы измерения массы, должно быть обеспечено комплектом ЗИП в размере 10%, но не менее 1 единицы на каждый тип оборудования.

6. ОБЪЕМ ПОСТАВЛЯЕМЫХ УСЛУГ

- Техническое обследование объекта с оформлением отчета.
- Шеф-монтаж оборудования системы и системы в целом с оформлением отчета.
- Пуско-наладка оборудования и системы в целом.
- Разработка и аттестация методики выполнения измерений.
- Разработка проектов шкафов, входящих в комплект поставки.
- Разработка полного комплекта документации на оборудование и систему в целом в соответствии с действующей НТД.
- Первичная поверка всего оборудования и системы в целом с выдачей свидетельств о первичной поверке.
- Обучение специалистов Заказчика с выдачей документов на право обслуживания системы (диагностика, сервисный ремонт, наладка, поверка).
- Онлайн консультирование технических специалистов Заказчика (в течение назначенного срока службы) по вопросам эксплуатации Системы и оборудования.

7. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Приемка системы должна производиться в соответствии с требованиями Технического задания на создание автоматизированной системы и в соответствии с ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".

По окончании пусконаладочных работ должны проводиться испытания системы с целью проверки соответствия создаваемой АС требованиям технического задания на создание автоматизированной системы.

Испытания представляют собой процесс проверки выполнения заданных функций системы, определения и проверки соответствия требованиям количественных и (или) качественных характеристик системы, выявления и устранения недостатков в действиях системы, в разработанной документации.

Испытания должны проводиться по согласованной и утвержденной Программе и методике испытаний и в соответствии с ГОСТ 34.603-92 "Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем".

Для системы должны проводиться следующие виды испытаний:

1. автономные предварительные;
2. комплексные предварительные;
3. опытная эксплуатация;
4. приемочные.

Автономные испытания должны проводиться в соответствии с программой и методикой автономных испытаний, разрабатываемой для каждой части системы. Результаты автономных испытаний частей системы должны фиксироваться в протоколах испытаний. Протокол должен содержать заключение о возможности (невозможности) допуска части системы к комплексным испытаниям.

Комплексные испытания должны проводиться путем выполнения комплексных тестов. Результаты испытаний должны отражаться в протоколе. Протокол комплексных испытаний должен содержать заключение о возможности (невозможности) приемки системы в опытную эксплуатацию, а также перечень необходимых доработок и рекомендуемые сроки их выполнения. После устранения недостатков должны проводиться повторные комплексные испытания в необходимом объеме.

Опытная эксплуатация должна проводиться в соответствии с программой опытной эксплуатации. Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны заноситься сведения о продолжительности функционирования системы, отказах, сбоях, аварийных ситуациях, изменениях параметров объекта автоматизации, проводимых корректировках документации и программных средств, наладке технических средств. Работа должна завершаться оформлением акта о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приемочным испытаниям.

Приемочные испытания должны проводиться в соответствии с программой приемочных испытаний. Протоколы испытаний объектов по всей программе должны обобщаться в едином протоколе, на основании которого должно делаться заключение о соответствии системы требованиям ТЗ и возможности оформления акта приемки системы в постоянную эксплуатацию. Работы должны завершаться оформлением акта о приемке системы в постоянную эксплуатацию.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ

Документация на систему должна быть выполнена в соответствии с требованиями комплекса стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы (ГОСТ 34.201-89; ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.602-89, РД50-682-89, РД50-680-88, ГОСТ 34.401-90, РД50-34.698-90, ГОСТ 34.003-90, Р50-34.119-90).

Окончательный комплект документации должен быть передан Заказчику к моменту приёмки системы в промышленную эксплуатацию.

Состав передаваемой Заказчику документации должен содержать следующие документы:

1. Проектная документация в составе:

- ведомость техно-рабочего проекта;
- схема структурная комплекса технических средств;
- общее описание системы;
- перечень входных/выходных сигналов и данных;
- описание комплекса технических средств;
- описание автоматизированных функций;
- планы расположения оборудования и проводок;
- схемы соединений внешних проводок (для шкафа);
- схемы подключения внешних проводок (для шкафа);
- схемы соединений и подключений (для шкафа);
- схемы принципиальные (для шкафа);
- кабельные журналы (для шкафа);
- чертежи общих видов (для шкафа);
- базовые мнемосхемы;
- расчеты потребляемой мощности;
- проектная оценка надежности системы;
- расчеты тепловых балансов шкафов с активным оборудованием;
- ведомость оборудования, изделий и материалов.

2. Эксплуатационная документация в составе:

- ведомость эксплуатационных документов;
- на каждый технический элемент системы:
 - паспорт,
 - формуляр,
 - руководство по эксплуатации,
 - руководства пользователя,
- на систему в целом:
 - паспорт/формуляр,
 - руководство пользователя,
 - инструкция по эксплуатации КТС,
 - описание программного обеспечения.

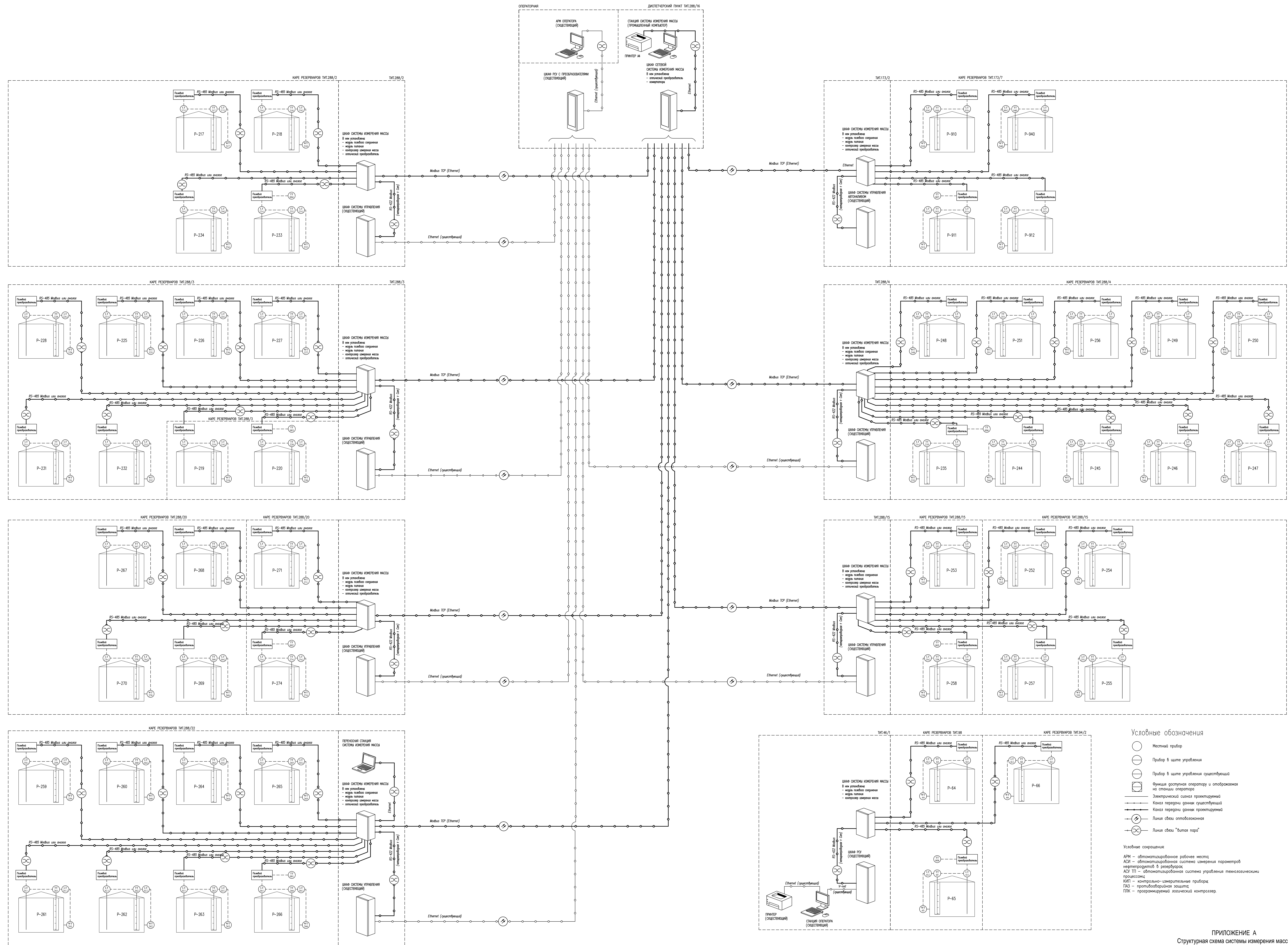
3. Разрешительная документация

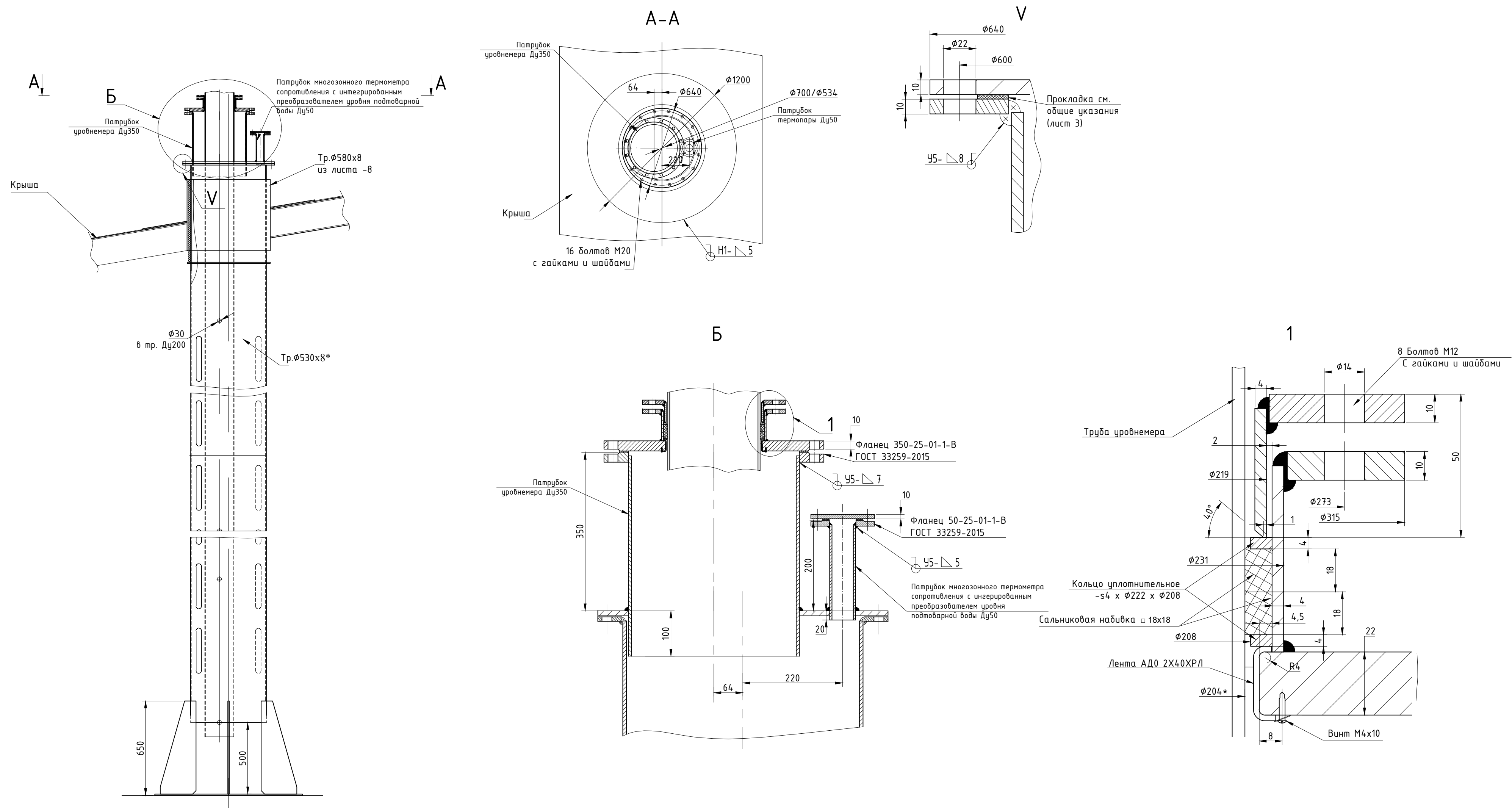
- на каждый технический элемент системы:
 - сертификаты/декларации соответствия ТР ТС (копия);
 - свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа (копия);
 - методика поверки СИ (копия);
 - свидетельство о первичной поверке СИ – оригинал;
- на систему в целом:
 - свидетельство об утверждении типа СИ, описание типа (копия);
 - методика поверки СИ (копия);
 - свидетельство о первичной поверке СИ – оригинал;
 - аттестованная методика выполнения измерений - оригинал.

4. Программа и методика испытаний.

Окончательный состав комплекта документов должен согласовываться с Заказчиком.

Полный комплект документации передается Заказчику на электронном носителе (flash-диск – 2 экземпляра).





Примечание:
В объем поставки системы измерения массы должны входить фланцевая крышка Ду500 с установленной измерительной трубой уровнемера, патрубком для многозонного термометра сопротивления.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Схема установки уровнемера

Система измерения массы
нефтепродуктов парка готовой
продукции ТСП

2972-ATX1-TY-101

ЛИСТ
28

ИЗМ.