

ОАО "Славнефть-ЯНОС"  
Цех №6 КМ-2  
Товарный участок по приему, смешению  
и отгрузке товарных масел


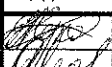
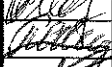



Система измерения массы нефтепродуктов  
тит.56, тит.54/3.4, тит.48

Согласовано:					

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1		зам.	10646/068		11.16
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Жуков Е.			11.16
Проверил		Морозов			11.16
Н. контр.		Калинина			11.16
Нач. отд.		Галанин			11.16
ГИП		Михайлов			11.16

18505-288/106-АТХ1-ТУ-101

Система измерения массы  
нефти и нефтепродуктов

Стадия	Лист	Листов
Р	1	14

**ПРОМХИМ**  
**ПРОЕКТ**

Данный документ является интеллектуальной собственностью ООО «ПРОМХИМПРОЕКТ» и не подлежит распространению без его согласия

Распределенная система управления технологическим процессом	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	Лист 2	Изм. 1
---	---------------------------	-----------	-----------

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
ОГЛАВЛЕНИЕ:		
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ		5
2. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ		5
3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ		5
3.1. Местоположение установки		5
3.2. Климатические условия размещения оборудования		5
4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ		6
4.1. Требования к системе в целом		6
4.2. Требования к структуре и функционированию системы		6
4.3. Технические требования к элементам системы		6
4.3.1. Приборы измерения уровня		6
4.3.2. Приборы измерения температуры		7
4.3.3. Приборы измерения давления		7
4.3.4. Полевые преобразователи		7
4.3.5. Устройства вычисления массы		7
4.3.6. Коммуникации, соединения с внешними системами		8
4.4. Требования к передаваемой информации		8
4.5. Меры защиты от воздействий внешней среды.		8
4.6. Требования к инженерной станции		9
4.6.1. Требования к аппаратному обеспечению		9
4.6.2. Требования к программному обеспечению		9
4.7. Требования к кабельной продукции.		9
4.7.1. Кабели для подключения измерительных преобразователей		9
4.7.2. Кабели для передачи сигнала по протоколу Modbus		9
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 3 ИЗМ. 1

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSIMPJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
4.7.3. Кабели сети Ethernet		10
4.8. Требования к метрологическим характеристикам системы		10
4.8.1. Требования к диапазонам и точности измерения		10
4.9. Требования к метрологическому обеспечению системы		10
4.10. Требования к надежности системы		11
4.11. Требования к комплектности оборудования системы		11
5. ОБЪЕМ ПОСТАВЛЯЕМЫХ УСЛУГ		11
6. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ		12
7. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ		13
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 4
		ИЗМ. 1

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p><b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ</b></p> <p>1.1. Данные Технические Условия разработаны на основе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• задание на проектирование № КМ-1076 "Оснащение резервуаров парков готовой продукции системами измерения массы(р.474, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 427, 428, 429, 430, 435, 431, 432, 433, 434, 436, Е-18, Е-26) " от 24.02.2014г.;</li> <li>• типовые технические условия на системы измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках ОАО "Славнефит-ЯНОС", утвержденных главным метрологом ОАО "Славнефть-ЯНОС" 05.03.2014;</li> <li>• технические условия на оснащение парков готовой продукции КМ-2 системами измерения массы нефти и нефтепродуктов.</li> </ul> <p>1.2. В настоящем документе представлены требования, предъявляемые к системе измерения массы нефти и нефтепродуктов (далее система), к её структуре, комплектующим элементам, к конфигурации, к метрологическим характеристикам, к выполняемым функциям.</p> <p>1.3. При отличии технических возможностей предложенного оборудования от требований данных ТУ, технические характеристики должны быть согласованы с Заказчиком.</p> <p><b>2. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ</b></p> <p>Разрабатываемая система предназначена для измерения уровня (уровня продукта и уровня границы раздела фаз), температуры, давления продукта и вычисление объема, массы, средней плотности продукта.</p> <p><b>3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ</b></p> <p>3.1. Местоположение установки</p> <p>Основная производственная площадка ОАО «Славнефть-ЯНОС», планшет №25, 176, Цех №6 (КМ-2).</p> <p>3.2. Климатические условия размещения оборудования</p> <p>В помещении аппаратной поддерживается температура воздуха +(16...20)°С, относительная влажность (40-60)%.</p> <p>Принимаемый диапазон изменения температуры окружающего воздуха для оборудования, устанавливаемого на улице от минус 46 °С до плюс 37 °С.</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>5</div> <div>ИЗМ.</div> <div>1</div>

#### 4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

##### 4.1. Требования к системе в целом

Разрабатываемая система управления должна соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» в части измерения массы продукта в мерах вместимости косвенным методом статических измерений.

##### 4.2. Требования к структуре и функционированию системы

Система должна устанавливаться на парк (группу) резервуаров (емкостей).

Система должна состоять из измерительных преобразователей уровня, температуры, давления, монтируемых на резервуаре с измеряемым продуктом, полевых преобразователей, устройств вычисления массы и преобразователей интерфейса. Для проведения корректировки деформации стенки резервуара в системе должен использоваться датчик температуры окружающей среды.

Данные измерения по каждому резервуару должны передаваться по цифровому протоколу связи HART (или аналогичному) в отдельный для каждого резервуара полевой преобразователь. С полевых преобразователей данные должны передаваться по цифровому протоколу modbus (или аналогичному) в устройство вычисления массы продукта. См. структурную схему 18505-288/106-АТХ1 л.1.

Взаимодействие оператора с системой должно осуществляться со станции оператора системы управления установок.

Для конфигурирования, настройки и диагностики системы, в том числе полевых измерительных преобразователей, система должна быть укомплектована переносной инженерной станцией на базе ноутбука. Инженерная станция должна иметь возможность подключения к устройству вычисления массы.

Все измерительные преобразователи системы должны поддерживать протокол HART. Система должна иметь по одной выделенной HART-линии связи на каждый резервуар с возможностью подключения к инженерной станции по HART-протоколу.

##### 4.3. Технические требования к элементам системы

###### 4.3.1. Приборы измерения уровня

Для измерения уровня при диапазонах от 4 м до 10 м должен применяться бесконтактный радарный принцип измерения.

Для измерения уровня при диапазоне до 4 м должен применяться рефлекс-радарный уровнемер со стержневым зондом.

Уровнемеры должны монтироваться в направляющих измерительных трубах. Присоединение к измерительной трубе должно быть фланцевое. Измерительная труба должна быть металлическая, цельнотянутая, без

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>зазубрин и внутренних сварных швов, жестко крепиться к днищу резервуара. Допускается одно дыхательное отверстие в верхней точке, диаметром не более 10 мм. Края отверстия должны быть обработаны. Конструкция измерительной трубы должна обеспечивать уровень продукта в трубе, равный уровню продукта в резервуаре (емкости). Ответные фланцы должны иметь шейку под приварку к трубопроводам по ГОСТ 8732-78.</p> <p>Для измерения уровня подтоварной воды должен применяться преимущественно емкостной принцип. Датчик должен монтироваться сверху в измерительной трубе. Присоединение к трубе должно быть фланцевое. Должен применяться датчик, встроенный в многозонный термометр.</p> <p>4.3.2. Приборы измерения температуры</p> <p>Для измерения температуры должен применяться многозонный термометр сопротивления. Расстояние между двумя соседними зонами - не более 3 м. Термометр сопротивления должен монтироваться в измерительную трубу. Присоединение к трубе должно быть фланцевое. Ответные фланцы должны иметь шейку под приварку к трубопроводам по ГОСТ 8732-78. При диапазонах измерения уровня менее 8 м допускается применение двух одноточечных термометров сопротивления.</p> <p>4.3.3. Приборы измерения давления</p> <p>Датчик измерения давления должен быть смонтирован выше точки верхнего значения диапазона измерения уровня. Присоединение к процессу - фланцевое. Ответные фланцы должны иметь шейку под приварку к трубопроводам по ГОСТ 8732-78. Датчик должен быть смонтирован в нижней части резервуара. Высота врезки должна соответствовать значению 0% для датчика уровня или быть расположена выше нее.</p> <p>Датчик гидростатического давления должен иметь фланцевое присоединение к процессу и иметь промывочное кольцо для прокачки.</p> <p>4.3.4. Полевые преобразователи</p> <p>Полевые преобразователи должны выполнять следующие функции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• обеспечение искробезопасного электропитания подключенных к ним измерительных преобразователей,</li> <li>• обеспечение возможности настройки подключенных к ним измерительных преобразователей по протоколу HART,</li> <li>• передача данных в устройство вычисления массы по цифровому протоколу Modbus (RS-485) или аналогичному.</li> </ul> <p>Полевой преобразователь должен устанавливаться в непосредственной близости от резервуара в шкаф соответствующего исполнения или в помещении. Питание полевого преобразователя должно осуществляться напряжением 24±10% В постоянного тока.</p> <p>4.3.5. Устройства вычисления массы</p> <p>Устройства вычисления массы должны выполнять следующие функции:</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>7</div> <div>ИЗМ</div> <div>1</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<ul style="list-style-type: none"><li>• обеспечение подключения не менее 15 полевых преобразователей,</li><li>• сбор и обработка данных с подключенных полевых преобразователей,</li><li>• вычисление объема, массы продукта в резервуаре,</li><li>• обеспечение передачи данных измерения и расчета в систему управления установки,</li><li>• защита данных и настроек системы от несанкционированного доступа посредством пароля с инженерной станции.</li></ul> <p>Питание устройства должно осуществляться напряжением 24±10% В постоянного тока</p> <p>4.3.6. Коммуникации, соединения с внешними системами</p> <p>Передача данных во внешние, по отношению к системе, программируемые логические контроллеры и/или распределенные вычислительные системы должна выполняться по протоколу modbus (RS-485).</p> <p>Средствами системы должна быть обеспечена возможность удаленной настройки с инженерной станции измерительного оборудования, работающего по протоколу HART. Подключение инженерной станции к системе должно выполняться по сети Ethernet.</p> <p>Для взаимодействия оператора с системой должны быть предусмотрены соответствующие мнемосхемы по каждому резервуару, комплексная мнемосхема по парку, тренды и протоколы. Формирование технологических сигнализаций должно осуществляться средствами системы управления установки.</p> <p>4.4. Требования к передаваемой информации</p> <p>В систему управления установки должна передаваться следующая информация:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• масса продукта в резервуаре (емкости),</li><li>• уровень продукта,</li><li>• уровень подтоварной воды,</li><li>• температура продукта,</li><li>• температура паров продукта,</li><li>• гидростатическое давление продукта,</li><li>• плотность продукта; должна быть предусмотрена возможность автоматического расчета плотности, а также возможность ручного ввода значения плотности со станции оператора системы управления или с инженерной станции; при диапазоне измерения уровня продукта менее 8 м автоматический расчет плотности не применяется;</li><li>• давление паров продукта (для резервуаров/емкостей, работающих под давлением),</li><li>• объем, занятый продуктом,</li><li>• объем, занятый продуктом и приведенный к температуре 20°C,</li><li>• температура окружающего воздуха.</li></ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 8 ИЗМ. 1



#### 4.5. Меры защиты от воздействий внешней среды.

Для обеспечения оптимальных условий эксплуатации и защиты измерительных преобразователей от неблагоприятных воздействий, электронные блоки преобразователей уровня, температуры, давления паров помещаются в термочехлы, а преобразователь гидростатического давления - в шкаф.

Шкафы и термочехлы, применяемые для защиты измерительных преобразователей от неблагоприятного воздействия окружающей среды должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать температурный режим работы измерительного преобразователя, указанный в технической документации на прибор;
- иметь действующие сертификаты и разрешения на применение во взрывоопасных зонах;
- типоразмер шкафов и термочехлов должен обеспечивать помещение корпуса измерительного преобразователя в соответствии с его габаритными размерами, приведенными в технической документации на прибор.

#### 4.6. Требования к инженерной станции

##### 4.6.1. Требования к аппаратному обеспечению

- тактовая частота процессора не менее 2 ГГц;
- размер оперативной памяти не менее 2 Гб;
- сетевая карта Ethernet 100 BASE-TX, Full/Half Duplex с разъемом RJ45;
- размер монитора по диагонали не менее 15";
- привод компакт-дисков DVD-RW.

##### 4.6.2. Требования к программному обеспечению

- Операционная система Microsoft Windows версии не ниже Windows 7.0;
- Интернет-обозреватель Microsoft Internet Explorer версии не ниже 6;
- Java Runtime Environment не ниже Version 6 update 29.

#### 4.7. Требования к кабельной продукции.

##### 4.7.1. 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 мм<sup>2</sup>, витая пара в экранированном исполнении.

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
4.7.2. Кабели для передачи сигнала по протоколу Modbus		
<p>Кабели, используемые для передачи цифрового сигнала по протоколу Modbus (или аналоговому) должны отвечать требованиям, установленным организацией Modbus-IDA и спецификации EIA/TIA-485-A (или аналогичным при использовании другого протокола), иметь волновое сопротивление от 135 до 165 Ом в диапазоне частот от 3 до 20 МГц, электрическую емкость не более 110 Ом/Км, сечение жилы от 0,34 до 2,5 мм<sup>2</sup>. Рекомендуется применять кабель с многопроволочными жилами, одна или две витые экранированные пары с отдельной жилой общего провода, с ослаблением сигнала не более 9 дБ на полной длине кабеля.</p>		
4.7.3. Кабели сети Ethernet		
<p>Для сетей Ethernet должна применяться экранированная витая пара категории не ниже 5. Разъемы RJ-45 должны быть экранированными.</p>		
4.8. Требования к метрологическим характеристикам системы		
4.8.1. Требования к диапазонам и точности измерения		
<p>Система должна обеспечивать измерение физических параметров продукта в следующих диапазонах и с точность:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• уровень продукта - от 1 до 20 м, с абсолютной допускаемой погрешностью не более ±2,0 мм;</li><li>• уровень подтоварной воды - от 0 до 1 м, с абсолютной допускаемой погрешностью измерения границы раздела фаз не более ±2,0 мм;</li><li>• температура продукта - от минус 40 до плюс 100°C, с абсолютной допускаемой погрешностью измерения не более ±0,2 °C;</li><li>• гидростатическое давление - от минус 0,1 до 2,0 бар, с пределом допускаемой основной относительной погрешности не более ±0,075% от диапазона;</li></ul> <p>Рабочий диапазон плотности продукта от 500 до 1800 кг/м<sup>3</sup>.</p>		
4.9. Требования к метрологическому обеспечению системы		
<p>Система должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.595-2004 по измерению массы продукта в мерах вместимости косвенным методом статических измерений. Погрешность измерения массы продукта в резервуаре должна соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004.</p> <p>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти не должны превышать:</p> <p>0,60 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 т и более;</p> <p>0,75 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 т.</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 10 ИЗМ. 1

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>Система должна иметь сертификат типа средства измерения и иметь аттестованную методику выполнения измерений.</p> <p>Все измерительные преобразователи, входящие в состав системы, должны иметь свидетельства о первичной поверке по стандарту РФ.</p> <p>Перед началом эксплуатации система должна быть поверена в соответствии с методикой поверки.</p> <p>4.10. Требования к надежности системы</p> <p>Система должна иметь срок службы не менее 15 лет.</p> <p>4.11. Требования к комплектности оборудования системы</p> <p>В комплект оборудования системы для одного резервуарного парка должно входить следующее оборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• преобразователь уровня радарный (или рефлекс - радарный) в комплекте с кабельными вводами из никелированной латуни, с устройством для крепления и заземления брони кабеля - 1 шт. на резервуар;</li> <li>• многозонный преобразователь температуры с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды в комплекте с кабельными вводами из никелированной латуни, с устройством для крепления и заземления брони кабеля - 1 шт. на резервуар;</li> <li>• Преобразователь гидростатического давления в комплекте с промывочным кольцом, кабельными вводами из никелированной латуни, с устройством для крепления и заземления брони кабеля - 1 шт. на резервуар;</li> <li>• Преобразователь температуры окружающего воздуха в комплекте с кабельными вводами из никелированной латуни, с устройством для крепления и заземления брони кабеля - 1 шт. на резервуарный парк;</li> <li>• Полевой преобразователь - 1 шт. на резервуар;</li> <li>• Устройства вычисления массы - в минимально необходимом и достаточном количестве, но не менее 1 на каждый резервуарный парк;</li> <li>• Необходимые коммуникационные устройства;</li> <li>• Инженерная станция на базе ноутбука с установленным программным обеспечением, в комплекте с манипулятором типа "мышь", сумкой для переноски - 1 шт. на систему;</li> <li>• Комплект специальных инструментов, приспособлений, применяемых для технического обслуживания системы, ремонта, настройки и регулирования параметров оборудования системы.</li> <li>• Оборудование системы, кроме инженерной станции, должно быть обеспечено комплектом ЗИП в размере 10%, но не менее 1 единицы на каждый тип оборудования.</li> </ul> <p><b>5. Объем предоставляемых услуг</b></p> <p>В объеме поставки системы на каждый резервуарный парк должны быть предусмотрены следующие услуги:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• наладка и ввод системы в эксплуатацию,</li> <li>• обучение персонала,</li> </ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 11 ИЗМ. 1

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<div data-bbox="268 190 1024 262" data-label="List-Group"> <ul style="list-style-type: none"> <li>• разработка и аттестация методики измерения,</li> <li>• поверка системы.</li> </ul> </div> <div data-bbox="217 331 1112 369" data-label="Section-Header"> <h2>6. Порядок сдачи и приемки системы в эксплуатацию</h2> </div> <div data-bbox="245 400 1465 582" data-label="Text"> <p>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".</p> </div> <div data-bbox="245 584 1465 696" data-label="Text"> <p>По окончании пусконаладочных работ должны проводиться испытания системы с целью проверки соответствия создаваемой АС требованиям технического задания на создание автоматизированной системы.</p> </div> <div data-bbox="245 694 1465 844" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="245 840 1465 954" data-label="Text"> <p>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".</p> </div> <div data-bbox="317 949 1279 990" data-label="Text"> <p>Для системы должны проводится следующие виды испытаний:</p> </div> <div data-bbox="308 985 852 1133" data-label="List-Group"> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) автономные предварительные;</li> <li>2) комплексные предварительные;</li> <li>3) опытная эксплуатация;</li> <li>4) приемочные.</li> </ol> </div> <div data-bbox="242 1169 1465 1388" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="240 1388 1461 1648" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="239 1646 1460 1944" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="239 1939 1458 2018" data-label="Text"> <p>Приемочные испытания должны проводиться в соответствии с программой приемочных испытаний. Протоколы испытаний объектов по всей</p> </div>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 12 ИЗМ 1

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>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.</p> <p><b>7. Требования к документации</b></p> <p>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, ГОСТ 34.401-90, РД50-34.698-90, ГОСТ 34.003-90).</p> <p>Окончательный комплект документации должен быть передан заказчику к моменту приёмки системы в промышленную эксплуатацию.</p> <p>Состав передаваемой заказчику документации должен содержать следующие документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Проектная документация в составе: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ведомость техно-рабочего проекта;</li> <li>• схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>• общее описание системы;</li> <li>• перечень входных/выходных сигналов и данных;</li> <li>• описание комплекса технических средств;</li> <li>• описание автоматизированных функций;</li> <li>• планы расположения оборудования и проводок;</li> <li>• схемы соединений внешних проводок;</li> <li>• схемы подключения внешних проводок;</li> <li>• схемы соединений и подключений;</li> <li>• схемы принципиальные;</li> <li>• кабельные журналы;</li> <li>• чертежи общих видов;</li> <li>• базовые мнемосхемы;</li> <li>• расчеты потребляемой мощности;</li> <li>• проектная оценка надежности системы;</li> <li>• расчеты тепловых балансов шкафов с активным оборудованием;</li> <li>• ведомость оборудования, изделий и материалов</li> </ul> </li> <li>2) Эксплуатационная документация в составе: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ведомость эксплуатационных документов;</li> <li>• на каждый технический элемент системы:</li> </ul> </li> </ol>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>13</div> <div>ИЗМ.</div> <div>1</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ паспорт,</li> <li>○ формуляр,</li> <li>○ руководство по эксплуатации,</li> <li>○ руководства пользователя,</li> <li>• на систему в целом: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ паспорт/формуляр,</li> <li>○ руководство пользователя,</li> <li>○ инструкция по эксплуатации КТС,</li> <li>○ описание программного обеспечения,</li> <li>○ копия методики поверки СИ,</li> <li>○ методика измерения.</li> </ul> </li> </ul> <p>3) Сертификаты и разрешения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• на каждый технический элемент системы: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ сертификат ТРТС;</li> </ul> </li> </ul> <p>в дополнение к этому, на каждый измерительный преобразователь системы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ копия сертификата об утверждении типа СИ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии;</li> <li>○ копия методики поверки СИ;</li> <li>○ сертификат о соответствии требованиям ТРТС-012-2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";</li> <li>○ копия свидетельства о взрывозащищенности;</li> <li>○ свидетельство о первичной поверке СИ;</li> <li>• на систему в целом: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ копия сертификата об утверждении типа СИ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии;</li> <li>○ сертификат о соответствии требованиям ТРТС-012-2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";</li> <li>○ свидетельство об аттестации методики измерения;</li> <li>○ свидетельство о первичной поверке СИ.</li> </ul> </li> </ul> <p>4) Программу и методику испытаний.</p> <p>Окончательный состав комплекта документов должен согласовываться с заказчиком.</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18505-288/106-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>14</div> <div>ИЗМ.</div> <div>1</div>