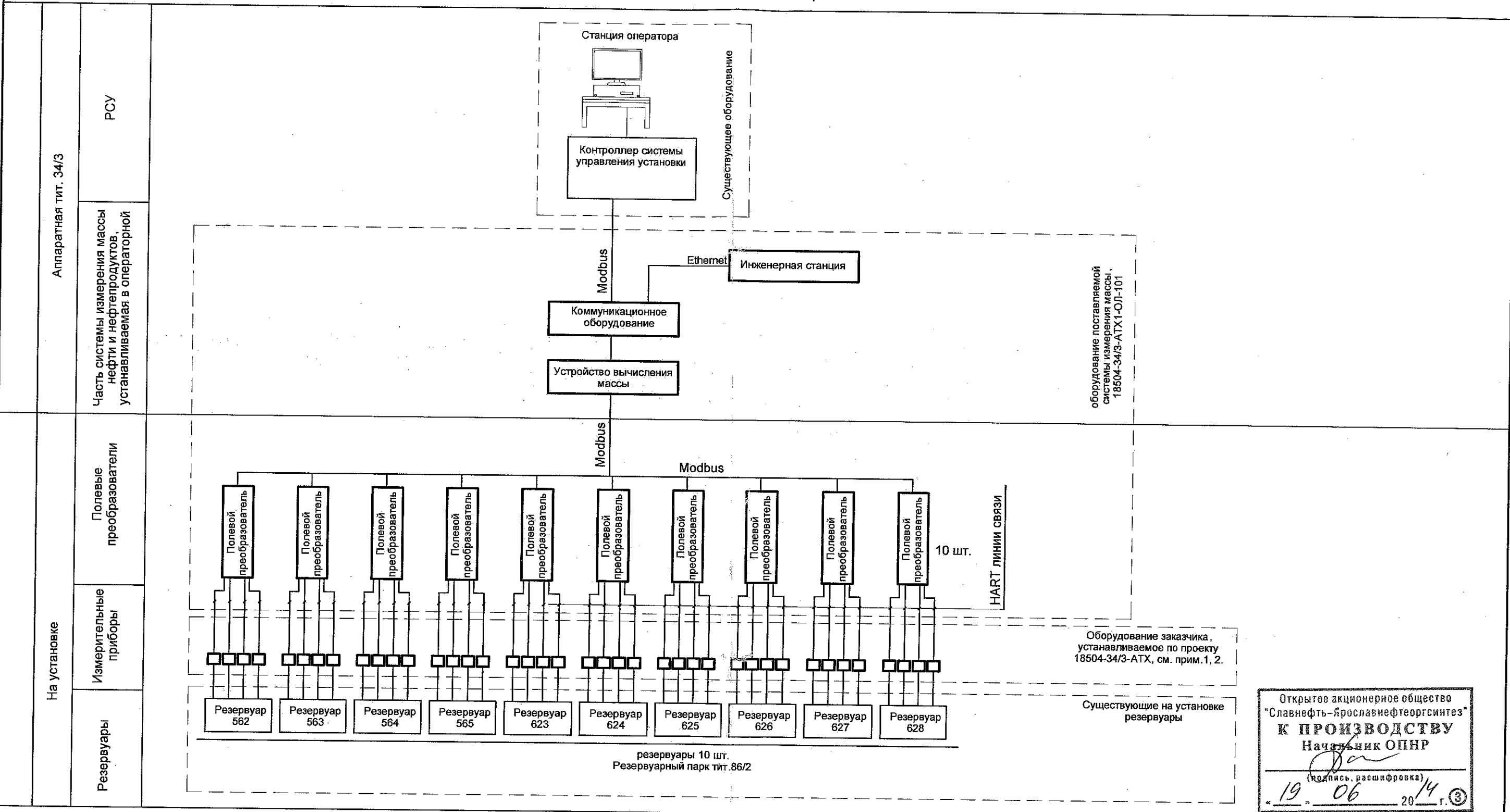


Этот документ является интеллектуальной собственностью ООО "ПРОМХИМПРОЕКТ" и не подлежит копированию и распространению без его согласия.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Цех №6, КМ-2, товарный участок по приему, смешению и отгрузке товарных масел



1. На каждый резервуар устанавливается следующее оборудование :
- преобразователь уровня радарный (или рефлекс - радарный) - 1 шт.;
  - многозонный преобразователь температуры с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды - 1 шт.;
  - преобразователь гидростатического давления в комплекте с промывочным кольцом - 1 шт.;
2. На каждую группу резервуаров устанавливается преобразователь температуры окружающего воздуха - 1 шт.;

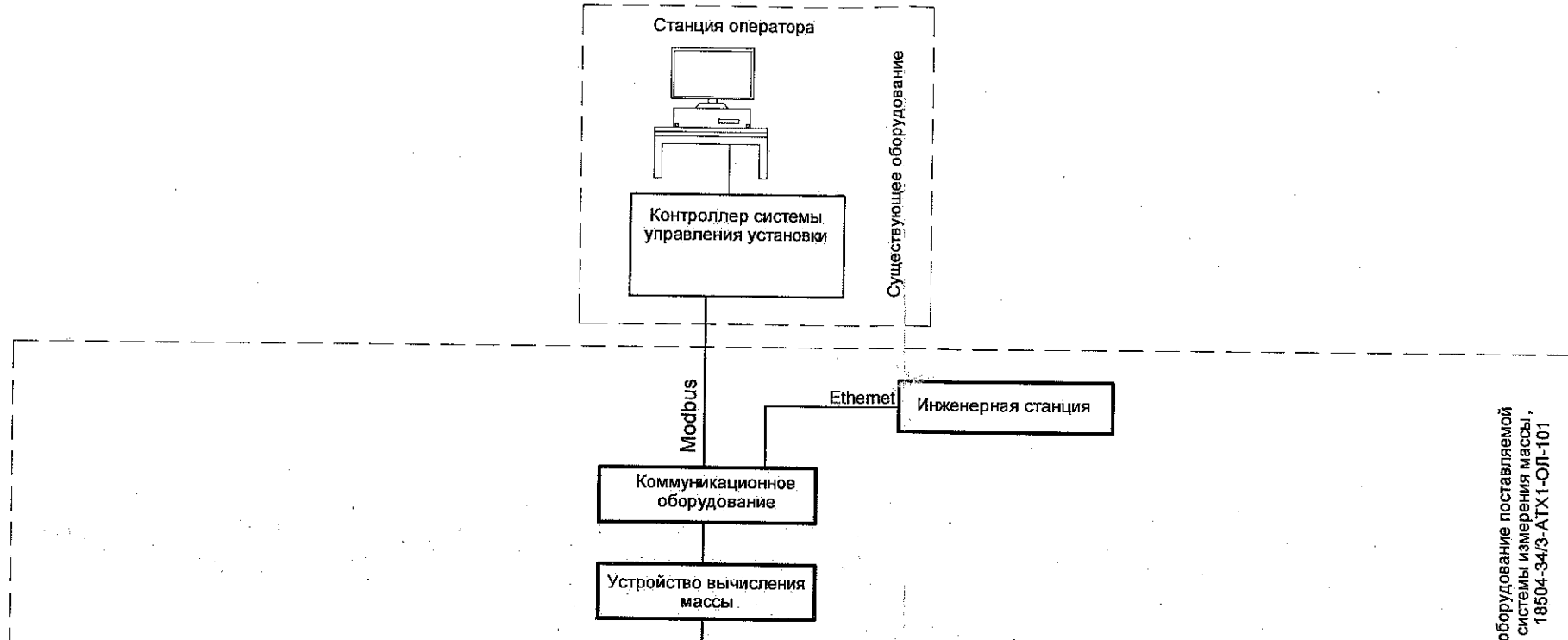
						18504-34/3-АТХ1			
						ОАО "Славнефть-ЯНОС"			
						Цех №6 КМ-2 Товарный участок по приему, смешению и отгрузке товарных масел			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						Оснащение резервуарных парков готовой продукции системами измерения массы (р.562, 563, 564, 565, 623, 626, 625, 628, 624, 627)	Стадия	Лист	Листов
							Р		1
ГИП	Воронина			06.14		Схема структурная системы измерения массы нефти и нефтепродуктов	<b>ПРОМХИМ ПРОЕКТ</b>		
Н.контр.	Калинина			06.14					
Проверил	Семенов			06.14					
Разраб.	Жуков Е.			06.14					

Цех №6, КМ-2, товарный участок по приему, смешению и отгрузке товарных масел

Этот документ является интеллектуальной собственностью ООО "ПРОМХИМПРОЕКТ" и не подлежит копированию и распространению без его согласия.

Аппаратная тит. 34/3

PCU  
Часть системы измерения массы нефти и нефтепродуктов, устанавливаемая в операторной

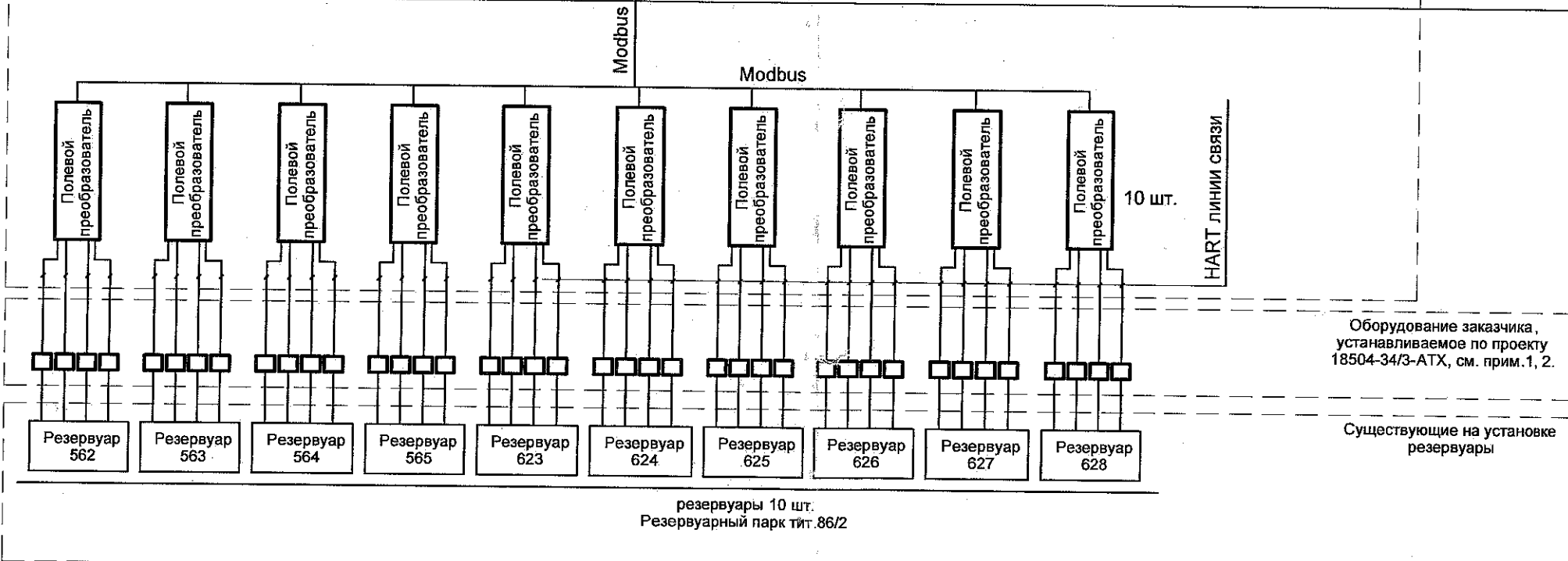


На установке

Полевые преобразователи

Измерительные приборы

Резервуары



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез"  
**К ПРОИЗВОДСТВУ**  
Начальник ОПНР  
(подпись, расшифровка)  
19.06.2014 г. ③

Инов.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

- На каждый резервуар устанавливается следующее оборудование :
  - преобразователь уровня радарный (или рефлекс - радарный) -1 шт.;
  - многозонный преобразователь температуры с интегрированным преобразователем уровня подтоварной воды - 1 шт.;
  - преобразователь гидростатического давления в комплекте с промысловым кольцом - 1 шт.;
- На каждую группу резервуаров устанавливается преобразователь температуры окружающего воздуха - 1 шт.;

18504-34/3-АТХ1						ОАО "Славнефть-ЯНОС"		
Цех №6 КМ-2 Товарный участок по приему, смешению и отгрузке товарных масел						Оснащение резервуарных парков готовой продукции системами измерения массы (р.562, 563, 564, 565, 623, 626, 625, 628, 624, 627)		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Воронина	06.14				Р		1
Н.контр.	Калинина	06.14				ПРОМХИМПРОЕКТ		
Проверил	Семенов	06.14						
Разраб.	Жуков Е.	06.14				Схема структурная системы измерения массы нефти и нефтепродуктов		

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

Сопровождение:					
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSCHIMPROEKT		ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ		ТУ	
ОАО "Славнефть-ЯНОС" Цех №6 КМ-2 Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции					
Система измерения массы нефтепродуктов тит.86/2					
<div>Открытое акционерное общество "Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез" К ПРОИЗВОДСТВУ Начальник ОПНР (подпись, расшифровка) 19 06 2014 г. ③</div>					
18504-34/3-АТХ1-ТУ-101					
Изм.	Копир.	Лист	№ док	Подпись	Дата
ГИП	Воронина				06.06.14
Н. контр.	Калинина				06.06.14
Нач. отд.	Семенов				06.06.14
Исполнил	Жуков Е.				06.06.14
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов			Стадия	Лист	Листов
			Р	1	14
			ПРОМХИМПРОЕКТ		
			PROMSCHIMPROEKT		

[illegible]

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT		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
4.7.3.	Кабели сети Ethernet		10
4.8.	Требования к метрологическим характеристикам системы		10
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 3
			ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>4.8.1. Требования к диапазонам и точности измерения</p> <p>4.9. Требования к метрологическому обеспечению системы</p> <p>4.10. Требования к надежности системы</p> <p>4.11. Требования к комплектности оборудования системы</p> <p>5. ОБЪЕМ ПОСТАВЛЯЕМЫХ УСЛУГ</p> <p>6. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ</p> <p>7. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ</p>		<p>10</p> <p>10</p> <p>11</p> <p>11</p> <p>11</p> <p>12</p> <p>13</p>
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>4</div> <div>ИЗМ.</div> <div>0</div>

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-1075 "Оснащение резервуаров парков готовой продукции системами измерения массы(р.562, 563, 564, 565, 623, 626, 625, 628, 624, 627)" 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	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 5 ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<div data-bbox="208 187 655 221" data-label="Section-Header"> <h4>4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ</h4> </div> <div data-bbox="252 270 749 304" data-label="Section-Header"> <h5>4.1. Требования к системе в целом</h5> </div> <div data-bbox="238 334 1372 474" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="252 523 1087 557" data-label="Section-Header"> <h5>4.2. Требования к структуре и функционированию системы</h5> </div> <div data-bbox="238 587 1372 657" data-label="Text"> <p>Система должна устанавливаться на парк (группу) резервуаров (емкостей).</p> </div> <div data-bbox="238 659 1372 866" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="238 868 1372 1074" data-label="Text"> <p>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 18504-34/3-АТХ1 л.1.</p> </div> <div data-bbox="238 1076 1372 1146" data-label="Text"> <p>Взаимодействие оператора с системой должно осуществляться со станции оператора системы управления установки.</p> </div> <div data-bbox="238 1149 1372 1319" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="238 1321 1372 1461" data-label="Text"> <p>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.</p> </div> <div data-bbox="252 1549 973 1583" data-label="Section-Header"> <h5>4.3. Технические требования к элементам системы</h5> </div> <div data-bbox="294 1630 782 1664" data-label="Section-Header"> <h6>4.3.1. Приборы измерения уровня</h6> </div> <div data-bbox="238 1693 1372 1764" data-label="Text"> <p>Для измерения уровня при диапазонах от 4 м до 10 м должен применяться бесконтактный радарный принцип измерения.</p> </div> <div data-bbox="238 1766 1372 1834" data-label="Text"> <p>Для измерения уровня при диапазоне до 4 м должен применяться рефлекс-радарный уровнемер со стержневым зондом.</p> </div> <div data-bbox="238 1836 1372 1938" data-label="Text"> <p>Уровнемеры должны монтироваться в направляющих измерительных трубах (Ду=100 мм или Ду=150 мм). Присоединение к измерительной трубе должно быть фланцевое. Измерительная труба должна быть металлическая,</p> </div>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 6 ИЗМ. 0



ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>цельнотянутая, без 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).</p> <p>Для измерения уровня подтоварной воды должен применяться преимущественно емкостной принцип. Датчик должен монтироваться сверху в измерительной трубе (Ду=50 мм или Ду=80 мм). Присоединение к трубе должно быть фланцевое. Преимущественно должен применяться датчик, встроенный в многозонный термометр.</p> <p><b>4.3.2. Приборы измерения температуры</b></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 (Ду=50 мм или Ду=80 мм). Присоединение к трубе должно быть фланцевое. При диапазонах измерения уровня менее 8 м допускается применение двух одноточечных термометров сопротивления.</p> <p><b>4.3.3. Приборы измерения давления</b></p> <p>Датчик измерения давления должен быть смонтирован выше точки верхнего значения диапазона измерения уровня. Присоединение к процессу - фланцевое. 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><b>4.3.4. Полевые преобразователи</b></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 аналоговому.</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><b>4.3.5. Устройства вычисления массы</b></p> <p>Устройства вычисления массы должны выполнять следующие функции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• обеспечение подключения не менее 15 полевых преобразователей,</li> </ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>7</div> <div>ИЗМ.</div> <div>0</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<ul style="list-style-type: none"> <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 <math>24\pm 10\%</math> 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 <math>20^{\circ}\text{C}</math>,</li> <li>• температура окружающего воздуха.</li> </ul> <p>4.5. Меры защиты от воздействий внешней среды.</p> <p>Для обеспечения оптимальных условий эксплуатации и защиты измерительных преобразователей от неблагоприятных воздействий,</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>8</div> <div>ИЗМ.</div> <div>0</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>электронные блоки преобразователей уровня, температуры, давления паров помещаются в термочехлы, а преобразователь гидростатического давления - в шкаф.</p> <p>Шкафы и термочехлы, применяемые для защиты измерительных преобразователей от неблагоприятного воздействия окружающей среды должны удовлетворять следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• обеспечивать температурный режим работы измерительного преобразователя, указанный в технической документации на прибор;</li> <li>• иметь действующие сертификаты и разрешения на применение во взрывоопасных зонах;</li> <li>• типоразмер шкафов и термочехлов должен обеспечивать помещение корпуса измерительного преобразователя в соответствии с его габаритными размерами, приведенными в технической документации на прибор.</li> </ul> <p>4.6. Требования к инженерной станции</p> <p>4.6.1. Требования к аппаратному обеспечению</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• тактовая частота процессора не менее 2 ГГц;</li> <li>• размер оперативной памяти не менее 2 Гб;</li> <li>• сетевая карта Ethernet 100 BASE-TX, Full/Half Duplex с разъемом RJ45;</li> <li>• размер монитора по диагонали не менее 15";</li> <li>• привод компакт-дисков DVD-RW.</li> </ul> <p>4.6.2. Требования к программному обеспечению</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Операционная система Microsoft Windows версии не ниже Windows 7.0;</li> <li>• Интернет-обозреватель Microsoft Internet Explorer версии не ниже 6;</li> <li>• Java Runtime Environment не ниже Version 6 update 29.</li> </ul> <p>4.7. Требования к кабельной продукции.</p> <p>4.7.1. Кабели для подключения измерительных преобразователей</p> <p>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.</p> <p>4.7.2. Кабели для передачи сигнала по протоколу Modbus</p> <p>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</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 9 ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSHIPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>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> <p>4.7.3. Кабели сети Ethernet</p> <p>Для сетей Ethernet должна применяться экранированная витая пара категории не ниже 5. Разъемы RJ-45 должны быть экранированными.</p> <p>4.8. Требования к метрологическим характеристикам системы</p> <p>4.8.1. Требования к диапазонам и точности измерения</p> <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 <math>\pm 2,0</math> мм;</li> <li>• уровень подтоварной воды - от 0 до 1 м, с абсолютной допускаемой погрешностью измерения границы раздела фаз не более <math>\pm 2,0</math> мм;</li> <li>• температура продукта - от минус 40 до плюс 100°С, с абсолютной допускаемой погрешностью измерения не более <math>\pm 0,2</math> °С;</li> <li>• гидростатическое давление - от минус 0,1 до 2,0 бар, с пределом допускаемой основной относительной погрешности не более <math>\pm 0,075\%</math> от диапазона;</li> </ul> <p>Рабочий диапазон плотности продукта от 500 до 1800 кг/м<sup>3</sup>.</p> <p>4.9. Требования к метрологическому обеспечению системы</p> <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> <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>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	<div>ЛИСТ</div> <div>10</div> <div>ИЗМ.</div> <div>0</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<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> <li>• разработка и аттестация методики измерения,</li> <li>• поверка системы.</li> </ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 11 <div>ИЗМ. 0</div>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p><b>6. Порядок сдачи и приемки системы в эксплуатацию</b></p> <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> <p>По окончании пусконаладочных работ должны проводиться испытания системы с целью проверки соответствия создаваемой АС требованиям технического задания на создание автоматизированной системы.</p> <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> <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> <p>Для системы должны проводится следующие виды испытаний:</p> <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> <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> <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> <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> <p>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.</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 12 <span style="float: right;">ИЗМ. 0</span>

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT	ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ТУ
<p>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, РД50-682-89, РД50-680-88, ГОСТ 34.401-90, РД50-34.698-90, ГОСТ 34.003-90, Р50-34.119-90).</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> <p>1) Проектная документация в составе:</p> <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> <p>2) Эксплуатационная документация в составе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ведомость эксплуатационных документов;</li> <li>• на каждый технический элемент системы:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ паспорт,</li> <li>○ формуляр,</li> </ul> </li> </ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101	ЛИСТ 13                     ИЗМ. 0

- копия сертификата об утверждении типа СИ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии;
- сертификат о соответствии требованиям ТРТС-012-2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- свидетельство об аттестации методики измерения;
- свидетельство о первичной поверке СИ.

ЛИСТ	ИЗМ.
14	0



### Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции

PROMCHIMPROJECT

ПРОМХИМПРОЕКТ	ОПРОСНЫЙ ЛИСТ	ОЛ
<p style="text-align: center;"><u>СОДЕРЖАНИЕ:</u></p> <p>1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ..... 3</p> <p>2. ОБЪЕКТЫ ИЗМЕРЕНИЯ ..... 3</p> <p>3. ОБЪЕМ ПОСТАВКИ ..... 4</p> <p>3.1. ОБОРУДОВАНИЕ ..... 4</p> <p>3.2. УСЛУГИ ..... 5</p> <p>3.3. ДОКУМЕНТАЦИЯ ..... 5</p> <p>ПРИЛОЖЕНИЕ А. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗЕРВУАРОВ ..... 6</p>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101	ЛИСТ 2    ИЗМ. 0

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Данный опросный лист является дополнением к техническим условиям 18504-34/3-АТХ1-ТУ-101 «Система измерения массы нефти и нефтепродуктов» и должен рассматриваться совместно с этим документом.

Поставляемая система измерения, ее конфигурация, программное обеспечение, документация, должны соответствовать требованиям, приведенным в 18504-34/3-АТХ1-ТУ-101 «Система измерения массы нефти и нефтепродуктов», 18504-34/3-АТХ1 л.1 «Схема структурная измерения массы нефти и нефтепродуктов».

Поставляемая система измерения в части коммуникаций и программного обеспечения должна иметь возможность интеграции в РСУ установки.

**2. ОБЪЕКТЫ ИЗМЕРЕНИЯ**

Система измерения массы должна быть установлена на резервуарах, территориально располагающихся в резервуарном парке тит. 86/2. Перечень резервуаров приведен в Таблице 1.

Таблица 1. Перечень резервуаров

Место расположения резервуаров	Перечень	Общее количество в парке
парк тит. 86/2	Резервуары №№ 562, 563, 564, 565, 623, 624, 625, 626, 627, 628	10

ИТОГО: 10

Характеристики резервуаров приведены в Приложении А.

ПРОМХИМПРОЕКТ	ОПРОСНЫЙ ЛИСТ	ОЛ
<p><b>3. ОБЪЕМ ПОСТАВКИ</b></p> <p><b>3.1. Оборудование</b></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 шт. на каждый резервуарный парк;</li> <li>• Необходимые коммуникационные устройства;</li> <li>• Инженерная станция на базе ноутбука с установленным программным обеспечением, в комплекте с</li> </ul>		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101	ЛИСТ 4 <span style="margin-left: 20px;">ИЗМ. 0</span>

ПРОМХИМПРОЕКТ	ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ
<p>манипулятором типа "мышь", сумкой для переноски - 1 шт. на систему;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Комплект специальных инструментов, приспособлений, применяемых для технического обслуживания системы, ремонта, настройки и регулирования параметров оборудования системы.</li> </ul> <p>Оборудование системы, кроме инженерной станции, должно быть обеспечено комплектом ЗИП в размере 10%, но не менее 1 единицы на каждый тип оборудования.</p> <p><b>3.2. Услуги</b></p> <p>Поставщик должен выполнить:</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, согласно действующим нормативно-техническим документам, в т.ч.: СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации», ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем», РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;</li> <li>• обучение персонала заказчика</li> <li>• разработка и аттестация методики измерения;</li> <li>• поверка системы;</li> </ul> <p><b>3.3. Документация</b></p> <p>По объему поставляемой документации см.:</p> <p>18504-34/3-АТХ1-ЗТП-101;</p> <p>18504-34/3-АТХ1-ТУ-101.</p>			
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 5         ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ	ОПРОСНЫЙ ЛИСТ	ОЛ		
<p data-bbox="258 251 940 283"><b>Приложение А. Характеристики резервуаров</b></p> <p data-bbox="288 314 1281 506">Приложение А подготовлено на основании технологических карт №№ 666/1, 666/2, 666/3, 666/4, 666/5, 666/6, 666/7, 666/8, 666/9, 666/10, утвержденных Главным инженером ОАО "Славнефть-ЯНОС" 25.04.2012 г.</p>				
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101	<table border="1"><tr><td data-bbox="1317 1953 1370 2055">ЛИСТ 6</td><td data-bbox="1370 1953 1428 2055">ИЗМ. 0</td></tr></table>	ЛИСТ 6	ИЗМ. 0
ЛИСТ 6	ИЗМ. 0			

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №562					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			562		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 700 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			8940		
Диаметр резервуара, мм			10430		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			764		
Наименование продукта			Парафин НС		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			820		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			7152		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 7	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №563					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			563		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 700 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			8940		
Диаметр резервуара, мм			10430		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			764		
Наименование продукта			Парафин НС		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			820		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			7152		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 8	ИЗМ. 0



## Резервуар №564

Параметр резервуара	Значение
<b>Общие параметра резервуара</b>	
Название объекта	Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2
Позиционное обозначение резервуара	564
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:	250
Диапазон температур окружающей среды, С:	-46 ... +37
Тип резервуара	РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический
Наличие понтона (да/нет)	нет
Высота резервуара, мм	9000
Диаметр резервуара, мм	7580
Объем резервуара, м <sup>3</sup>	406
Наименование продукта	Церизин марки 75
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	846
Температура продукта, не более, °С	90
Наличие пены (да/нет)	да
Склонность продукта к налипанию	да
Склонность к образованию конденсата	да
Избыточное давление паров в емкости	нет
<b>Измерение уровня</b>	
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду100, Ру16, исп.2, 250мм
Предельная высота заполнения резервуара, мм	7200
Минимальная высота заполнения резервуара, мм	400
<b>Измерение температуры</b>	
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду50, Ру16, исп.2, 250мм
<b>Измерение гидростатического давления</b>	
Высота врезки штуцера (мм)	400

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №565					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			565		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			9000		
Диаметр резервуара, мм			7580		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			406		
Наименование продукта			Церизин марки 75		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			846		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			7200		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 10	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №623					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			623		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 1000 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			11920		
Диаметр резервуара, мм			10430		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			1018		
Наименование продукта			Воск защитный ЯВ-1		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			830		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			9536		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 11	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ	ОПРОСНЫЙ ЛИСТ	ОЛ																																																				
Резервуар №624																																																						
<table><tr><th>Параметр резервуара</th><th>Значение</th></tr><tr><td colspan="2">Общие параметра резервуара</td></tr><tr><td>Название объекта</td><td>Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2</td></tr><tr><td>Позиционное обозначение резервуара</td><td>624</td></tr><tr><td>Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:</td><td>250</td></tr><tr><td>Диапазон температур окружающей среды, С:</td><td>-46 ... +37</td></tr><tr><td>Тип резервуара</td><td>РВС - 700 м<sup>3</sup> вертикальный цилиндрический</td></tr><tr><td>Наличие понтона (да/нет)</td><td>нет</td></tr><tr><td>Высота резервуара, мм</td><td>8940</td></tr><tr><td>Диаметр резервуара, мм</td><td>10430</td></tr><tr><td>Объем резервуара, м<sup>3</sup></td><td>764</td></tr><tr><td>Наименование продукта</td><td>Мягчитель ЯПП-М, ЯПП</td></tr><tr><td>Плотность продукта при 20 °С, кг/м<sup>3</sup></td><td>852</td></tr><tr><td>Температура продукта, не более, °С</td><td>90</td></tr><tr><td>Наличие пены (да/нет)</td><td>да</td></tr><tr><td>Склонность продукта к налипанию</td><td>да</td></tr><tr><td>Склонность к образованию конденсата</td><td>да</td></tr><tr><td>Избыточное давление паров в емкости</td><td>нет</td></tr><tr><td colspan="2">Измерение уровня</td></tr><tr><td>Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм</td><td>Ду100, Ру16, исп.2, 250мм</td></tr><tr><td>Предельная высота заполнения резервуара, мм</td><td>6820</td></tr><tr><td>Минимальная высота заполнения резервуара, мм</td><td>400</td></tr><tr><td colspan="2">Измерение температуры</td></tr><tr><td>Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм</td><td>Ду50, Ру16, исп.2, 250мм</td></tr><tr><td colspan="2">Измерение гидростатического давления</td></tr><tr><td>Высота врезки штуцера (мм)</td><td>400</td></tr></table>			Параметр резервуара	Значение	Общие параметра резервуара		Название объекта	Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2	Позиционное обозначение резервуара	624	Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:	250	Диапазон температур окружающей среды, С:	-46 ... +37	Тип резервуара	РВС - 700 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический	Наличие понтона (да/нет)	нет	Высота резервуара, мм	8940	Диаметр резервуара, мм	10430	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	764	Наименование продукта	Мягчитель ЯПП-М, ЯПП	Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	852	Температура продукта, не более, °С	90	Наличие пены (да/нет)	да	Склонность продукта к налипанию	да	Склонность к образованию конденсата	да	Избыточное давление паров в емкости	нет	Измерение уровня		Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду100, Ру16, исп.2, 250мм	Предельная высота заполнения резервуара, мм	6820	Минимальная высота заполнения резервуара, мм	400	Измерение температуры		Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду50, Ру16, исп.2, 250мм	Измерение гидростатического давления		Высота врезки штуцера (мм)	400
Параметр резервуара	Значение																																																					
Общие параметра резервуара																																																						
Название объекта	Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2																																																					
Позиционное обозначение резервуара	624																																																					
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:	250																																																					
Диапазон температур окружающей среды, С:	-46 ... +37																																																					
Тип резервуара	РВС - 700 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический																																																					
Наличие понтона (да/нет)	нет																																																					
Высота резервуара, мм	8940																																																					
Диаметр резервуара, мм	10430																																																					
Объем резервуара, м <sup>3</sup>	764																																																					
Наименование продукта	Мягчитель ЯПП-М, ЯПП																																																					
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	852																																																					
Температура продукта, не более, °С	90																																																					
Наличие пены (да/нет)	да																																																					
Склонность продукта к налипанию	да																																																					
Склонность к образованию конденсата	да																																																					
Избыточное давление паров в емкости	нет																																																					
Измерение уровня																																																						
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду100, Ру16, исп.2, 250мм																																																					
Предельная высота заполнения резервуара, мм	6820																																																					
Минимальная высота заполнения резервуара, мм	400																																																					
Измерение температуры																																																						
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм	Ду50, Ру16, исп.2, 250мм																																																					
Измерение гидростатического давления																																																						
Высота врезки штуцера (мм)	400																																																					
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101	ЛИСТ 12 ИЗМ. 0																																																				

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №625					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			625		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			7375		
Диаметр ререзвуара, мм			8530		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			421		
Наименование продукта			Парафин П-2, Т-1		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			812		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			5900		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 13	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №626					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			626		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			7375		
Диаметр резервуара, мм			8530		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			421		
Наименование продукта			Воск защитный ЯВ-1		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			830		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			5900		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 14	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №627					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			627		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			7375		
Диаметр резервуара, мм			8530		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			421		
Наименование продукта			Мягчитель ЯПП-М, ЯПП		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			852		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			5640		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 15	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ		ОЛ	
Резервуар №628					
Параметр резервуара			Значение		
Общие параметра резервуара					
Название объекта			Цех №6 (КМ-2). Участок полуфабрикатов и товарной парафино-восковой продукции, парк тит.86/2		
Позиционное обозначение резервуара			628		
Длина кабельной трассы от самого дальнего резервуара до операторной, м:			250		
Диапазон температур окружающей среды, С:			-46 ... +37		
Тип резервуара			РВС - 400 м <sup>3</sup> вертикальный цилиндрический		
Наличие понтона (да/нет)			нет		
Высота резервуара, мм			7375		
Диаметр резервуара, мм			8530		
Объем резервуара, м <sup>3</sup>			421		
Наименование продукта			Парафин П-2, Т-1		
Плотность продукта при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>			812		
Температура продукта, не более, °С			90		
Наличие пены (да/нет)			да		
Склонность продукта к налипанию			да		
Склонность к образованию конденсата			да		
Избыточное давление паров в емкости			нет		
Измерение уровня					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду100, Ру16, исп.2, 250мм		
Предельная высота заполнения резервуара, мм			5900		
Минимальная высота заполнения резервуара, мм			400		
Измерение температуры					
Параметры монтажного патрубка для монтажа прибора (ДУ, РУ, высота), мм			Ду50, Ру16, исп.2, 250мм		
Измерение гидростатического давления					
Высота врезки штуцера (мм)			400		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		ЛИСТ 16	ИЗМ. 0





ДАННЫЙ ЗАПРОС КАСАЕТСЯ ПОСТАВКИ СЛЕДУЮЩЕГО  
ОБОРУДОВАНИЯ, УСЛУГ, ДОКУМЕНТАЦИИ:

Пункт	Описание	Кол-во	Цена за ед.	Цена общая
1	<b>ОБОРУДОВАНИЕ</b>  Оборудование системы, описанное в технических условиях 18504-34/3-АТХ1-ТУ-101 и опросном листе 18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101, показанное на структурной схеме 18504-288/106-АТХ1 л.1.	1 компл.		
2	<b>УСЛУГИ</b>  В обязанности поставщика должно входить выполнение услуг, указанных в технических условиях 18504-34/3-АТХ1-ТУ-101, опросном листе 18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101.	1 компл.		
3	<b>ДОКУМЕНТАЦИЯ</b>  Комплект документации для системы, описанной в технических условиях 18504-34/3-АТХ1-ТУ-101 и опросном листе 18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101, представленной на структурной схеме 18504-34/3-АТХ1 л.1. Состав документации и сроки ее выполнения для различных частей системы в соответствии с л.6-л.7 данного ЗТП.	1 компл.		

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT		ЗАПРОС НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ		ЗТП	
Пункт	Описание	Кол-во	Цена за ед.	Цена общая	
	<p><b>ПРИМЕЧАНИЯ:</b></p> <p>Поставщик должен дать подробное Предложение по оборудованию, услугам и документации, указанным в п.п. 1 - 3 с указанием цен на все составные элементы каждого комплекта.</p> <p>Поставщик может уточнить структуру системы, в соответствии с предлагаемыми техническими средствами</p> <p>ТКП должны содержать следующие позиции и условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Структурную схему построения предлагаемой системы с указанием интерфейсов связи между компонентами системы и используемого программного обеспечения.</li> <li>• Разрешение Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору России на применение системы управления.</li> <li>• При наличии в составе системы оборудования третьих фирм, должны быть учтены программное обеспечение и адаптеры для конфигурирования и настройки такого оборудования.</li> <li>• Должны быть представлены только новейшие технические решения, выпущенные для общей продажи.</li> <li>• В технической документации должен быть указан срок эксплуатации оборудования.</li> <li>• Полный перечень поставляемого оборудования (описание позиций на русском языке) с указанием позиционных цен, стоимость проектных, инженерных, и пуско-наладочных работ, включая накладные расходы, стоимость доставки и НДС.</li> <li>• При отсутствии системы лицензирования на использование количества тегов, должно быть указано максимально возможное количество сигналов, которое система способна обрабатывать.</li> <li>• Стоимость всех лицензий (позиционно) необходимых для использования всех программных продуктов АСУ ТП.</li> </ul>				
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ЗТП-101		ЛИСТ 3	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMCHIMPROJECT		ЗАПРОС НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ		ЗТП
Пункт	Описание	Кол-во	Цена за ед.	Цена общая
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Разработка и предоставление комплекта документов в составе, предусмотренном ГОСТ 34.201-89 и содержанием, соответствующим РД 50-34.698-90.</li> <li>Сведения о месте сборки и тестирования поставляемого оборудования системы управления.</li> <li>Список применения данного оборудования на установках НПЗ по Российской Федерации.</li> <li>Сертификаты соответствия на применяемое оборудование.</li> </ul> <p>ТКП должно включать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>проектные работы,</li> <li>шеф-монтаж подключения полевого оборудования к системе;</li> <li>пуско-наладочные работы по комплексу технических средств системы, включая систему электропитания;</li> <li>участие в калибровке каналов, подготовке данных для метрологической аттестации системы;</li> <li>проведение испытаний системы в соответствии с разработанной и согласованной программой и оформление результатов испытаний;</li> <li>обучение оперативного технологического и инженерного персонала Заказчика;</li> <li>сдачу системы в опытную эксплуатацию;</li> <li>разработка и аттестация методики измерения;</li> <li>поверка системы;</li> <li>работы по корректировке проектной документации на систему по результатам опытной эксплуатации;</li> <li>сдачу системы в промышленную эксплуатацию;</li> <li>сроки поставки оборудования на площадку заказчика;</li> <li>калибраторы и другое образцовое оборудование, необходимое при проверке системы;</li> <li>ЗИП (10% от общего объема оборудования, но не менее одной единицы оборудования каждого типа);</li> <li>условия поставки – DDP, г. Ярославль;</li> <li>гарантийные обязательства;</li> <li>график платежей;</li> <li>условия поставки запасных частей в послегарантийный период в течение 10 лет после поставки оборудования (по позиционным ценам предложения);</li> <li>срок действия предложения – 12 месяцев;</li> <li>сведения о сертификации системы по международным стандартам.</li> </ul>			
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ЗТП-101		ЛИСТ 4 ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSHPROJECT		ЗАПРОС НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ		ЗТП	
ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ, НАПРАВЛЯЕМОЙ ИЛИ АННУЛИРУЕМОЙ НАСТОЯЩИМ ИЗМЕНЕНИЕМ ДОКУМЕНТАЦИЯ, НАПРАВЛЕННАЯ РАНЕЕ, ОСТАЕТСЯ В СИЛЕ					
ДОКУМЕНТ			Прилагаемая измененная документация	Аннулируемая документация	
НАИМЕНОВАНИЕ	НОМЕР	ИЗМ.			
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов Технические условия	18504-34/3-АТХ1-ТУ-101		X		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов Опросный лист	18504-34/3-АТХ1-ОЛ-101		X		
Схема структурная системы измерения массы нефти и нефтепродуктов	18504-34/3-АТХ1 л.1		X		
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов		18504-34/3-АТХ1-ЗТП-101		ЛИСТ 5	ИЗМ. 0

ПРОМХИМПРОЕКТ PROMSHIMPROJECT		ЗАПРОС НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ			ЗТП	
ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ПОСТАВЩИКА						
ПУНКТ	НАИМЕНОВАНИЕ	С ПРЕДЛОЖЕНИЕМ КОЛ-ВО <sup>(1)</sup>	ПОСЛЕ ЗАКАЗА			
			ДЛЯ УТВЕРЖД.		ФИНАЛЬНАЯ	
			КОЛ-ВО <sup>(1)</sup>	СРОК <sup>(2)</sup>	КОЛ-ВО <sup>(1)</sup>	СРОК <sup>(2)</sup>
1	График выполнения проекта	2С	2С	2W	-	
2	Ведомость техно-рабочего проекта	-	2С	6W	6С	
3	Структурная схема комплекта технических средств	2С	2С	2W	6С	
4	Общее описание системы	2С	2С	2W	6С	
5	Перечень входных/выходных данных и сигналов	-	2С	6W	6С	
6	Описание комплекса технических средств	-	2С	6W	6С	
7	Описание автоматизированных функций	-	2С	6W	6С	
8	Планы расположения оборудования и проводок	-	2С	6W	6С	
9	Схемы соединений внешних проводок	-	2С	6W	6С	
10	Схемы подключения внешних проводок	-	2С	6W	6С	
11	Схемы внутренних электрических соединений	-	2С	6W	6С	
12	Габаритные и установочные чертежи	-	2С	6W	6С	
13	Сборочные чертежи	-	2С	6W	6С	
14	Логические схемы	-	2С	6W	6С	
15	Расчеты потребляемой мощности	-	2С	6W	6С	
16	Схемы питания	-	2С	6W	6С	
17	Схемы заземления (защитного и сигнального)	-	2С	6W	6С	
18	Данные по тепловыделению оборудования	-	2С	6W	6С	
19	Кабельные журналы	-	2С	6W	6С	
20	Чертежи общих видов	-	2С	6W	6С	
21	Базовые мнемосхемы	-	2С	6W	6С	
22	Проектная оценка надежности системы	-	2С	6W	6С	
23	Ведомость оборудования, изделий и материалов	-	2С	6W	6С	
24	Руководство пользователя КТС	-	-	6W	6С	
25	Инструкция по эксплуатации КТС	-	-	6W	6С	
26	Описание программного обеспечения	-	-	6W	6С	
27	Инструкция по формированию и ведению базы данных	-	-	6W	6С	
ПРИМЕЧАНИЯ: ПЕРЕЧЕНЬ ДЛЯ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ (НАЧАЛО)						
(1) - КОЛИЧЕСТВО; ТИП: С - КОПИЯ; (2) - ДАТА ИЛИ КОЛИЧЕСТВО НЕДЕЛЬ						
ДОКУМЕНТАЦИЯ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ДОЛЖНА ПОСТАВЛЯТЬСЯ КОМПЛЕКТНО.						
Система измерения массы нефти и нефтепродуктов			18504-34/3-АТХ1-ЗТП-101		ЛИСТ 6	ИЗМ. 0

28	Паспорт/формуляр	-	-	-	1	
29	Протоколы пусконаладочных работ	-	-	-	1	
30	Протоколы испытаний	-	-	-	1	
31	Перечень ЗИП	2С	2С	6W	6С	
32	Программы и график обучения персонала	2С	2С	2W	-	
33	Протокол приемки системы в промышленную эксплуатацию	-	-	-	1	
34	Пользовательские инструкции по программному обеспечению	-	-	-	6С	
35	Функциональные спецификации конфигурирования контуров	-	-	-	6С	
36	Стандартная документация поставщика	-	-	-	6С	
37	Программа и методика испытаний	-	-	-	6С	
38	Сертификат об утверждении типа средств измерений на компоненты КТС Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ	2С	-	-	6С	
39	Сертификат об утверждении типа средства измерений КТС Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ	2С	-	-	6С	
40	Копия методики поверки КТС	2С			6С	
41	Свидетельство об аттестации методики измерения	-	-	-	1	
42	Методика измерения	-	-	-	1	
43	Сертификат о соответствии требованиям ТРТС-012-2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах"	2С	-	-	6С	
44	Свидетельства о первичной поверке СИ	-	-	-	1	

ПРИМЕЧАНИЯ: ПЕРЕЧЕНЬ ДЛЯ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ(ОКОНЧАНИЕ)

(1) - КОЛИЧЕСТВО; ТИП: С - КОПИЯ;  
(2) - ДАТА ИЛИ КОЛИЧЕСТВО НЕДЕЛЬ

ДОКУМЕНТАЦИЯ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ДОЛЖНА ПОСТАВЛЯТЬСЯ КОМПЛЕКТНО.

Документация на систему управления технологическим процессом 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, РД50-34.698-90, ГОСТ 34.003-90).