

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система измерительная РСУ и ПАЗ сероочистой установки ООО «ЛУКОЙЛ- КГПЗ»	-	1	65212-16	-	МП 4-311229- 2015	-	МП 1009/4- 311229-2021	-	10.09. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-КГПЗ» (ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»), г. Котово	ООО Центр Метрологии «СТП», г. Казань
2.	Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево»	-	05	80734-20	-	НА.ГНМЦ.040 7-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0 407-19 МП с изменением №1	-	17.07. 2021	Акционерное общество «Транснефть- Метрология» (АО «Транснефть- Метрология»), г. Москва	АО «Нефте- автоматика», г. Казань

3.	Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво»	-	06	79058-20	-	НА.ГНМЦ.040 6-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0 406-19 МП с изменением №1	-	20.07. 2021	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Нефте-автоматика», г. Казань
4.	Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилов-3»	-	01	80820-20	-	НА.ГНМЦ.039 2-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0 392-19 МП с изменением №1	-	13.07. 2021	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Нефте-автоматика», г. Казань
5.	Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская»	-	03	79746-20	-	НА.ГНМЦ.040 9-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0 409-19 МП с изменением №1	-	24.07. 2021	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Нефте-автоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

Регистрационный № 65212-16

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная РСУ и ПАЗ сероочистой установки ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерительная РСУ и ПАЗ сероочистой установки ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ» (далее – ИС) предназначена для непрерывного измерения и контроля параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (температуры, давления, перепада давления, расхода, уровня, дозрывных концентраций горючих газов, концентрации, виброскорости, электрического сопротивления, напряжения, силы тока); приема и обработки входных сигналов; формирования сигналов управления и регулирования; осуществления централизованного контроля, дистанционного и автоматического управления техническими средствами эксплуатационно-технологического оборудования; выполнения функций сигнализации по установленным пределам и противоаварийной защиты; накопления, регистрации и хранения информации о состоянии технологических параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы измерительно-управляющей ExperionPKS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 17339-06) (далее – ExperionPKS) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС состоит из первичных ИП; промежуточных ИП (барьеры искрозащиты), преобразующих сигналы от первичных ИП в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и обеспечивающих искрозащиту входных информационных каналов; модулей ввода/вывода ExperionPKS; автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ) операторов-технологов; программного обеспечения.

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- представление технологической и системной информации на дисплеи мониторов АРМ операторов-технологов;

- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- вывод данных на печать;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программным средствам и от изменения установленных параметров.

Конструктивно ИС выполнена в виде металлических приборных шкафов, кабельных линий связи, а также серверов и АРМ операторов-технологов.

Сбор информации о состоянии технологического процесса и управляющие воздействия осуществляются посредством аналоговых и дискретных сигналов, поступающих и воспроизводимых по соответствующим ИК. ИС также включает в себя резервные ИК.

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в электрические сигналы (аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА, сигналы термопар по ГОСТ Р 8.585–2001, сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009);
- электрические сигналы от первичных ИП поступают на соответствующие входы модулей аналого-цифрового преобразования ExperionPKS, в ряде каналов сигналы на модули аналого-цифрового преобразования поступают через промежуточные ИП и (или) барьеры искрозащиты;
- цифровые коды, преобразованные посредством модулей аналого-цифрового преобразования ExperionPKS в значения физических параметров технологического процесса, а также данные с интерфейсных входов отображаются на мнемосхемах мониторов АРМ операторов-технологов в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных системы;
- часть полученных цифровых кодов преобразуется модулями цифро-аналогового преобразования ExperionPKS в сигналы управления в виде аналоговых унифицированных электрических сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

Состав ИК ИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК ИС

Наименование ИК ИС	Первичный ИП	Вторичная часть ИК		
		Промежуточный ИП (барьер искрозащиты)	Модуль ввода/вывода сигналов	Модуль обработки данных
1	2	3	4	5
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (регистрационные номера 26239-06, 49519-12) (далее – TR) в комплекте с преобразователями для датчиков температуры TI20 (регистрационный номер 15614-96) (далее – TI20)	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии K модели KFD2-STC1-Ex1 (регистрационный номер 22153-08) (далее – KFD2-STC1-Ex1)	Модуль аналогового ввода серии I/O Modules – Series C HLAI HART CC/CU-PAIH01 ExperionPKS (далее – CC/CU-PAIH01)	ExperionPKS

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ИК темпе- ратуры	Термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС-1388/1М, ТС-1388/1-1М, ТС-1388/2-1М, ТС-1388/2-3М, ТС-1388/13М (регистрационный номер 61352-15) (далее – ТС-1388)	Преобразователи измерительные для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К модели KFD2-UT-Ex1 (регистрационные номера 22149-07, 22149-14) (далее – KFD2-UT-Ex1)	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	TR			
	Термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ (регистрационный номер 58808-14) исполнения ТС-1388Ex (далее – ТС-1388Ex)			
	Датчики температуры ТСПТ Ex (регистрационный номер 57176-14) (далее – ТСПТ Ex)	Преобразователи измерительные серии MTL4500 (регистрационный номер 39587-14) модели MTL4575 (далее – MTL4575)	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Датчики температуры ТСПТ Ex (регистрационный номер 75208-19) (далее – ДТ ТСПТ Ex)			
	Датчики температуры ТППТ Ex (регистрационный номер 62293-15) (далее – ТППТ Ex)			
	Датчики температуры ТСПТ Ex (регистрационный номер 57176-14) с измерительными преобразователями (далее – датчик ТСПТ Ex)	Преобразователи измерительные серии MTL4500 (регистрационный номер 39587-14) модели MTL4544 (далее – MTL4544)	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Датчики температуры КТХА Ex, КТНН Ex (регистрационный номер 57178-14) с измерительными преобразователями (далее – датчики КТХА Ex и КТНН Ex)			
ИК давления	Датчики давления I/A (регистрационный номер 15863-08) модели IGP10 (далее – IGP10)	KFD2-STC1-Ex1	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Датчики давления 141GP (регистрационный номер 39805-08) (далее – 141GP)			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ИК давления	Датчики давления IGP (регистрационный номер 58652-14) модели IGP10 (далее – ДД IGP10)	KFD2-STC1-Ex1	CC/CU- PAIH01	ExperionPKS
	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150TAR (далее – Метран-150TAR)	MTL4544		
	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150TGR (далее – Метран-150TGR)			
ИК перепада давления	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150CGR (далее – Метран-150CGR)	MTL4544	CC/CU- PAIH01	ExperionPKS
	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150TG (далее – Метран-150TG)			
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (регистрационный номер 59868-15) модификация EJX, модель 110, серия А (далее – EJX110A)	KFD2-STC1-Ex1		
	Датчики давления I/A (регистрационный номер 15863-08) модели IPS10 (далее – IPS10)			
	Датчики давления 143DP (регистрационный номер 39805-08) (далее – 143DP)			
ИК объемного расхода	Расходомеры вихревые Prowirl 200 (регистрационный номер 58533-14) с первичным преобразователем расхода типа F (далее – Prowirl F200)	MTL4544	CC/CU- PAIH01	ExperionPKS
ИК массового расхода	Расходомеры-счетчики массовые ThermoTel Enhanced модели TA2 (регистрационный номер 48222-11) (далее – TA2)	MTL4544	CC/CU- PAIH01	ExperionPKS

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ИК уровня	Уровнемеры буйковые типа 12300 (регистрационный номер 19774-05) модели 12322 (далее – 12322)	KFD2-STC1-Ex1	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Уровнемеры буйковые типа 12300 (регистрационный номер 19774-05) модели 12323 (далее – 12323)			
	Уровнемеры микроимпульсные Levelflex FMP5* (регистрационный номер 47249-16) исполнения FMP51 (далее – FMP51)			
ИК дозрывных концентраций горючих газов	Датчики горючих и токсичных газов стационарные Sensepoint (регистрационный номер 43117-09) (далее – Sensepoint)	–	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Датчики оптические инфракрасные Dräger модели PIR 7000 (регистрационный номер 53981-13) исполнения 334 (далее – PIR 7000)			
ИК концентрации	Газоанализаторы «X-STREAM» модели X2GP (регистрационный номер 39698-08) (далее – X-STREAM X2GP)	–	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
	Газоанализаторы X-STREAM модели X-STREAM XE (регистрационный номер 57090-14) исполнения XEFD (далее – X-STREAM XEFD)			
	Датчики газов электрохимические Dräger Polytron 8100 ETR (регистрационный номер 67597-17) (далее – Polytron 8100 ETR)			
ИК виброскорости	Вибропреобразователи КД6407 (регистрационный номер 75919-19) (далее – КД6407)	–	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ИК электрического сопротивления	—	KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
		MTL4575		
ИК напряжения	—	KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
		MTL4575		
ИК силы тока	—	—	CC/CU-PAIH01	ExperionPKS
		KFD2-STC1-Ex1		
		MTL4544		
ИК воспроизведения силы постоянного тока	—	—	Модуль аналогового вывода серии I/O Modules – Series C HLA I HART CC/CU-PAOH01 ExperionPKS (далее – CC/CU-PAOH01)	ExperionPKS

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу вторичной части ИК ИС.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС. ПО ИС имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из нескольких программных компонентов, обеспечивающих выполнение различных функций системы, часть компонентов ПО устанавливается опционально.

Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО; защитой записей об информации, хранимой в базе данных; автоматическим контролем доступа к хранимой информации, согласно роли оператора, используемых стратегий доступа и имеющихся у оператора прав; настройкой доступа для фиксации в журналах работы фактов (не)успешного доступа пользователей к хранимой информации.

Идентификационные данные ПО ИС представлены в таблице 2.

Уровень защиты ПО ИС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R400
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3. Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС представлены в таблице 4. Метрологические характеристики ИК ИС представлены в таблице 5.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК (включая резервные), не более	170
Количество выходных ИК (включая резервные), не более	30
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С – в местах установки первичных ИП (в обогреваемом шкафу) – в местах установки первичных ИП (в открытом пространстве) – в местах вторичной части ИК б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от 5 до 40 от -40 до 50 от 15 до 25 от 30 до 80 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Промежуточный ИП (барьер искрозащиты)	Модуль ввода/вывода сигналов	Пределы допускаемой основной погрешности
1	2	3
–	СС/CU-РАИH01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
KFD2-STC1-Ex1	СС/CU-РАИH01	$\gamma: \pm 0,10 \%$
MTL4544	СС/CU-РАИH01	$\gamma: \pm 0,13 \%$
KFD2-UT-Ex1	СС/CU-РАИH01	Для каналов, воспринимающих сигналы термопреобразователей сопротивления (НСХ Pt100): $\Delta: \pm \sqrt{\left(\frac{0,01}{100} \cdot t + \frac{0,05}{100} \cdot t_n + 0,1\right)^2 + \left(\frac{0,075}{100} \cdot t_n\right)^2}, ^\circ\text{C}.$ Для каналов, воспринимающих сигналы термопар (НСХ S): $\Delta: \pm \sqrt{\left(\frac{0,05}{100} \cdot t + \frac{0,05}{100} \cdot t_n + 1\right)^2 + \left(\frac{0,075}{100} \cdot t_n\right)^2}, ^\circ\text{C}.$
MTL4575	СС/CU-РАИH01	Для каналов, воспринимающих сигналы термопреобразователей сопротивления (НСХ Pt100): $\Delta: \pm \sqrt{\left(\left(\frac{0,08}{R_{\max} - R_{\min}} + \frac{0,011}{16}\right) \cdot t_n\right)^2 + \left(\frac{0,075}{100} \cdot t_n\right)^2}, ^\circ\text{C}.$ Для каналов, воспринимающих сигналы термопар (НСХ S): $\Delta: \pm \sqrt{\left(\left(\frac{\Delta U}{U_{\max} - U_{\min}} + \frac{0,011}{16}\right) \cdot t_n + 1\right)^2 + \left(\frac{0,075}{100} \cdot t_n\right)^2}, ^\circ\text{C}.$

Продолжение таблицы 4

1	2	3
–	СС/CU-РАОН01	$\gamma: \pm 0,35 \%$
Примечание – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика; γ – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений); Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; t – измеренное значение температуры, °C; t_n – значение, определяемое по формуле $t_n = t_{\max} - t_{\min}$, где $t_{\max}$ и $t_{\min}$ – верхний и нижний пределы диапазона измерений температуры, °C; $R_{\max}$ – значение сопротивления, соответствующее верхнему пределу диапазона измерений температуры, Ом; $R_{\min}$ – значение сопротивления, соответствующее нижнему пределу диапазона измерений температуры, Ом; ΔU – пределы допускаемой основной погрешности измерений сигналов термопар, численное значение которых равно $\pm 0,05 \%$ измеряемой величины или $\pm 0,015$ мВ (берут большее из этих значений); $U_{\max}$ – значение термоэлектродвижущей силы, соответствующее верхнему пределу диапазона измерений температуры, мВ; $U_{\min}$ – значение термоэлектродвижущей силы, соответствующее нижнему пределу диапазона измерений температуры, мВ.		

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК												
			Первичный ИП		Вторичная часть ИК										
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Типа модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности								
1	2	3	4	5	6	7	8								
ИК температуры	от 0 до 60 °С	Δ: ±0,7 °С ²⁾	TR (HCX Pt100)	±(0,3+0,005· t) °С	KFD2-STC1-Ex1	CC/CU-PAIH01	γ: ±0,1 % ³⁾								
			TI20 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,075 %											
	от 0 до 100 °С	Δ: ±0,9 °С ²⁾	TR (HCX Pt100)	±(0,3+0,005· t) °С				KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,20 °С ³⁾ Δ: ±0,25 °С ³⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,15 °С ³⁾ Δ: ±0,16 °С ³⁾ Δ: ±0,16 °С ³⁾ Δ: ±0,23 °С ³⁾ Δ: ±0,23 °С ³⁾ Δ: ±0,24 °С ³⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4					
			TI20 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,075 %											
	от -200 до 600 °С ¹⁾	см. примечание 3	TR (HCX Pt100)	±(0,3+0,005· t) °С							KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,38 °С ³⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,38 °С ³⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,38 °С ³⁾ см. таблицу 4		
			TI20 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,075 %											
	от 0 до 100 °С	Δ: ±0,91 °С ²⁾	TC-1388 (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С	KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4								
	от 0 до 150 °С	Δ: ±1,20 °С ²⁾													
	от -60 до 160 °С ¹⁾	см. примечание 3													
	от 0 до 45 °С	Δ: ±0,60 °С ²⁾	TR (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С				KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4					
	от 0 до 55 °С	Δ: ±0,70 °С ²⁾													
	от 0 до 60 °С	Δ: ±0,70 °С ²⁾													
	от 0 до 130 °С	Δ: ±1,10 °С ²⁾													
	от 0 до 135 °С	Δ: ±1,10 °С ²⁾													
	от 0 до 140 °С	Δ: ±1,15 °С ²⁾													
	от -200 до 600 °С ¹⁾	см. примечание 3													
	от 0 до 100 °С	Δ: ±0,44 °С ²⁾	TC-1388Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,15+0,002· t) °С							MTL4575	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4		
	от -100 до 450 °С ¹⁾	см. примечание 3	TC-1388Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С											
	от 0 до 100 °С	Δ: ±0,91 °С ²⁾	ТСПТ Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С										MTL4575	CC/CU-PAIH01
	от -196 до 600 °С ¹⁾	см. примечание 3			ТСПТ Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С									
	от -50 до 150 °С	Δ: ±1,23 °С ²⁾			ДТ ТСПТ Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С									
	от -196 до 600 °С ¹⁾	см. примечание 3													
	от -50 до 150 °С	Δ: ±1,23 °С ²⁾	ДТ ТСПТ Ex (HCX Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °С	MTL4575	CC/CU-PAIH01	Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4 Δ: ±0,20 °С ²⁾ см. таблицу 4								
	от -196 до 600 °С ¹⁾	см. примечание 3													

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
ИК темпе- ратуры	от 0 до 1300 °С	Δ: ±5,28 °С ²⁾	ТППТ Ex (НСХ S)	Δ: ±1,5 °С в диапазоне от 0 до 600 °С включ.; Δ: ±(0,0025· t) °С в диапазоне св. 600 до 1600 °С	MTL4575	СС/CU- РАИH01	Δ: ±3,52 °С ³⁾
	от 0 до 1600 °С ¹⁾	см. примечание 3					см. таблицу 4
	от -40 до 50 °С	Δ: ±0,21 °С ²⁾	Датчики ТСПТ Ex (от 4 до 20 мА)	Δ: ±0,15 °С при t _н от 10 до 100 °С; γ: ±0,1 % при t _н от 100 до 550 °С	MTL4544	СС/CU- РАИH01	γ: ±0,13 % ³⁾
	от -40 до 100 °С	Δ: ±0,25 °С ²⁾					
	от -100 до 450 °С ¹⁾	см. примечание 3	Датчики КТХА Ex (от 4 до 20 мА)	Δ: ±0,9 °С при t _н от 50 до 350 °С; γ: ±0,25 % при t _н от 350 до 1140 °С			
	от -40 до 600 °С	Δ: ±1,97 °С ²⁾					
	от -40 до 1100 °С ¹⁾	см. примечание 3	Датчики КТНН Ex (от 4 до 20 мА)	Δ: ±0,9 °С при t _н от 50 до 350 °С; γ: ±0,25 % при t _н от 350 до 1290 °С			
	от -40 до 1100 °С	Δ: ±3,51 °С ²⁾					
от -40 до 1250 °С ¹⁾	см. примечание 3						
ИК давления	от 0 до 650 кПа; от 0 до 1,034 МПа ¹⁾	γ: от ±0,17 до ±1,22 %	Метран-150TAR (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,075 до 1,094 %			
	от 0 до 5000 Па; от 0 до 60 кПа; от 0 до 100 кПа; от 0 до 160 кПа; от -101,3 до 206,0 кПа ¹⁾	γ: от ±0,17 до ±1,20 %	Метран-150TGR (от 4 до 20 мА)	γ: от ±0,075 до 1,079 %			
	от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 2,1 МПа ¹⁾	γ: ±0,25 %	IGP10 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,2 %	KFD2- STC1-Ex1	СС/CU- РАИH01	γ: ±0,1 % ³⁾
	от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 2,1 МПа ¹⁾	γ: ±0,13 %	ДД IGP10 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,06 %			
	от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 2,5 МПа ¹⁾	γ: ±0,16 %	141GP (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,1 %			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
ИК перепада давления ⁴⁾	от -600 до 600 Па; от 0 до 1000 Па; от -6,2 до 6,2 кПа ¹⁾	γ : от $\pm 0,18$ до $\pm 0,57$ %	Метран-150CGR (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,1$ до $\pm 0,5$ %	MTL4544	CC/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,13$ % ³⁾
	от 0 до 100 кПа; от -101,3 до 160,0 кПа ¹⁾	γ : от $\pm 0,17$ до $\pm 0,44$ %	Метран-150TG (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,075$ до $\pm 0,375$ %			
	от 0 до 50 кПа; от -100 до 100 кПа ¹⁾	γ : от $\pm 0,12$ до $\pm 0,78$ %	EJX110A (от 4 до 20 мА)	γ : от $\pm 0,04$ до $\pm 0,70$ %	KFD2- STC1-Ex1	CC/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,1$ % ³⁾
	от 0 до 0,7 кПа; от 0 до 4 кПа; от 0 до 6 кПа; от 0 до 6,4 кПа; от 0 до 50 кПа; от 0 до 64 кПа; от -64 до 64 кПа ¹⁾	γ : $\pm 0,16$ %	143DP (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,1$ %			
	от 0 до 64 кПа	γ : $\pm 0,25$ %	IPS10 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,2$ %			
ИК объемного расхода	от 0 до 100 м ³ /ч; от 0 до 130 м ³ /ч ¹⁾	см. примечание 3	Prowirl F200 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,75$ % (объемный расход жидкости); δ : ± 1 % (объемный расход газа)	MTL4544	CC/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,13$ % ³⁾
ИК массового расхода	от 0 до 1200 кг/ч	см. примечание 3	TA2 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 1,5$ % при $0,1Q_{\max} < Q < Q_{\max}$; $\pm (0,15 \cdot Q_{\max}/Q)$ % при $0,01Q_{\max} < Q < 0,1Q_{\max}$	MTL4544	CC/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,13$ % ³⁾
ИК уровня ⁵⁾	от 0 до 2500 мм	Δ : $\pm 33,12$ мм при $LN_{\min} \leq LN \leq 0,2$ м; Δ : $\pm 3,53$ мм при $0,2 \text{ м} < LN < LN_{\max}$	FMP51 (от 4 до 20 мА)	Тросовое исполнение зонда: Δ : ± 30 мм при $LN_{\min} \leq LN \leq 0,2$ м; Δ : ± 2 мм при $LN < 15$ м; Δ : ± 10 мм при $LN \geq 15$ м	KFD2- STC1-Ex1	CC/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,1$ % ³⁾
	от 0 до 45000 мм ¹⁾	см. примечание 3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
ИК уровня ⁵⁾	от 0 до 2500 мм	Δ : $\pm 33,12$ мм при $LN_{\min} \leq LN \leq 0,2$ м; Δ : $\pm 3,53$ мм при $0,2 \text{ м} < LN < LN_{\max}$	FMP51 (от 4 до 20 мА)	Стержневое исполнение зонда: Δ : ± 30 мм при $LN_{\min} \leq LN \leq 0,2$ м; Δ : ± 2 мм при $0,2 \text{ м} < LN < LN_{\max}$	KFD2- STC1-Ex1	CC/CU- РАІН01	γ : $\pm 0,1 \%$ ³⁾
	от 0 до 10000 мм ¹⁾	см. примечание 3	12322 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,5 \%$			
	от 0 до 813 мм	γ : $\pm 0,56 \%$					
	от 0 до 1219 мм						
	от 0 до 3050 мм ¹⁾						
	от 0 до 1524 мм	γ : $\pm 0,56 \%$	12323 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,5 \%$			
от 0 до 3050 мм ¹⁾							
ИК довзрывных концен- траций горючих газов	от 0 до 100 % НКПР (метан)	Δ : $\pm 5,51 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : $\pm 11,01 \%$ (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)	PIR 7000 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 5 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : $\pm 10 \%$ (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР)	—	CC/CU- РАІН01	γ : $\pm 0,075 \%$
	от 20 до 50 % НКПР ⁶⁾ (метан)	γ : $\pm 5,51 \%$	Sensepoint (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 5 \%$			
ИК концен- трации	от 0 до 10 %; от 0 до 25 % ¹⁾ (объемные доли кислорода)	γ : $\pm 5,51 \%$ (в диапазоне от 0 до 5 % включ.); δ : $\pm 5,51 \%$ (в диапазоне св. 5 до 25 %)	X-STREAM X2GP (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 5 \%$ (в диапазоне от 0 до 5 % включ.); δ : $\pm 5 \%$ (в диапазоне св. 5 до 25 %)	—	CC/CU- РАІН01	γ : $\pm 0,075 \%$
	от 0 до 25 % ¹⁾ (объемные доли кислорода)	γ : $\pm 5,51 \%$	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 5 \%$			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
ИК концен- трации	от 0 до 2,5 %; от 0 до 14 % ¹⁾ (объемные доли диоксида серы)	см. примечание 3	X-STREAM X2GP (от 4 до 20 мА)	δ : ± 10 %	—	СС/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,075$ %
	от 0 до 10 %; от 0 до 100 % ¹⁾ (объемные доли диоксида серы)	γ : $\pm 5,51$ %	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	γ : ± 5 %			
	от 0 до 5 млн ⁻¹ ; от 0 до 50 млн ⁻¹ ¹⁾ (объемные доли сероводорода)	γ : $\pm 22,01$ % (в диапазоне от 0 до 10 % включ.); δ : $\pm 22,01$ % (в диапазоне св. 10 до 50 %)	Sensepoint (от 4 до 20 мА)	γ : ± 20 % (в диапазоне от 0 до 10 % включ.); δ : ± 20 % (в диапазоне св. 10 до 50 %)			
	от 0 до 20 мг/м ³ ; от 0 до 140 мг/м ³ ¹⁾ ; от 0 до 100 млн ⁻¹ ¹⁾ (объемные доли сероводорода)	γ : $\pm 11,01$ %	Polytron 8100 ETR (от 4 до 20 мА)	γ : ± 10 %			
ИК вибро- скорости	от 0,1 до 12,7 мм/с	см. примечание 3	КД6407 (от 4 до 20 мА)	см. примечание 5	—	СС/CU- РАИH01	γ : $\pm 0,075$ %
ИК электри- ческого сопротив- ления	сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 с НСХ Pt100 ($\alpha=0,00385$ °C ⁻¹): от 18,52 до 390,48 Ом ¹⁾ (от -200 до 850 °C ¹⁾)	см. таблицу 4	—	—	KFD2- UT-Ex1	СС/CU- РАИH01	см. таблицу 4
					MTL4575		

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
ИК напряжения	сигналы термопар по ГОСТ Р 8.585–2001 с НСХ S: от -0,236 до 18,693 мВ ¹⁾ (от -50 до 1768 °С ¹⁾)	см. таблицу 4	—	—	KFD2-UT-Ex1	CC/CU-PAIH01	см. таблицу 4
					MTL4575		
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	γ: ±0,075 %	—	—	—	CC/CU-PAIH01	γ: ±0,075 %
		γ: ±0,1 %			KFD2-STC1-Ex1		γ: ±0,1 % ³⁾
		γ: ±0,13 %			MTL4544		γ: ±0,13 % ³⁾
ИК воспроизведения аналоговых сигналов ⁵⁾	от 4 до 20 мА	γ: ±0,35 %	—	—	—	CC/CU-PAOH01	γ: ±0,35 %

¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений (диапазон измерений может быть настроен на меньший в соответствии с эксплуатационной документацией на первичный ИП ИК).

²⁾ Пределы допускаемой основной погрешности ИК температуры приведены для максимального абсолютного значения диапазона измерений температуры. Пределы допускаемой основной погрешности ИК при других значениях измеренной температуры рассчитывают согласно примечанию 3 настоящей таблицы.

³⁾ Пределы допускаемой основной погрешности нормированы с учетом погрешностей промежуточного ИП (барьера искрозащиты) и модуля ввода/вывода.

⁴⁾ Шкала ИК, применяемых для измерения перепада давления на сужающем устройстве и уровня, установлена в ИС в единицах измерения расхода и в процентах соответственно. Пределы допускаемой основной погрешности данных ИК нормированы по диапазону измерений перепада давления.

⁵⁾ Шкала ИК может быть установлена в ИС в процентах (от 0 до 100 %).

⁶⁾ Диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР.

Примечания

1 Приняты следующие сокращения и обозначения:

НСХ – номинальная статическая характеристика;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения;

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

δ – относительная погрешность, %;

γ – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений);

t – измеренное значение температуры, °С;

t_n – значение, определяемое по формуле t_n=t_{max}-t_{min}, где t_{max} и t_{min} – верхний и нижний пределы диапазона измерений ИК температуры, °С;

Q – измеренное значение массового расхода, кг/ч;

1	2	3	3	5	6	7	8
$Q_{\max}$ – максимальное значение диапазона измерений массового расхода, кг/ч; $LN_{\min}$ и $LN_{\max}$ – минимальное и максимальное значения расстояния до поверхности продукта, м; LN – расстояние до поверхности продукта, м. 2 Шкала ИК давления и ИК перепада давления может быть установлена в ИС в других единицах измерений в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 года № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации». 3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам: – абсолютная $\Delta_{\text{ИК}}$, в единицах измерений измеряемой величины: $\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{100} \right)^2} \quad \text{или} \quad \Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{ПП}}^2 + \Delta_{\text{ВПт}}^2},$ где $\Delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измерений измеряемой величины; $\gamma_{\text{ВП}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %; $X_{\max}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерений параметра; $X_{\min}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерений параметра; $\Delta_{\text{ВПт}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичной части ИК температуры, °С; – относительная $\delta_{\text{ИК}}$, %: $\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$ где $\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %; $X_{\text{изм}}$ – измеренное значение, в единицах измерений параметра; – приведенная $\gamma_{\text{ИК}}$, %: $\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{ПП}}^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2} \quad \text{или} \quad \gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta_{\text{ПП}}}{X_{\max} - X_{\min}} \cdot 100 \right)^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$ где $\gamma_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %.							

1	2	3	3	5	6	7	8
4 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{\text{СИ}}$ измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации вычисляют по формуле: $\Delta_{\text{СИ}} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=0}^n \Delta_i^2},$ где Δ_0 – пределы допускаемых значений основной погрешности измерительного компонента; n – количество учитываемых влияющих факторов; Δ_i – пределы допускаемой дополнительной погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов. Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью равной 0,95 должна находиться его погрешность $\Delta_{\text{ИК}}$, в условиях эксплуатации по формуле: $\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{\text{СИ}j})^2},$ где k – количество измерительных компонентов ИК; $\Delta_{\text{СИ}j}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{\text{СИ}}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации. 5 Границы основной относительной погрешности вибропреобразователя $\delta_{\text{ВП}}$, %, при доверительной вероятности 0,95 рассчитывают по формуле: $\delta_{\text{ВП}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_0^2 + \delta K_d^2 + \Delta_{\text{П}}^2 + (\delta_a^{\text{ВП}})^2 + \gamma^2 + \Delta_{\text{КТ}}^2 + \Delta_{\text{В}}^2},$ где δ_0 – относительная погрешность эталонного средства измерений параметров вибрации, входящего в состав поверочной виброустановки, %; δK_d – относительная разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, %; $\Delta_{\text{П}}$ – погрешность, вызванная наличием поперечного движения вибростолы поверочной виброустановки, %; $\delta_a^{\text{ВП}}$ – нелинейность амплитудной характеристики вибропреобразователя, %; γ – неравномерность амплитудно-частотной характеристики вибропреобразователя, %; $\Delta_{\text{КТ}}$ – погрешность, вызванная наличием высших гармонических составляющих в законе движения вибростолы поверочной виброустановки, %; $\Delta_{\text{В}}$ – погрешность средства измерений электрического сигнала с выходаверяемого вибропреобразователя (или согласующего усилителя), %.							

Продолжение таблицы 5

1	2	3	3	5	6	7	8
При условии записи в свидетельстве о поверке действительного значения коэффициента преобразования K_d границы основной относительной погрешности вибропреобразователя $\delta_{вп}$, %, при доверительной вероятности 0,95 рассчитывают по формуле: $\delta_{вп} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_0^2 + \Delta_{п}^2 + (\delta_a^{вп})^2 + \gamma^2 + \Delta_{кт}^2 + \Delta_B^2}.$ Относительную разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, δK_d, %, рассчитывают по формуле: $\delta K_d = \frac{ K_d - K_n }{K_n} \cdot 100,$ где K_d — действительное значение коэффициента преобразования вибропреобразователя, $мА/(мм \cdot с^{-1})$ или $мА/(м \cdot с^{-2})$; K_n — номинальное значение коэффициента преобразования вибропреобразователя, $мА/(мм \cdot с^{-1})$ или $мА/(м \cdot с^{-2})$. Погрешность, вызванную наличием поперечного движения вибростолы поверочной виброустановки, $\Delta_{п}$, %, рассчитывают по формуле: $\Delta_{п} = \frac{K_{пвс} \cdot K_{оп}}{100},$ где $K_{пвс}$ — коэффициент, характеризующий поперечное движение вибростолы поверочной виброустановки, %; $K_{оп}$ — относительный коэффициент поперечного преобразования вибропреобразователя, %. Погрешность, вызванную наличием высших гармонических составляющих в законе движения вибростолы поверочной виброустановки, $\Delta_{кг}$, %, рассчитывают по формуле: $\Delta_{кг} = \left(\sqrt{1 + \left(\frac{K_{г}}{100} \right)^2} - 1 \right) \cdot 100,$ где $K_{г}$ — коэффициент гармоник в задаваемом режиме движения вибростолы поверочной виброустановки, %.							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ИС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная РСУ и ПАЗ сероочистой установки ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ», заводской № 1	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 «Методы измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коробковский газоперерабатывающий завод»

(ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»)

ИНН 3414504304

Адрес: 403805, Российская Федерация, Волгоградская область, Котовский район, г. Котово

Телефон: (8445) 54-71-82, факс: (8445) 54-74-60

Web-сайт: <http://kgpz.lukoil.ru>

E-mail: kgpz@lukoil.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

Регистрационный № 79058-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво»

Назначение средства измерений

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво» (далее – система) предназначена для автоматизированного определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке косвенным методом статических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода статических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019, реализованного с применением:

- резервуаров вертикальных стальных цилиндрических;
- средств измерений (СИ) уровня нефтепродукта;
- СИ температуры нефтепродукта;
- результатов измерений плотности нефтепродукта, в аккредитованной испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав системы входят измерительные каналы (ИК), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – ИК в составе системы

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичные СИ	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6
ИК массы нефтепродуктов	6 (ППС «Второво»)	резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-10000, измерители температуры многоточечные Rosemount 2240, уровнемеры радарные Rosemount 5900S	Программно-технический комплекс «Резервуарный парк»	от 200 т до 10000 т	$\pm 0,50^*$
* - при измерении массы нефтепродукта от 200 т и более.					

Конструктивно система состоит из резервуаров вертикальных стальных (6 шт.) с размещенными на них средств измерений уровня и температуры нефтепродукта и программно-технического комплекса «Резервуарный парк». СИ в совокупности с линиями связи и модулем связи Rosemount 2410 и программно-техническим комплексом «Резервуарный парк» образуют 6 каналов измерений массы нефтепродуктов.

В состав системы входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и технические средства:

- резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-10000 (регистрационный № 70642-18);
- резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-10000 (регистрационный № 78600-20);
- измерители температуры многоточечные Rosemount 2240 (регистрационный № 50671-12);
- уровнемеры радарные Rosemount 5900S (регистрационный № 50131-12);
- модуль полевых соединений FCU 2160;
- модуль связи Rosemount 2410.

Программно-технический комплекс «Резервуарный парк» проводит вычисление массы нефтепродукта с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений не более $\pm 0,01$ %.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- определение массы нефтепродукта в резервуарах косвенным методом статических измерений;
- вычисление объемно-массовых показателей нефтепродукта по резервуарам, группам резервуаров и по резервуарному парку в целом;
- представление информации о текущем состоянии резервуаров;
- ведение архивных баз данных;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностирование исправности технических средств и программного обеспечения;
- формирование отчетных документов, установленной и произвольной формы.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программно-техническом комплексе «Резервуарный парк», обеспечивающее реализацию функций системы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Calculations.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	843415EA2D7B8001344480A49DE5A919
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массы нефтепродукта, т	от 200 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта от 200 т и более*, %	±0,50
* - уровень нефтепродукта в резервуаре должен быть не менее 390 мм.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) и ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009)
Количество резервуаров, шт	6
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон температуры, °С	от 765,0 до 870,0 от -20 до +60
Параметры электрического питания – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220+22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво», зав. № 06	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации. Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво»	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0406-19 МП с изменением №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40085.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ППС «Второво»

Приказ правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725.

Адрес: 603950, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Факс: +7 (831) 438-22-05

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

Регистрационный № 79746-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская»

Назначение средства измерений

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская» (далее – система) предназначена для автоматизированного определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке косвенным методом статических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода статических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019, реализованного с применением:

- резервуаров вертикальных стальных цилиндрических;
- средств измерений (СИ) уровня нефтепродукта;
- СИ температуры нефтепродукта;
- результатов измерений плотности нефтепродукта, в аккредитованной испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав системы входят измерительные каналы (ИК), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – ИК в составе системы

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичные СИ	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6
ИК массы нефтепродуктов	8 (НС «Солнечногорская»)	резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-5000, измерители температуры многозонные Prothermo модели NMT539, термопреобразователи сопротивления многоточечные NLI, уровнемеры микроволновые Micropilot M, уровнемеры радарные серии Rosemount TankRadar REX	Программно-технический комплекс «Резервуарный парк»	от 10 до 10000 т	$\pm 0,65^*$ $\pm 0,50^{**}$
* - при измерении массы нефтепродукта до 200 т, ** - при измерении массы нефтепродукта от 200 т и более.					

Конструктивно система состоит из резервуаров вертикальных стальных (8 шт.) с размещенными на них средств измерений уровня и температуры нефтепродукта и программно-технического комплекса «Резервуарный парк». СИ в совокупности с линиями связи и программно-техническим комплексом «Резервуарный парк» образуют 8 каналов измерений массы нефтепродуктов.

В состав системы входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и технические средства:

- резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-5000, заводские номера 1, 2, 3, 5, 6, 7 и 8;
- термопреобразователи сопротивления многоточечные NLI (регистрационный № 58183-14);
- измерители температуры многозонные Prothermo модели NMT539 (регистрационный № 44788-10).
- уровнемеры микроволновые Micropilot M (регистрационный № 17672-08);
- уровнемеры радарные Rosemount TankRadar REX (регистрационный № 19092-14).

Программно-технический комплекс «Резервуарный парк» проводит вычисление массы нефтепродукта с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений не более $\pm 0,01$ %.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- определение массы нефтепродукта в резервуарах косвенным методом статических измерений;
- вычисление объемно-массовых показателей нефтепродукта по резервуарам, группам резервуаров и по резервуарному парку в целом;
- представление информации о текущем состоянии резервуаров;

- ведение архивных баз данных;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностирование исправности технических средств и программного обеспечения;
- формирование отчетных документов, установленной и произвольной формы.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программно-техническом комплексе «Резервуарный парк», обеспечивающее реализацию функций системы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Calculations.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	843415EA2D7B8001344480A49DE5A919
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массы нефтепродукта, т	от 10 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %:	
– до 200 т*	±0,65
– 200 т и более	±0,50
* - уровень нефтепродукта в резервуарах должен быть не менее 180 мм	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2004) и ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009), бензин по ГОСТ 32513-2013
Количество резервуаров, шт	7
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 650,0 до 990,0
Температура измеряемой среды, °С	от -20 до +60
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220+22 (однофазное) 50±1
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская», зав. № 03	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации. Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская»	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0409-19 МП с изменением №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40085.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке НС «Солнечногорская»

Приказ правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725.

Адрес: 603950, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Факс: +7 (831) 438-22-05

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

Регистрационный № 80734-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево»

Назначение средства измерений

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево» (далее – система) предназначена для автоматизированного определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке косвенным методом статических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода статических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019, реализованного с применением:

- резервуаров вертикальных стальных цилиндрических;
- средств измерений (СИ) уровня нефтепродукта;
- СИ температуры нефтепродукта;
- результатов измерений плотности нефтепродукта, в аккредитованной испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав системы входят измерительные каналы (ИК), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – ИК в составе системы

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичные СИ	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6
ИК массы нефтепродуктов	8 (ЛПДС «Староликеево»)	резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-10000, термопреобразователи сопротивления многоточечные NLI, измерители температуры многозонные Prothermo модели NMT539, уровнемеры радарные Rosemount TankRadar REX, уровнемеры микроволновые Micropilot S	Программно-технический комплекс «Резервуарный парк»	от 10 до 10000 т	$\pm 0,65^*$ $\pm 0,50^{**}$
* - при измерении массы нефтепродукта до 200 т, ** - при измерении массы нефтепродукта от 200 т и более.					

Конструктивно система состоит из резервуаров вертикальных стальных (8 шт.) с размещенными на них средств измерений уровня и температуры нефтепродукта и программно-технического комплекса «Резервуарный парк». СИ в совокупности с модулями связи, модемом полевой шины FBM 2180 и программно-техническим комплексом «Резервуарный парк» образуют 8 каналов измерений массы нефтепродуктов.

В состав системы входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и технические средства:

- резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-10000 (регистрационный № 77846-20);
- термопреобразователи сопротивления многоточечные NLI (регистрационный № 58183-14);
- измерители температуры многозонные Prothermo модели NMT539 (регистрационный № 44788-10);
- уровнемеры радарные Rosemount TankRadar REX (регистрационный № 19092-14);
- уровнемеры микроволновые Micropilot S (регистрационный № 17672-08);
- модем полевой шины FBM 2180;
- модуль связи DAU 2100;
- модуль связи NRF590-64BOAA2B2N0;
- модуль полевых соединений FCU 2160.

Программно-технический комплекс «Резервуарный парк» проводит вычисление массы нефтепродукта с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений не более $\pm 0,01$ %.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- определение массы нефтепродукта в резервуарах косвенным методом статических измерений;
- вычисление объемно-массовых показателей нефтепродукта по резервуарам, группам резервуаров и по резервуарному парку в целом;

- представление информации о текущем состоянии резервуаров;
- ведение архивных баз данных;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностирование исправности технических средств и программного обеспечения;
- формирование отчетных документов, установленной и произвольной формы.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программно-техническом комплексе «Резервуарный парк», обеспечивающее реализацию функций системы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Calculations.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	843415EA2D7B8001344480A49DE5A919
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массы нефтепродукта, т	от 10 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %:	
– до 200 т*	±0,65
– 200 т и более	±0,50

* - уровень нефтепродукта в резервуаре должен быть не менее 150 мм.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) и ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009)
Количество резервуаров, шт	8
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 765,0 до 870,0
Температура измеряемой среды, °С	от -20 до +60
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево», зав. № 05	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации. Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево»	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0407-19 МП с изменением №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40085.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Староликеево»

Приказ правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725.

Адрес: 603950, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Факс: +7 (831) 438-22-05

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2022 г. № 578

Регистрационный № 80820-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилово-3»

Назначение средства измерений

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилово-3» (далее – система) предназначена для автоматизированного определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке косвенным методом статических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода статических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019, реализованного с применением:

- резервуаров вертикальных стальных цилиндрических;
- средств измерений (СИ) уровня нефтепродукта;
- СИ температуры нефтепродукта;
- результатов измерений плотности нефтепродукта, в аккредитованной испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав системы входят измерительные каналы (ИК), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – ИК в составе системы

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичные СИ	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6
ИК массы нефтепродуктов	4 (ГПС «Шилово-3»)	резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-10000, измерители температуры многоточечные Rosemount 2240, уровнемеры радарные Rosemount 5900S	Программно-технический комплекс «Резервуарный парк»	от 200 до 10000 т	±0,50*
* - при измерении массы нефтепродукта от 200 т и более.					

Конструктивно система состоит из резервуаров вертикальных стальных (4 шт.) с размещенными на них СИ уровня и температуры нефтепродукта и программно-технического комплекса «Резервуарный парк». СИ и технические средства в совокупности с линиями связи и модулем ввода – вывода и связи Rosemount и программно-техническим комплексом «Резервуарный парк» образуют 4 канала измерений массы нефтепродуктов.

В состав системы входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)) и технические средства:

- резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-10000 (регистрационный № 70353-18);
- измерители температуры многоточечные Rosemount 2240 (регистрационный № 50671-12);
- уровнемеры радарные Rosemount 5900S (регистрационный № 50131-12);
- модуль ввода - вывода и связи Rosemount.

Программно-технический комплекс «Резервуарный парк» проводит вычисление массы нефтепродукта с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений не более ±0,01 %.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- определение массы нефтепродукта в резервуарах косвенным методом статических измерений;
- вычисление объемно-массовых показателей нефтепродукта по резервуарам, группам резервуаров и по резервуарному парку в целом;
- представление информации о текущем состоянии резервуаров;
- ведение архивных баз данных;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностирование исправности технических средств и программного обеспечения;
- формирование отчетных документов, установленной и произвольной формы.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программно-техническом комплексе «Резервуарный парк», обеспечивающее реализацию функций системы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Calculations.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	843415EA2D7B8001344480A49DE5A919
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массы нефтепродукта, т	от 200 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта от 200 т и более*, %	±0,50
* - уровень нефтепродукта в резервуаре должен быть не менее 260 мм.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	топливо для реактивных двигателей ТС-1 по ГОСТ 10227-86 и ТР ТС 013/2011
Количество резервуаров, шт	4
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон температуры, °С	от 780,0 до 845,0 от -20 до +60
Параметры электрического питания – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилово-3», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации. Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилово-3»	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0392-19 МП с изменением №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.40085.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ГПС «Шилово-3»

Приказ правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725.

Адрес: 603950, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Факс: +7 (831) 438-22-05

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.