

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2022 г. № 671

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	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавли- ваемая 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 измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ»	-	1	78584-20	-	МП 1064-14-2019	-	МП 1064-14-2019 с изменением №1	-	30.11. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская область, г. Щелково	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань»	-	02	80775-20	-	НА.ГНМЦ.0 391-19 МП	-	НА.ГНМ Ц.0391-19 МП с изменением №1	-	15.07. 2021	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Нефте-автоматика», г. Казань

3.	Преобразователи линейных деформаций измерительные струнные модифицированные	ПЛДС-М	0998, 1002	43002-09	-	-	2.782.000 РЭ, Раздел «Методика поверки»	-	Акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука» (АО «Институт Гидропроект»), г. Москва	03.12.2020	Акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука» (АО «Институт Гидропроект»), г. Москва	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
4.	Преобразователи измерительные многоканального программируемого терминала	МПТ	285 изготовленный ОАО «НИИЭС» 297 изготовленный АО «Институт Гидропроект»	59767-15	-	-	МПТ 4060-013543РЭ, раздел 7	МПТ 4060-013543РЭ с изменением №1, раздел 7	Акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука» (АО «Институт Гидропроект»), г. Москва	03.12.2020	Акционерное общество «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (АО «НИИЭС»), г. Москва	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные многоканального программируемого терминала МПТ

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные многоканального программируемого терминала МПТ (далее – ИП) предназначены для измерений периода электрических колебаний и электрического сопротивления.

Описание средства измерений

ИП представляют собой электронную плату, монтируемую в металлическом шкафу многоканального программируемого терминала МПТ. Измерительные входы ИП последовательно подключаются через электромагнитные реле и разъёмные соединения к струнным измерительным преобразователям с импульсным возбуждением (далее – СИПИ).

ИП используется для измерений периода электрических колебаний струнных преобразователей, а также электрического сопротивления катушки СИПИ при трёхпроводном соединении, или сопротивления катушки вместе с сопротивлением линии связи при двухпроводном соединении.

ИП имеет адрес, который может быть установлен от 0 до 63.

Информация о периоде или сопротивлении выдаётся в виде кода ASCII по внешнему запросу.

Тип интерфейса связи RS-485.

Фотография общего вида представлена на рисунке 1.

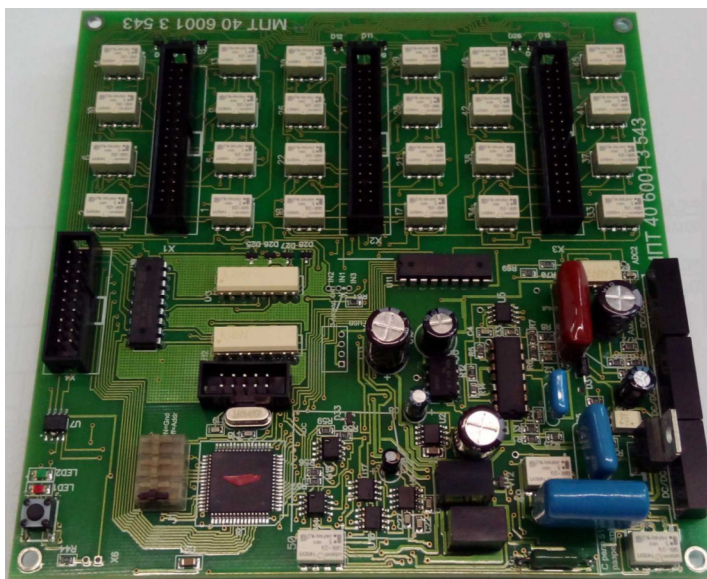


Рисунок 1 – Общий вид ИП

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным.

Функции ПО:

- управление работой ИП в процессе измерений;
- выдача по интерфейсу связи результатов измерений в цифровом коде.

Всё встроенное ПО является метрологически значимым.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимого ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MPT_BGES_2011-2.НEX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	21.04.2014
Цифровой идентификатор ПО	–
Другие идентификационные данные (если имеются)	–

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИП представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Рабочий диапазон измерений периода гармонических колебаний напряжения с амплитудой от 3 до 40 мВ, мкс	от 400 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений периода гармонических колебаний электрического напряжения, %	$\pm 0,06$
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 0 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	± 1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Максимальное количество СИПИ, подключаемых к одному ИП:	
– для двухпроводных цепей	48
– для трехпроводных цепей	24
Напряжение питания постоянного тока, В	от 11,5 до 12,5
Потребляемая мощность, В·А, не более	4
Рабочие условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от –30 до +60
– относительная влажность воздуха при температуре плюс 25 °С, %	до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Габаритные размеры, мм, не более	155×155×50
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	24 000

Знак утверждения типа

наносится на руководство по эксплуатации в центре титульного листа типографским способом и в виде наклейки на ИП.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки ИП приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь измерительный многоканального программируемого терминала МПТ	МПТ 4060-013543	1 шт.
Преобразователь измерительный многоканального программируемого терминала МПТ. Руководство по эксплуатации	МПТ 4060-013543 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в разделе 6 руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям измерительным многоканального программируемого терминала МПТ

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 февраля 2016 г. № 146 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления»;

4060-001-00113543-2003 ТУ. Многоканальный программируемый терминал МПТ. Технические условия.

Изготовители

Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)

ИНН 7733021533

Адрес: 125362, г. Москва, Строительный проезд, д. 7а

Тел. (факс): (499) 493-51-32, 363-56-51

E-mail: info@niies.ru

Web-сайт: www.niies.rushydro.ru

Акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука» (АО «Институт Гидропроект»)

ИНН 7743714777

Адрес: 125993, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 2, эт. 5, пом. I, комн. 12

Тел. (факс): (495) 727-36-05, (495) 617-17-81, (499) 158-01-91

E-mail: hydro@hydroproject.ru

Web-сайт: www.mhp.rushydro.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 06.07.2015.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи линейных деформаций измерительные струнные модифицированные ПЛДС-М

Назначение средства измерений

Преобразователи линейных деформаций измерительные струнные модифицированные ПЛДС-М (далее – преобразователи) предназначены для измерений линейной деформации и температуры.

Описание средства измерений

Преобразователи осуществляют преобразование деформации в изменение периода собственных колебаний струнного резонатора, а температуры – в изменение электрического сопротивления постоянному току медного провода катушки электромагнитной системы преобразователя.

Преобразователи представляют собой устройства, выполненные в виде металлического цилиндра с гибким трёхжильным кабелем.

Между анкерами, расположенными по краям корпуса преобразователя, внутри жестко закреплен струнный резонатор. Резонатор приводится в колебательное движение с помощью электромагнитного устройства, импульс возбуждения на которое поступает от специализированного периодомера.

Электромагнитное устройство преобразователей является обратимым и используется как для возбуждения струнного резонатора, так и для генерации в нем гармонических затухающих колебаний ЭДС (сигналы запроса и ответа передаются по одной и той же линии).

Катушка электромагнитного устройства преобразователя дополнительно выполняет функцию термометра сопротивления, использующего эффект изменения электрического сопротивления постоянному току медного обмоточного провода катушки от температуры окружающей преобразователь среды.

Преобразователи выпускаются в 3-х модификациях, отличающихся диапазоном измерений. Фотография общего вида представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики преобразователей представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от –30 до +90
Диапазоны измерений деформаций, млн ⁻¹ , для модификаций преобразователей: – ПЛДС-М-400Р – ПЛДС-М-400С – ПЛДС-М-150М-В1	от –500 до +2000 от –2000 до +500 от –750 до +750
Пределы допускаемой приведённой погрешности преобразований деформаций, %	±2*
Предел допускаемой приведённой вариации преобразований деформаций, %	2*
Пределы допускаемой приведённой погрешности преобразований температур, %	±4*
Характеристики преобразователей по первому каналу: – рабочий диапазон периодов (частот) выходного сигнала, мкс (кГц) – период (частота) выходного сигнала на верхнем пределе измерений деформаций в нормальных условиях, мкс (кГц): – для ПЛДС-М-400Р – для ПЛДС-М-400С – для ПЛДС-М-150М-В1 – средний коэффициент преобразования деформации в частоту затухающих колебаний напряжения, Гц/млн ⁻¹ : – для ПЛДС-М-400Р – для ПЛДС-М-400С – для ПЛДС-М-150М-В1 – выходное сопротивление преобразователей на частоте 1,5 кГц, кОм – индивидуальная статическая функция преобразования линейной относительной деформации в период (градуировочная характеристика)	от 450 до 1250 (от 0,8 до 2,2) от 480 до 515 (от 1,94 до 2,08) от 465 до 500 (от 2,00 до 2,15) от 490 до 520 (от 1,92 до 2,04) от 0,15 до 0,25 от 0,25 до 0,35 от 0,35 до 0,55 от 0,2 до 0,3 $\varepsilon = A/X^2 + B/X + C^{**}$

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра	Значение
– функция влияния температуры окружающей среды на функцию преобразования линейной относительной деформации Характеристики преобразователей по второму каналу: – диапазон изменения электрического сопротивления постоянному току, Ом – средний коэффициент преобразования температуры в изменение электрического сопротивления обмотки катушки электромагнитной головки преобразователя, Ом/°C – индивидуальная статическая функция преобразования температуры в электрическое сопротивление (градуировочная характеристика)	$\Psi_T = E \cdot R + D^{***}$ от 90 до 170 от 0,3 до 0,55 $T = G \cdot R + H^{****}$
Примечания: * нормирующее значение приведенной погрешности – диапазон измерений; ** ε – значение измеряемой линейной относительной деформации, млн ⁻¹ ; X – период выходного сигнала, мкс; A, B, C – постоянные коэффициенты, определяемые по результатам градуировки конкретного преобразователя, млн ⁻¹ ·мкс ² , млн ⁻¹ ·мкс, млн ⁻¹ ; *** Ψ_T – функция влияния температуры окружающей среды, млн ⁻¹ ; R – электрическое сопротивление постоянному току медного провода обмотки катушки электромагнитной головки преобразователя, Ом; E, D – постоянные коэффициенты, определяемые экспериментально, млн ⁻¹ /Ом, млн ⁻¹ ; **** T – температура окружающей преобразователь среды, °C; R – электрическое сопротивление постоянному току медного провода обмотки катушки электромагнитной головки преобразователя, Ом; G и H – постоянные коэффициенты, определяемые при градуировке преобразователя, °C/Ом, °C.	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Информативные параметры выходных сигналов преобразователей: – для первого канала – для второго канала	период гармонических затухающих колебаний напряжения электрическое сопротивление постоянному току
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – атмосферное давление, кПа – щелочность среды, pH, не более	от –30 до +90 от 84 до 106,7 11
Условия транспортирования, хранения и установки на объекте	климатическое исполнение В1 по ГОСТ 15150-69
Преобразователи герметичны при воздействии на них гидростатического давления, МПа	3

Продолжение таблицы 2

Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры без учёта длины выходного кабеля (диаметр×длина), мм, не более: – ПЛДС-М-400Р – ПЛДС-М-400С – ПЛДС-М-150М-В1	65×554 65×530 30×235
Длина выходного кабеля, м, не менее	0,5
Масса, кг, не более: – ПЛДС-М-400Р – ПЛДС-М-400С – ПЛДС-М-150М-В1	2,5 2,5 1,0

Знак утверждения типа

наносится на бумажный шильдик преобразователя и эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки преобразователей приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь линейных деформаций измерительный струнный модифицированный*	ПЛДС-М-400С ПЛДС-М-400Р ПЛДС-М-150М-В1 ТУ 4218-004-00113543-09	1 шт.
Шаблон**	ПЛДС-150М-00.004	1 шт.
Преобразователи линейных деформаций измерительные струнные модифицированные ПЛДС-М. Руководство по эксплуатации***	2.782.000 РЭ	1 экз.
Свидетельство о приемке****	—	1 экз.
Примечания: * модификация в соответствии с заказом ** для модификации ПЛДС-М-150М-В1 *** допускается вкладывать один документ на 10 преобразователей при поставке в один адрес **** дополнительно указываются градуировочные характеристики преобразований деформаций и температуры, а также функция влияния температуры на преобразование деформаций		

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в разделах 4 и 7 руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям линейных деформаций измерительным струнным модифицированным ПЛДС-М

ГОСТ 8.558-2009. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

ГОСТ 8.543-86 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений деформации

Преобразователи линейных деформаций измерительные струнные модифицированные ПЛДС-М. Технические условия. ТУ 4218-004-00113543-09.

Изготовители

Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)

ИНН 7733021533

Адрес: 125362, г. Москва, Строительный проезд, д. 7а

Тел. (факс): (499) 493-51-32, 363-56-51

E-mail: info@niies.ru

Web-сайт: www.niies.rushydro.ru

Акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука» (АО «Институт Гидропроект»)

ИНН 7743714777

Адрес: 125993, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 2, эт. 5, пом. I, комн. 12

Тел. (факс): (495) 727-36-05, (495) 617-17-81, (499) 158-01-91

E-mail: hydro@hydroproject.ru

Web-сайт: www.mhp.rushydro.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 06.07.2015.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2022 г. № 671

Регистрационный № 78584-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ» (далее по тексту – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта – ООО «КНГК – ИНПЗ» и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

В состав системы входят следующие средства измерений утвержденного типа:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее по тексту – СРМ) модели CMF 400M, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее по тексту – регистрационный номер) 45115-16;
- датчики температуры Rosemount 644, регистрационный номер 63889-16;
- преобразователи давления измерительные 3051, модели 3051T, регистрационный номер 14061-15;
- датчики давления Метран-150, модели 150CD, регистрационный номер 32854-13;
- преобразователи плотности и расхода CDM, регистрационный номер 63515-16;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационные номера 14557-15;
- преобразователи плотности и вязкости FVM, регистрационные номера 62129-15;

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее по тексту – ИВК), регистрационный номер 53852-13;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы с программным обеспечением «ФОРВАРД PRO» (основное, резервное).

В состав системы входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденного типа.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени или результаты измерений массовой доли воды, определенной по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм;
- измерения плотности, содержания воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением ТПУ или по передвижной поверочной установке на месте эксплуатации;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Установка пломб на систему и нанесение знака поверки на систему не предусмотрены.

Заводской номер системы нанесен ударным и металлографическим методом на маркировочную табличку, закрепленную на БИЛ системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы.

ПО системы реализовано в ИБК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД PRO», сведения о которых приведены в таблице 1. ПО ИБК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях системы в целях утверждения типа. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ Оператора «ФОРВАРД PRO» (основное и резервное)			ИМЦ-07 (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	PX.7000.01.07
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	332C1807

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 45,0 до 535,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа: - рабочий диапазон - номинальное	от 0,23 до 0,60 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5,0 до +35,0
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 830,0 до 890,0
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 $\pm$ 22, однофазное, 380 $\pm$ 38, трехфазное, 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С: - на открытой площадке КТ системы - в блок-боксе БИК, не ниже - в помещении операторной	от -36 до +42 от +10 от +22 до +24
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ», заводской № 1	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ»	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ»

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ»

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НефтеГазИнтеллект» (ООО «НГИ»).

ИНН 1642210765

Адрес: 452603, Россия, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Кооперативная 67, кв. 6

Телефон: +7 (347) 226 44 65, +7 (347) 226 30 34

E-mail: neftegasintellekt@gmail.com

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, проспект Московский, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2022 г. № 671

Регистрационный № 80775-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань» (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	11 (ЛПДС «Рязань»)	резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-400, PBC-5000, PBC-10000, PBCП-10000, преобразователи сопротивления многоточечные NLI, уровнемеры радарные серии Rosemount TankRadar REX (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, RTG 3960)	Программно-технический комплекс «Резервуарный парк»	от 10 т 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 (11 шт.) с размещенными на них СИ уровня и температуры нефтепродукта и программно-технического комплекса «Резервуарный парк». СИ в совокупности с линиями связи и модулем ввода – вывода и связи FCU 2160 и программно-техническим комплексом «Резервуарный парк» образуют 11 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-400, PBCП-10000 (регистрационный № 74786-19);

– резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-5000, PBC-10000 (регистрационный № 70642-18);

– резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-5000 (регистрационный № 81327-21);

– резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBC-10000 (регистрационный № 74003-19);

– преобразователи сопротивления многоточечные NLI (регистрационный № 58183-14);

– уровнемеры радарные серии Rosemount TankRadar REX (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, RTG 3960) (регистрационный № 19092-09, № 19092-14);

– модуль ввода - вывода и связи 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	11
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 «Рязань», зав. № 02	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации. Система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань»	-	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 «Рязань»

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.