

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15 » января 2026 г. № 48

Регистрационный № 97412-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе» предназначена для измерений уровня, температуры нефтепродуктов, давления нефтепродукта и давления паров над нефтепродуктом в резервуаре, вычислений плотности, объема и массы нефтепродуктов в резервуарах, а также регистрации результатов измерений и вычислений в архиве и их передачи в систему более высокого уровня.

Описание средства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе» (далее – система) представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Система при измерении массы нефтепродукта реализует косвенный метод статических измерений по ГОСТ 8.587-2019.

Принцип работы системы состоит в измерениях уровня нефтепродукта в резервуаре уровнемером, температуры нефтепродукта в резервуаре многоточечным преобразователем температуры, гидростатического давления нефтепродукта и давления паров над нефтепродуктом датчиками давления и вычислении объема, плотности и массы нефтепродукта в резервуаре. Объем нефтепродукта вычисляется по результатам измерений уровня и температуры нефтепродукта в резервуаре и введенном в систему значении уровня подтоварной воды в резервуаре. Масса нефтепродукта в резервуаре вычисляется по результатам вычислений объема нефтепродукта в резервуаре и плотности нефтепродукта в резервуаре. Плотность нефтепродукта в резервуаре вводится в систему, как условно постоянное значение или вычисляется в автоматическом режиме по результатам измерений уровня, гидростатического давления нефтепродукта и давления паров над нефтепродуктом.

Система структурно состоит из трех уровней: нижнего, среднего и верхнего.

Нижний уровень состоит из измерительных компонентов, включающих в себя средства измерений уровня, давления и температуры. Нижний уровень проводит измерения контролируемых параметров и передает результаты измерений на средний уровень по цифровым протоколам.

В качестве средств измерений на нижнем уровне применяются:

- для измерений уровня нефтепродукта уровнемеры радарные серий RTG 3930, RTG 3950 номер в ФИФОЕИ 19092-04, Rosemount 5900S номер в ФИФОЕИ 50131-12;
- для измерений средней температуры нефтепродукта преобразователи сопротивления многоточечные NLI, в составе которого одноточечные температурные датчики Pt100, измеритель температуры многоточечный 2240S номер в ФИФОЕИ 50671-12;

- для измерений гидростатического давления нефтепродукта преобразователи давления измерительные 3051S номер в ФИФОЕИ 24116-13;

- для измерений давления паров над нефтепродуктом преобразователи давления измерительные 3051S номер в ФИФОЕИ 66525-17 (установлены только на резервуарах без понтонов).

Средний уровень состоит из связующих компонентов, осуществляющих сбор информации от средств измерений нижнего уровня. В качестве компонентов среднего уровня применяются модули связи-вычислители 2410, модули сбора данных DAU 2100 или непосредственно радарные уровнемеры. Измерительная информация передается на верхний уровень системы через концентратор данных и модемы полевой шины FBM 2180.

Верхний уровень представляет собой автоматизированное рабочее место оператора, состоящее из персонального компьютера с программным обеспечением TankMaster, расположенного в шкафу в серверной, и показывающего устройства. Верхний уровень системы обеспечивает обработку результатов измерений, хранение результатов измерений и вычислений, мониторинг работы системы.

Оператор взаимодействует с системой посредством программного обеспечения TankMaster (далее – ПО TankMaster), функционирующего на базе персонального компьютера, который связан с системами управления более высокого уровня по протоколам Modbus RTU и OPC.

Система основана на базе следующих измерительных систем:

- система измерительно-управляющая для коммерческого учета и управления резервуарными парками ТРЛ/2, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 13938-04;

- система информационно-измерительная Raptor для коммерческого учета и управления резервуарными парками, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 52026-12.

Система обеспечивает измерение/вычисление массы нефтепродукта в резервуарах в двух режимах:

- вычисление массы нефтепродуктов в резервуаре на основании результатов измерения уровня, температуры и плотности нефтепродукта в автоматическом режиме с применением результатов измерений подтоварной воды, выполненных переносными неавтоматизированными средствами измерений и введенных в ПО TankMaster вручную;

- вычисление массы нефтепродуктов в резервуаре на основании результатов измерений одного или нескольких параметров (уровня, уровня подтоварной воды, температуры, плотности при стандартных условиях) средствами измерений, не входящими в состав системы, с ручным или автоматизированным вводом в ПО TankMaster измеренных значений.

Система обеспечивает выполнение следующих функций для каждого резервуара:

- измерение уровня нефтепродукта в резервуаре;
- измерение средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- измерение гидростатического давления нефтепродукта в резервуаре;
- измерение давления паров над нефтепродуктом в резервуаре (только для резервуаров без понтонов);

- вычисление средней плотности нефтепродукта в резервуаре с применением преобразователей давления измерительных;

- вычисление плотности нефтепродукта при стандартных условиях при измерении средней плотности нефтепродукта в резервуаре:

- ввод в систему градуировочных таблиц резервуаров и других настроек параметров;
- ввод в ПО TankMaster системы значений уровня, температуры, плотности нефтепродукта при стандартных условиях и уровня подтоварной воды, измеренных средствами измерений, не входящими в состав системы;
- вычисление объема нефтепродукта в резервуаре;

- вычисление объема нефтепродукта в резервуаре при стандартных условиях;
- вычисление массы нефтепродукта в резервуаре.

Система также обеспечивает:

- отображение результатов измерений и вычислений на показывающем устройстве;
- сохранение в архиве результатов измерений и вычислений;
- сохранение в архиве журнала событий;
- отображение на показывающем устройстве системы журнала событий.

Приведение плотности и объема нефтепродукта к стандартным условиям (температура 15 °С и избыточное давление 0 Па) проводится в соответствии с Р 50.2.076-2010.

Результаты измерений уровня, температуры, давления по цифровым протоколам поступают на автоматизированное рабочее место оператора, где проводится обработка результатов измерений ПО TankMaster.

Система установлена на 42 вертикальных стальных резервуарах.

Табличка с заводским номером устанавливается на лицевую панель шкафа с персональным компьютером системы. Общий вид таблички представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

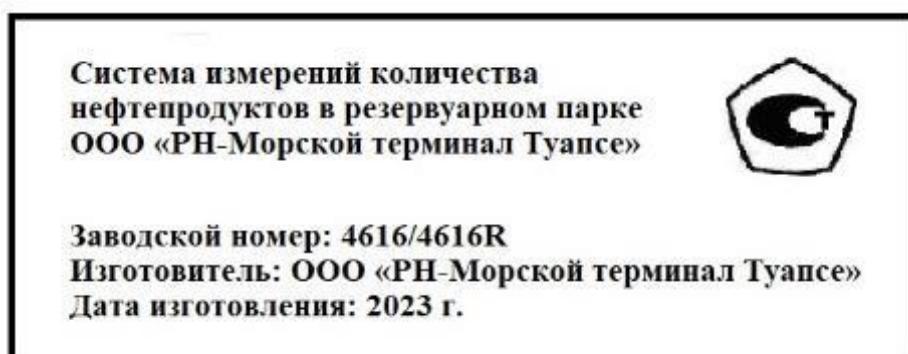


Рисунок 1. Внешний вид таблички с заводским номером.

Программное обеспечение

ПО TankMaster системы с метрологически значимой частью состоит из программного обеспечения верхнего уровня и программного обеспечения средств измерений, установленных на нижнем уровне.

Сведения о программном обеспечении средств измерений в составе системы приведены в их описании типа.

Программное обеспечение верхнего уровня состоит из ПО TankMaster и программного обеспечения TankServer.

ПО TankMaster предназначено для формирования управляющих команд, считывания измерительной информации от уровнемеров, датчиков температуры и датчиков давления, обработки результатов измерений, формирования архива с результатами измерений и вычислений, ввода параметров, необходимых для проведения измерений и градуировочных таблиц резервуаров.

ПО TankMaster, также используется для настройки базы данных TankServer в части инсталляции и конфигурации устройств системы, настройки системы для вычисления объема и массы нефтепродукта в резервуарах, а также для настройки связи с системами верхнего уровня.

Программное обеспечение TankServer обеспечивает передачу данных системы в системы управления и системы «верхнего уровня».

Программное обеспечение верхнего уровня разделено на метрологически значимую часть ПО и метрологически незначимую часть ПО. Защита от несанкционированного доступа к настройкам обеспечивается системой паролей.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения верхнего уровня

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	WIN OPI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.B4
Цифровой идентификатор ПО (MD5): - TankServer.exe - StmVolume.dll - StrRes.dll	9186D86D2712DCFB6884B2267359753D 875982DD8F0ACE5C2DBDB1707E69C5C2 713BE212FEDE8A5CBCCC57FEFF804C49

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	светлые и темные нефтепродукты
Нижний предел измерений уровня нефтепродукта, м	0,8
Верхний предел измерений уровня нефтепродукта, м	от 15 до 17
Диапазон измерений температуры нефтепродукта, °С	от -40 до +100
Диапазон измерений плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 600 до 1100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта ¹⁾ , мм	±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры нефтепродукта, °С	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении плотности нефтепродукта ²⁾ , кг/м ³	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефтепродукта в резервуаре ³⁾ , %, при массе нефтепродукта: - до 200 т - от 200 т и более	±0,65 ±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления массы нефтепродуктов, %	±0,02
Примечания:	
1) – без учета влияния резервуара;	
2) – в диапазоне температур окружающей среды от +6 до +40 °С и минимальном уровне нефтепродукта в резервуаре при измерении плотности нефтепродукта определяемом в соответствии с методикой измерений;	
3) – значение погрешности с учетом погрешности градуировочной таблицы резервуара при соблюдении требований методики измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжения питания постоянного тока для уровнемеров, датчиков температуры и давления, В: - переменный ток с частотой 50 ± 1 Гц - постоянный ток	от 48 до 240 от 9 до 48
Параметры электрического питания персонального компьютера с программным обеспечением TankMaster: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Выходные сигналы	Foundation Fieldbus, TRL/2, Modbus, 4-20 mA+Hart
Температура окружающей среды, °С: - средства измерений, установленные на резервуарах - персональный компьютер с программным обеспечением TankMaster	от -10 до +50 от +15 до +25

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель шкафа с персональным компьютером системы и титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродуктов в резервуарном парке ООО «РН-Морской терминал Туапсе», зав. № 4616/4616R		1
Паспорт		1
Документация на составные части системы		1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5.3 паспорта системы.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений;

Техническая документация на составные части системы.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
Юридический адрес: 352800, Краснодарский край, р-н Туапсинский, г. Туапсе,
ул. Индустриальная, 4
ИНН 2365004417
Тел.: (8-86167) 438-14, 438-53
Факс: (8-86167) 438-95
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Морской терминал Туапсе»
(ООО «РН-Морской терминал Туапсе»)
Адрес: 352800, Краснодарский край, р-н Туапсинский, г. Туапсе, ул. Индустриальная, 4
ИНН 2365004417
Тел.: (8-86167) 438-14, 438-53
Факс: (8-86167) 438-95
E-mail: mail@tunp.rosneft.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское,
ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

