

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21 » октября 2025 г. № 2257

Регистрационный № 96691-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области»

Назначение средства измерений

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области» (далее – система) предназначена для измерения массы товарной нефти в горизонтальных стальных цилиндрических резервуарах косвенным методом статических измерений по резервной схеме учета нефти на ПОН «Семилужки».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода статических измерений массы нефти, реализованного с применением:

- резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-50;
- средств измерений (СИ) уровня нефти;
- СИ температуры нефти;
- СИ плотности или результатов измерений плотности нефти в аккредитованной испытательной лаборатории по аттестованной методике измерений плотности.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

Конструктивно система состоит из резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-50 и установленных на них уровнемерах радарных и преобразователей температуры. По средствам кабельных проводок сигналы от измерительных приборов поступают в устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SP. Показания измерений (текущего уровня и температуры нефти в резервуарах) и вычислений массы отображаются на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора с установленным программным обеспечением «Визард 1.1».

В состав системы входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав системы

Наименование СИ	Регистрационный №
Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50	77316-20
Уровнемеры радарные OPTIWAVE 7500C	73407-18
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
Плотномеры портативные DM-230.1A	51123-12
Метроштоки МШС-1,5; МШС-2,0; МШС-2,5; МШС-3,0; МШС-3,5; МШС-4,0; МШС-4,5; МШС-5,0; МШС-5,5; МШС-6,0 (составные)	20265-08
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SPHA	74165-19

Допускается применять другие СИ, допущенные к применению в установленном порядке, с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

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

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав системы, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Заводской номер 24140 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на информационную табличку, расположенную на площадке вблизи люков резервуаров, входящих в состав системы.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в АРМ оператора, оснащенным средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) АРМ оператора приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Визард 1.1
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.2/1/3001
Цифровой идентификатор ПО	0xF8F68F6D342CFE90A14BBD7278319AFB B3EB3E0342CFA058AA4A5C348E69C87E
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	SHA2_256

Уровень защиты ПО АРМ оператора от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы, т, не более	от 0,01 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,75

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Физико-химические характеристики измеряемой среды:	
- плотность, кг/м ³	от 830 до 890
- температура, °С	от +5 до +30
- вязкость кинематическая, сСт	от 5 до 15
- 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
- давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
- содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22, 380±38
- частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по СП 131.13330.2020, °С	- 39
- температура окружающего воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 по СП 131.13330.2020, °С	- 41
- абсолютная минимальная температура окружающего воздуха, °С	- 55
- абсолютная максимальная температура окружающего воздуха, °С	+ 35
Режим работы СИ	периодический

Т а б л и ц а 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, не менее, лет	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области»	–	1
Руководство по эксплуатации	ОФТ.10.3001.07.01 РЭ	1
Формуляр	ОФТ.10.3001.07.01 ФО	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе Инструкция «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений в резервуарах по резервной схеме учета на ПОН «Семилужки», ФР.1.29.2021.40966.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.1.4);

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 «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»;

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2840 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»;

Приказ Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 23.12.2022 № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области»
(АО «РДЦ ТО»)

Юридический адрес: 634050, Томская обл., г. Томск, ул. Трифонова, д. 12
ИНН 7017201406

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания»

(ООО НПП «ТЭК»)

Адрес: 634040, Томская обл., г. Томск, ул. Высоцкого, д. 33
ИНН 7020037139

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

E-mail: gntmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366

