

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» марта 2021 г. №237

Регистрационный № 81024-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №115
ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

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

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (Ду от 16 до 500 мм) (далее – ПР)	15427-01
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ	38725-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	47454-11
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 20028123, 20028124, 20028125)	-

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контролерах FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сторос».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 2.

Идентификационные данные ПО ПК «Сторос» оператора приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ПК АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 4, 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 293,2 до 2300,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-72	ИК силы тока	72 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
73-94	ИК частоты	22 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
95-114	ИК количества импульсов	20 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16*10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная)
115-118	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ – рабочий диапазон давление нефти, МПа – рабочий диапазон температуры нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – вязкость кинематическая, сСт, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	от 856 до 895 от 0,35 до 6,30 от плюс 2 до плюс 32 0,5 0,05 100 от 9 до 35,5 66,7 (500) 2,2 20 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380, 3-х фазное, 220±22 однофазное 50
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа	от -48 до +41 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0495-20 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 358-2013 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» с изм. №2, ФР.1.29.2013.15586.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН №115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»

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

Приказ Минэнерго России № 179 от 15.03.2016 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

