

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» апреля 2023 г. № 879

Регистрационный № 81024-21

Лист № 1
Всего листов 7

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 – 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.

СИКН, заводской № 1, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта (рисунок 1). Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – 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;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- системы дренажа нефти.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду от 16...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

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	47454-11
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные iTEMP TMT	57947-19
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR, TS, TST, TPR, TSM, TET	68002-17
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	81438-21

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

В составе СИКН для контрольно - резервной измерительной линии дополнительно сформирован измерительный канал (далее – ИК) объема и объемного расхода.

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.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений.

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в эксплуатационной документации, обеспечивающей его сохранность в течении всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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 «Cropos» оператора приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25
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

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 293,2 до 2100,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
4	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: Контрольно-резервная измерительная линия № 4)	Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ (далее – ТПР)	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 268,70 до 887,05 м ³ /ч	$\pm 0,10^*$ ($\pm 0,15$)** (относительная), %

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного в точке расхода;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного.

Таблица 6 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ – рабочий диапазон давления 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 , не более – 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 +2 до +30 0,5 0,05 100 от 9 до 57 66,7 (500) 2,2 20 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
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 наносится

справа в нижней части титульного листа эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»	–	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 115 ЛПДС «Юргамыш» Курганское НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 307-RA.RU.312546-2022 от 22.08.2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 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».

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, 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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.