

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ).

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

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)) и технические средства:

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04) или датчик давления Метран 150 (регистрационный № 32854-13);

- манометр для местной индикации давления.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N с Ду 200 мм (регистрационный № 15427-01) или преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ (регистрационный № 38725-08);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04) или преобразователь давления измерительный dTRANS p20 (регистрационный № 47454-11) или датчик давления Метран 150 (регистрационный № 32854-13);

- преобразователь измерительный 644 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-00) или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) или преобразователь измерительный Rosemount 3144P (регистрационный № 56381-14);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05 или 22257-11) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- преобразователь давления на фильтре для индикации перепада давления;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;

- преобразователь давления измерительный EJX (регистрационный № 28456-09) или датчик давления Метран 150 (регистрационный № 32854-13);

- манометр для местной индикации давления.

БИК выполняет функции оперативного 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 БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный № 15644-01);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-01 и/или 14557-05);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (регистрационный № 15642-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04) или датчик давления Метран 150 (регистрационный № 32854-13);
- два преобразователя измерительных 644 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-00) и/или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) и/или преобразователь измерительный Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14);
- два термопреобразователя сопротивления платиновых серии 65 (регистрационный № 22257-01 и/или 22257-05 и/или 22257-11) и/или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- два преобразователя давления на фильтре для индикации перепада давления;
- две системы смешивания и отбора проб Clif Mock True Cut С-22;
- преобразователь расхода для индикации расхода в БИК;
- пробоотборник нефти ручной с диспергатором по ГОСТ 2517-2012;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ПР.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: три контроллера измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллеры) (регистрационный № 38623-11 и/или 57563-14), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Поверку и КМХ ПР проводят с помощью рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода ( $\text{т}$ );
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ), вязкости ( $\text{сСт}$ ), температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ) и давления ( $\text{МПа}$ ) нефти;
- вычисление массы нетто нефти ( $\text{т}$ ) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

### **Программное обеспечение**

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллерах и в АРМ оператора.

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 1.

Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	контроллер (регистрационный № 38623-11)	контроллер (регистрационный № 57563-14)
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09с	06.25
Цифровой идентификатор ПО	–	1990
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	–	CRC16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «CROPOS»
Номер версии ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м <sup>3</sup> /ч)	от 251 до 1880 (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

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне, кг/м <sup>3</sup> – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более	от 856 до 895 от 0,35 до 6,30 от +2 до +30 0,5 0,05 100 от 9 до 37
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40, 230±23 50±0,4

Продолжение таблицы 4

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 на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Таблица 5 – 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.0387-19 МП	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0387-19 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 16.08.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г.;
- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

**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 № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал»**

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 179 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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 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

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)  
(СИКН изготовлена в 2013 г.)

ИНН 0278005403

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

Телефон: +7 (347) 228-44-36

Факс: +7 (347) 228-80-98

**Заявитель**

Акционерное общество «Транснефть-Урал» (АО «Транснефть-Урал»)

ИНН 0278039018

Адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10

Телефон: +7 (347) 279-25-25, +7 (347) 273-92-16

Факс: +7 (347) 279-25-38, +7 (347) 272-96-44

**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](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.