

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» июля 2021 г. № 1292

Регистрационный № 76782-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы» (далее по тексту – СИКН) предназначена для ведения учетно-расчетных операций в пункте приема-сдачи нефти «Калтасы».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений:

- объема 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 входного и выходного коллекторов, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (СИ) и технические средства:

- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной резервной ИЛ. На каждой ИЛ установлены следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM (регистрационный № 16128-01 или 16128-06);
- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (регистрационный № 14683-00) или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) или преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);
- датчик давления «Метран-100» (регистрационный № 22235-01);
- фильтр;
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

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

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

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

- пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

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 и/или 15644-06);

- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829 (регистрационный № 15642-06);

- два влагомера нефти поточных модели LC (регистрационный № 16308-02) или два влагомера поточных модели L (регистрационный № 25603-03 или 56767-14);

- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш для индикации расхода жидкости через БИК;

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

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

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

- два пробоотборника автоматических Clif Mock для автоматического отбора проб;

- пробоотборник ручной для ручного отбора проб;

- место для подключения плотномера, пикнометрической установки и УОСГ-100;

- манометры и термометр 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: два контроллера измерительных FloBoss S600 (регистрационный № 38623-08), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора, оснащенные монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

Поверку и КМХ ПР проводят с помощью рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, 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 (т);

- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа);

- вычисление массы нетто нефти (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, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллера измерительного FloBoss S600 (далее по тексту – контроллер), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора (АРМ оператора), выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	контроллеры	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	–	ПК «CROPOS»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.33	–
Цифровой идентификатор ПО	–	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 263 до 1114
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, не более	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, не более	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть товарная
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 860 до 895
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +15 до +35
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 0,9

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания - напряжение питания сети, В - частота питающей сети, Гц	$380^{+10\%}_{-15\%} / 220^{+10\%}_{-15\%}$ 50 ± 1
Габаритные размеры СИКН (Длина x Ширина x Высота), мм	18 000x5 600x3 700
Масса, кг	20 967
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 60 до 95 от 84 до 106,7
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы», зав. № 100	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0328-18 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «МН 892-2018 ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы», аттестованном ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» (свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-094/01-2018 от 14.11.2018г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы»

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

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