

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета (далее по тексту – система) предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти, определения показателей качества нефти и автоматизированного измерения массы нетто нефти при учетных операциях между ПАО «Татнефть» и Альметьевским районным нефтепроводным управлением АО «Траснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением счетчиков-расходомеров массовых.

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

Конструктивно система 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 стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ). Технологическая обвязка и запорная арматура системы не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из трех рабочих и одной резервной измерительных линий (ИЛ).

В состав каждой ИЛ входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

– расходомер массовый Promass X 83 DN 350 (далее по тексту – СРМ) (регистрационный № 50365-12);

– датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 67337-17 или № 63821-16);

– датчик давления типа КМ35-И (регистрационный № 56680-14) или преобразователь давления измерительный КМ35-И (регистрационный № 71088-18);

– датчик давления типа КМ35-Д (регистрационный № 56680-14) или преобразователь давления измерительный КМ35-Д (регистрационный № 71088-18) для измерения перепада давления на фильтре;

– фильтр;

– манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

– датчик давления типа КМ35-И (регистрационный № 56680-14) или преобразователь давления измерительный КМ35-И (регистрационный № 71088-18);

– манометр для местной индикации давления.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

– два пробозаборных устройства щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;

– датчик давления типа КМ35-И (регистрационный № 56680-14) или преобразователь давления измерительный КМ35-И (регистрационный № 71088-18);

– датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 67337-17 или № 63821-16);

– манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

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 БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835В (далее по тексту – ПП) (регистрационный № 15644-01 и/или № 52638-13);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 (регистрационный № 15642-01 и/или № 15642-06) и/или преобразователь плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-01 и/или № 14557-05 и/или № 14557-15);
- датчик температуры RTT20 (регистрационный № 54693-13 и/или № 20248-00);
- датчик давления серии I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-02);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32 (регистрационный № 26776-04) и/или преобразователь расхода турбинный МИГ-М-32 (регистрационный № 65199-16);
- два пробоотборника для ручного и автоматического отбора проб;
- фильтры тонкой очистки;
- насосы для перекачки нефти;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Узел ТПУ имеет в своем составе следующие СИ:

- установка поверочная трубопоршневая Сапфир НГИ-1100 (регистрационный № 63566-16);
- датчики давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- термопреобразователи сопротивления серии W (регистрационный № 59883-15) в комплекте с преобразователями измерительными PR (регистрационный № 51059-12);
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения ПУ предназначенный для подключения ПУ 1 разряда к стационарной ТПУ 2 разряда при проведении поверки ТПУ и при проведении контроля метрологических характеристик СРМ по передвижной ПУ в составе:

- датчик давления типа КМ35-И (регистрационный № 56680-14) или преобразователь давления измерительный КМ35-И (регистрационный № 71088-18);
- датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 67337-17 или № 63821-16);
- счетчик нефти турбинный МИГ (регистрационный № 26776-04);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В СОИ системы входят:

- два контроллера измерительных FloBoss S600+ (основной и резервный) (регистрационный № 57563-14);
- преобразователи сигналов серии НПЦИ (регистрационный № 43742-15);
- автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ), с установленным на нем программным обеспечением «ГКС Расход НТ», оборудованное персональным компьютером со специализированным программным обеспечением и средствами отображения и печати.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного;
- измерение в БИК объемной доли воды в нефти, плотности и вязкости нефти;
- измерение давления и температуры нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и ПП;

- отбор проб (автоматический и ручной) согласно ГОСТ 2517-2012;
- контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных Floboss S600+ (далее по тексту – контроллеров). К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса АРМ оператора «ГКС Расход НТ», выполняющая 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, вычисления массы нетто нефти. К метрологически значимой части программного комплекса АРМ оператора «ГКС Расход НТ» относится файл «metrological_char.jar».

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21
Цифровой идентификатор ПО	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГКС Расход НТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0
Цифровой идентификатор ПО	70796488
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 161 до 2308
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 характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон давления, МПа – диапазон температуры, °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 – содержание свободного газа	от 870 до 910 от 1,0 до 3,6 от +8,0 до +40,0 0,5 0,05 100 100 не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электропитания – напряжение питания сети, В – частота питающей сети, Гц	380 трехфазное 220±22 однофазное 50
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40,0 до +40,0
Средний срок службы с момента ввода в промышленную эксплуатацию, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета, зав. №662	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0143-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0143-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета. Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 04.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 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;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 711-2018 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета», ФР.1.28.2019.33348.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» основная схема учета

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. «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 Минэнерго России от 15.03.2016 № 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»

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

Изготовитель

ООО Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон (факс): 8 (843) 221-70-00; 8 (843) 221-70-01

Web-сайт: www.nppgks.com

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: 8 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: 8 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

E-mail: 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.

« ___ » _____ 2019 г.