

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 351 на ППСН «Чекмагуш» НГДУ «Чекмагушнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 351 на ППСН «Чекмагуш» НГДУ «Чекмагушнефть» (далее - СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, преобразователей давления и температуры, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), стационарной поверочной установки, узла подключения поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из трех рабочих и одной резервной измерительных линий.

В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM (№ 16128-01);
- преобразователь измерительный 644 к датчикам температуры (№ 14683-00) с термопреобразователем сопротивления платиновым 65 (№ 22257-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа.

В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (номер по Госреестру):

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (№ 15644-01);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (№ 15642-01);
- влагомеры поточные модели L (№ 25603-03);
- счетчик нефти турбинный МИГ в качестве индикатора расхода нефти с диапазоном измерений от 1,6 до 8 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 5 %;
- пробоотборники автоматические Clif Mock;
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ.

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой поверочной двунаправленной (Госреестр № 12888-99) в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИЛ и обеспечивает проведение поверки и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных.

В состав СОИ входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (Госреестр № 38623-11) со встроенным программным обеспечением (далее – ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;
- автоматизированные рабочие места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Cropos» (далее – ПК «Cropos»), оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

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 объемного расхода рабочей среды в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности рабочей среды и влагосодержания в рабочей среде;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- вычисление СОИ массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в химико-аналитической лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных по стационарной или передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

Программное обеспечение

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 г. ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». 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 ПК «Cropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Cropos» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

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

Идентификационные данные контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СНЕКМА0714
Номер версии (идентификационный номер ПО)	299
Цифровой идентификатор ПО	6c03
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Идентификационные данные ПК «Сторос»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Сторос»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 200 до 600;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 15 до 30;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,213 до 1,6;
Рабочий диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³	от 870,1 до 895,0;
Рабочий диапазон плотности нефти при 15 °С, кг/м ³	от 873,6 до 898,4;
Рабочий диапазон кинематической вязкости, мм ² /с, не более	40;
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	± 0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %	± 0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	± 0,3;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция. «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 351 на ППСН «Чекмагуш» НГДУ «Чекмагушнефть». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0064-2014 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0064-14 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 351 на ППСН «Чекмагуш» НГДУ «Чекмагушнефть». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 29.12.2014 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА - Эталон» (Госреестр № 45409-10);
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления портативный Метран 501-ПКД-Р (Госреестр № 22307-09).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей нефти №351 на ППСН «Чекмагуш», ФР.1.29.2011.11290.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 351 на ППСН «Чекмагуш» НГДУ «Чекмагушнефть»

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

2. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

При осуществлении торговли.

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)

450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

тел/факс (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение
Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению
испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«____»_____ 2015 г.