

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ОАО АНК «Башнефть» и АО «Транснефть-Урал».

Описание средства измерений

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

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

БИЛ состоит из четырех измерительных линий (ИЛ): три рабочие ИЛ и одна резервная ИЛ. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM DN 4" (далее – ТПР) с диапазоном измерений расхода от 30 до 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расхода $\pm 0,15$ %;
- преобразователь давления измерительный 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- датчик давления Сапфир-22МТ с диапазоном измерений от 0 до 0,4 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 2,5$ % (для контроля перепада давления на фильтрах);
- манометр показывающий для точных измерений МТИ с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и класса точности 0,6;
- преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от минус 50°С до 150°С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

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 по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два насоса прокачки нефти через БИК (рабочий и резервный);
- два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный) с пределами измерений от 300 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³;

- два преобразователя вязкости жидкости измерительных 7829 (рабочий и резервный) с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности при преобразовании динамической вязкости: $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с; $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона в диапазоне от 10 до 100 мПа·с;

- два влагомера поточных модели L (рабочий и резервный) с диапазоном измерений объемной доли воды от 0 % до 4 % и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: $\pm 0,05$ % при измерениях объемной доли воды от 0 % до 2 %; $\pm 0,1$ % при измерениях объемной доли воды от 2 % до 4 %;

- преобразователь давления измерительный 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;

- преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от минус 50 °С до 150 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;

- манометр показывающий для точных измерений МТИ с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и класса точности 0,6;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;

- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0$ %;

- автоматический пробоотборник «Clif Mock» серии «С-22» (рабочий и резервный);

- ручной пробоотборник «Стандарт – Р-50»;

- два индикатора фазового состояния потока ИФС-1В-700М;

- узел подключения пикнометрической установки и УОСГ.

Блок ПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных и состоит из:

- установки трубопоршневой поверочной двунаправленная фирмы «Smith Meter Inc.», с диапазоном измеряемых расходов от 30 до 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;

- двух преобразователей давления измерительных 3051 TG с диапазоном измерений от 0 до 5,516 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;

- двух манометров показывающих для точных измерений МТИ с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и класса точности 0,6;

- двух преобразователей измерительный 3144 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 с диапазоном измерений от 0 °С до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных Floboss S600 с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %, осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора программным комплексом «Cropos» (далее – ПК «Cropos») (основное и резервное) на базе персонального компьютера, оснащенных 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 нефти в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;

- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти и объемной доли воды в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в испытательной 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., выдано 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 «Сторос», 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 г., выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Сторос» 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 ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SUBHAN10.14
Номер версии (идентификационный номер) ПО	307
Цифровой идентификатор ПО	0259
Другие идентификационные данные	-

Идентификационные данные ПО ПК «Сторос» (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Cropos
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Другие идентификационные данные	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 90 до 390;
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 10 до 30;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 1,0;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 845 до 895;
Вязкость нефти, мм ² /с	не более 40;
Объемная доля воды в нефти, %, не более	0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±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.

П р и м е ч а н и е - В процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ТПР не должно превышать ± 15 мм²/с.

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 № 370 на ППСН «Субханкулово». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0060-14 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0060-14 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 15.12.2014 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- рабочий эталон объемного влагосодержания нефти 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более ± 0,5 %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 12.12.2011 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 370 на ППСН «Субханкулово»

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», утвержденны приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

осуществление 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
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;
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
агенства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___»_____2015 г.