



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.141.A № 50783

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Система измерений количества и показателей качества нефти №425 на
ЛПДС "Салават" Туймазинского НУ

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ОАО "Нефтеавтоматика", г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53522-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
НА. ГНМЦ.0017-12 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **17 мая 2013 г. № 509**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009810

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг» (г. Уфа), из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 01.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью расходомеров массовых.

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 рабочих, одной резервной и одной контрольно-резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83 (№15201-07);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный 644 (№14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-11);
- 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 по ГОСТ 2517-85, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительные 7835 (№ 15644-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (№14557-10);
- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829 (№15642-06);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- два преобразователя измерительных 644 (№14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (№ 22257-11);
- две системы смешивания и отбора проб Clif Mock True Cut C-22;
- пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р» с диспергатором;
- манометр и два термометра для местной индикации давления и температуры;

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой поверочной двунаправленной Smith Meter ® «Bi-Di Prover» заводской №9893-PR-01, с диапазоном измерений от 40 м³/ч до 400 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности 0,05% при поверке установкой поверочной на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда, пределами допускаемой относительной погрешности 0,10% при поверке посредством передвижной поверочной установки 1 разряда, в комплекте с преобразователями давления и температуры аналогичными установленным в БИК и обеспечивает проведение поверки и контроль метрологических расходомеров массовых.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: четыре контроллера измерительных FloBoss модели S600+ (Госреестр № 38623-11) осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора (далее – АРМ) основное и резервное на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сropos», 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 массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (сСт) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Программное обеспечение

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 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 программный комплекс «Сropos», 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 программный комплекс «Сropos» 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 «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО, входящего в состав СИКН:

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	Программный комплекс «Сропос»	1.37	DCB7D88F	CRC32
Конфигурационный файл контроллера измерительного FloBossS600+(I)	SalPov1	213	3807	CRC16
Конфигурационный файл контроллера измерительного FloBossS600+(II)	SalPov2	216	acf5	CRC16
Конфигурационный файл контроллера измерительного FloBossS600+(III)	Salavat	135	464d	CRC16
Конфигурационный файл контроллера измерительного FloBossS600+(IV)	Salavat	135	464d	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 193,06 до 890,16
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 2,6 до 28,0
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,4 до 1,6
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 839,4 до 902,8
Рабочий диапазон вязкости нефти, сСт	от 14,6 до 70,0
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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

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 № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ. Методика поверки». НА.ГНМЦ.0017-12 МП

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0017-12 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 05.12.2012 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- установка поверочная на базе весов ОГВ или образцовых мерников 1-го разряда, либо передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- плотномер МД-02 (Госреестр № 28944-08);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ, утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 20.06.2012 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.12673.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ

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 и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Нефтеавтоматика».
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
тел/факс (347) 228-81-70

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение
Головной научной метрологической центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, номер
регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2013 г.