

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения (далее - СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении прямо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и АО «Транснефть-Сибирь».

Описание средства измерений

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

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

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

Блок фильтров состоит из входного и выходного коллекторов и двух фильтрующих линий (основной и резервной), в состав каждой фильтрующей линии входят следующие технические средства и средства измерений (номер по Госреестру):

- фильтр грубой очистки с быстросъемной крышкой DN 250;
- преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75 (№ 41560-09);
- два манометра для местной индикации давления (до и после фильтра).

На входном коллекторе блока фильтров установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (№ 41560-09);
- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- расходомер массовый Promass 83F (№ 15201-11);
- преобразователь давления измерительный Cerebar S PMP71 (№ 41560-09);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (№ 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (№ 49519-12);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerebar S PMP71 (№ 41560-09);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (№ 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (№ 49519-12);
- 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 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (№ 52638-13) либо преобразователь плотности и расхода CDM (№ 63515-16);
- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829 (№ 15642-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (№ 14557-10);
- преобразователь давления измерительный Cerebar S PMP71 (№ 41560-09);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (№ 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (№ 49519-12);
- два расходомера ультразвуковых UFM 3030K (№ 48218-11);
- два пробоотборника нефти «Стандарт-А» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Проверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых Promass 83F проводят с помощью блока ТПУ, расположенного на одной площадке с СИКН и включающего в себя следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (№ 20054-12);
- преобразователи давления измерительные 3051S (№ 24116-13);
- преобразователи измерительные Rosemount 3144P (№ 56381-14);
- термопреобразователи сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-11);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (Госреестр № 57563-14), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Storpos», оснащенных монитором, клавиатурой и одного печатающего устройства.

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 вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- проверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке, контроль метрологических характеристик расходомеров массовых, установленных на рабочих линиях, по расходомеру массовому, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- 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 (далее - ПО) СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - 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 программный комплекс «Сторос», выполняющий 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. К метрологически значимой части программного комплекса «Сторос» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Операционная система контроллера FloBoss S600+	Программный комплекс «Сторос»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.37
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	6051	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон измерений расхода, т/ч	от 60 до 500
Рабочий диапазон температуры, °С	от +20 до +40
Рабочий диапазон давления на входе СИКН, МПа	от 0,6 до 3,2
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 743,8 до 890
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с	до 25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону 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
Режим работы СИКН	постоянный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Электропитание	трехфазное 400 В/50 Гц; 230 В/50 Гц

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 № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения. Методика поверки». НА.ГНМЦ.0108-16 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0108-16 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения. Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 12.08.2016 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (Госреестр № 20054-12);
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м³;
- рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более $\pm 0,5$ %;
- рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- магазин сопротивлений Р4831 (Госреестр № 6332-77).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения, утверждена ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 28.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения

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

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.025-96 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

тел/факс (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru; web: <http://www.nefteavtomatika.ru/>

Испытательный центр

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

Аттестат аккредитации ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.