

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ» (далее – Система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры.

Система представляет собой единичный экземпляр изделия, спроектированного для конкретного объекта из компонентов импортного и отечественного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Конструктивно Система состоит из блока измерительных линий (БИЛ) и системы сбора и обработки информации (СОИ).

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов и четырёх рабочих измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- счётчик жидкости ультразвуковой ALTOSONIC 5 (регистрационный № 65641-16);
- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационный № 14061-15);
- датчик температуры 644 (регистрационный № 63889-16);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, обработку и хранение измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Proficy HMI SCADA – iFix», оснащенных монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

Система установлена на одной площадке последовательно с системой измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» в связи, с чем предусмотрена возможность:

– измерения массы брутто нефти с применением результатов измерений плотности нефти поточным преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск»;

– измерения объемной доли воды в нефти, температуры и давления нефти средствами измерений, установленными в блоке измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск».

Проверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода проводят с помощью стационарной ТПУ, расположенной на одной площадке с Системой.

Технологическая обвязка и запорная арматура Системы не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Слив нефти из трубопроводов системы производится в дренажные емкости, отдельно для учтенной и для неучтенной нефти.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерение массового расхода нефти ($\text{т}/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти (т);
- автоматическое вычисление объема нефти (м^3);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик счётчиков жидкости ультразвуковых по стационарной поверочной установке;
- поверку и контроль метрологических характеристик поточных плотномеров;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

При выходе из строя средства измерений допускается замена отказавшего средства измерений на другое, аналогичного типа по техническим и метрологическим характеристикам.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав Системы, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006 и инструкцией по эксплуатации Системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы включает в себя ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01. К метрологически значимой части ПО относится набор программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции. Идентификация каждого модуля производится по его наименованию и контрольной сумме.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.6
Цифровой идентификатор ПО	90389369
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.24
Цифровой идентификатор ПО	81827767
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.18
Цифровой идентификатор ПО	868ebfd5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.37
Цифровой идентификатор ПО	d498a0f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.30
Цифровой идентификатор ПО	fe6d172f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.20
Цифровой идентификатор ПО	c1085fd3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.30
Цифровой идентификатор ПО	a5d0edc6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.17
Цифровой идентификатор ПО	eff0d8b4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.28
Цифровой идентификатор ПО	3f55fff6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	82b5bb32
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	2765bade
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 180 до 1750
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Количество измерительных линий, шт.	4
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +40
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,6
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 865,0 до 890,0
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 10 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 220±22 50±1
Габаритные размеры СИКН, мм, не более - высота - ширина - длина	2990 7700 9600
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +45 от 0 до 100 от 96 до 104
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы системы	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижекамский НПЗ», зав. № 152	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации Системы	-	1 экз.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
ГСИ. Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ». Методика поверки	НА.ГНМЦ.0162-17 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0162-17 МП «ГСИ. Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 10.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая поверочная «Сапфир МН» (регистрационный № 41976-09);

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, 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

МН 739-2017 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений количества и показателей качества нефти резервной схемы учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ», аттестована 20.06.2017 г. ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», г. Казань.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ»

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 8.510-2002 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

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Тел./факс: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, 292-79-13

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Тел./факс: +7 (843) 295-30-47, 295-30-96

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «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.

«___»_____2017 г.