

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ"

Назначение средства измерений

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ" (далее – резервная система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти на ПСП "Нижнекамский НПЗ".

Описание средства измерений

Резервная система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия резервной системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы расходомера UFM 3030, датчиков температуры, преобразователей давления, преобразователя плотности по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нём алгоритму.

В резервной системе для измерений показателей качества нефти применяется блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ", и результаты показателей качества нефти, полученные в испытательной лаборатории в соответствии с ГОСТ Р 51858.

В резервной системе и БИК применены следующие средства измерений:

- расходомер UFM 3030, заводской номер № R13604682/10835782;
- преобразователи давления измерительные 3051, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-10;
- датчики температуры 644, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 39539-08;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №26803-11;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, регистрационный № 303-91;
- контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК), зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 38623-11;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15644-06;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15642-06;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10.

Резервная система с БИК обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы и массового расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- автоматизированное измерение массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды и плотности;
- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- поверка расходомера UFM 3030 с применением установки поверочной FMD и средств измерений системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижекамский НПЗ";
- защита алгоритма и программы резервной системы от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) реализовано в ИВК и автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. ПО обеспечивает реализацию функций резервной системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется установкой логина и пароля.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице:

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
LinuxBinary.app (ПО ИВК)	06.09f/09f	2bdf	-	CRC32
ArmA.dll (АРМ оператора ПО "ФОРВАРД")	4.0.0.1	8B71AF71	-	CRC32
ArmMX.dll (АРМ оператора ПО "ФОРВАРД")	4.0.0.1	30747EDB	-	CRC32

ПО имеет:

- свидетельство № 01.00257-2008/328014-13 о метрологической аттестации алгоритма и программы обработки результатов измерений при определении массы нефти контроллера измерительного FloBoss S600+ в составе резервной системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижекамский НПЗ", выданное ФГУП "ВНИИР" 17.12.2013 г.;

- свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения АРМ оператора "ФОРВАРД" № 23104-12, выданное ФГУП ВНИИР 11.09.20012 г.

Уровень защиты ПО системы "С" в соответствии с МИ 3286–2010 "Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа".

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 260 до 870
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,6
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление измеряемой среды в резервной системе, МПа	От 0,3 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	От 4 до 37
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление, равное нулю), кг/м ³	От 836 до 910
Кинематическая вязкость измеряемой среды при рабочей температуре, сСт	От 12 до 60
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы резервной системы	Периодический

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ". Заводской № 092/3	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ"	1 экз.
МП 0109-14-2013. "ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ". Методика поверки"	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0109-14-2013 "ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ". Методика поверки", утверждённому ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 17.12.2013 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная FMD, максимальный объёмный расход 1350 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности $0,99 \pm 0,05$ %;

- калибратор температуры серии АТС-Р модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-Р с внешними модулями АРМН: АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

Допускается применение других средств поверки с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

В резервной системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений резервной системой измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2013.16241.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервной системе измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Нижнекамский НПЗ"

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "ИМС Индастриз"
(ООО "ИМС Индастриз")

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15.

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51, e-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии". (ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР").

Юридический, почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а".

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

" ___ " _____ 2014 г.