

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494

Назначение средства измерений

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494 (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 ультразвукового, датчиков температуры, преобразователей давления, 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 плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти применяется блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ".

В резервной системе и БИК применены следующие основные средств измерений:

- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (далее – УЗР), тип внесен в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений под номером (далее – номер в госреестре) 48218-11;
- преобразователи давления измерительные 3051, номер в госреестре 14061-10;
- датчики температуры 644, 3144Р, номер в госреестре 39539-08;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, номер в госреестре 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, номер в госреестре 303-91;
- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК), номер в госреестре 38623-11, программное обеспечение ИВК настроено и испытано в составе резервной системы;
- контроллер программируемый логический PLC Modicon (далее – ПЛК), номер в госреестре 18649-09;
- модули аналоговые ВМХАМІ0800, ВМХАМІ0810, ВМХАМІ0410, ВМХАМІ0410Н, ВМХАRT0414, ВМХАRT0414Н, ВМХАRT0814, ВМХАRT0814Н, ВМХАМО0210, ВМХАМО0210Н, ВМХАМО0410, ВМХАМО0802, ВМХАММ0600, ВМХАММ0600Н, ВМХЕНС0200, ВМХЕНС0200Н, ВМХЕНС0800, ВМХЕНС0800Н, номер в госреестре 49662-12;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, номер в госреестре 52638-13;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, номер в госреестре 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, номер в госреестре 14557-10.

При ремонте системы допускается замена отказавшего средства измерений на другое, аналогичного типа.

Резервная система с БИК обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто, объёма, массового и объёмного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, массовой 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 и массовой доли воды в нефти;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- поверка и контроль метрологических характеристик УЗР с применением установки поверочной FMD, преобразователя расхода жидкости турбинного геликоидного НТМ и средств измерений системы измерений количества и показателей качества нефти № 494;
- 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 УЗР, ИВК, ПЛК и автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора.

ПО УЗР имеет высокий уровень защиты, испытано при испытании его в целях утверждения типа. В УЗР вычисление цифрового идентификатора ПО и вывод его для индикации не проводится.

ПО ПЛК испытано при испытаниях в целях утверждения типа ПЛК. ПЛК предназначен для регулирования технологических параметров, выдачи сигналов сигнализации, диспетчерского управления технологическими процессами в системе. ПО ПЛК не относится к метрологически значимой части ПО резервной системы.

ПО ИВК, АРМ оператора настроены для работы в резервной системе, испытаны при испытании резервной системы и имеют идентификационные данные, приведенные в таблице.

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app	ArmA.dll	ArmMX.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09f/09f	4.0.0.1	4.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	2bdf	8B71AF71	30747EDB
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-

ПО обеспечивает реализацию функций резервной системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется установкой логина и пароля.

ПО резервной системы имеет средний уровень защиты в соответствии с Р 50.2.077–2014 "ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения".

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы, т/ч	от 260 до 1220
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,6$
Параметры измеряемой среды	
Изменяемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 4 до 37
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 836 до 910
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, 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	Непрерывный

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. Заводской № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 494 ПСП "Нижнекамский НПЗ"	1 экз.
МП 0256-14-2015 "ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494. Методика поверки"	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0256-14-2015 "ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 494. Методика поверки", утверждённому ЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 20.04.2015 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-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизведения температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешними модулями АРМН: АРМ015РGHG 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 "Нижекамский НПЗ", аттестована ГНМЦ ФГУП "ВНИИР", свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/241014-14.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервной системе измерений количества и показателей качества нефти № 494

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

Изготовитель

Акционерное общество "Транснефть-Прикамье" (АО "Транснефть-Прикамье").
Юридический адрес: 420061, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 26а.
Почтовый адрес: 420061, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 26а.
Тел.: (843) 279-04-20; Факс (843) 279-01-12, e-mail: szmn@kaz.transneft.ru.
ИНН 1645000340

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии" (ФГУП "ВНИИР").
Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а"
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 ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. " _ " _____ 2015 г.