

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – система) предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти, определения показателей качества нефти и автоматизированного измерения массы нетто нефти при учетных операциях между НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» и Альметьевским районным нефтепроводным управлением АО «Траснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением счетчиков-расходомеров массовых.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и изготовленной для конкретного объекта из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее составляющих.

Конструктивно система состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура системы не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из шести измерительных линий (ИЛ).

В состав каждой ИЛ входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

– счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF400 (регистрационный № 13425-01) или счетчик-расходомер эталонный массовый Micro Motion CMF400 с измерительным преобразователем 2700R (регистрационный № 43918-10) (далее – СРМ);

– преобразователь измерительный RTT20 (регистрационный № 20248-00);

– датчик давления серии I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-02) или датчик давления I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-07);

– датчик давления «Метран-100» модели Метран-100-ДД (регистрационный № 22235-01);

– фильтр;

– манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

– датчик давления серии I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-02) или датчик давления I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-07);

– манометр для местной индикации давления.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

– два пробозаборных устройства щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;

– преобразователь измерительный RTT20 (регистрационный № 20248-00);

– датчик давления серии I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-02) или датчик давления I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-07);

– манометр для местной индикации давления.

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

– преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП) (регистрационный № 15644-01 или № 52638-13);

– преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационный № 15642-01 и/или № 15642-06) или преобразователь плотности FVM (регистрационный № 62129-15);

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-01 и/или № 14557-05);

– преобразователь измерительный RTT20 (регистрационный № 20248-00);

– датчик давления серии I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-02) или датчик давления I/A модели IGP10 (регистрационный № 15863-07);

– счетчик нефти турбинный МИГ-32 (регистрационный № 26776-08) или преобразователь расхода турбинный МИГ-М-32 (регистрационный № 65199-16);

– два пробоотборника для ручного и автоматического отбора проб;

– фильтры тонкой очистки;

– насосы для перекачки нефти;

– манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

В состав стационарной ТПУ входит:

– двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» (регистрационный № 20054-00);

– преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-00);

– преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-99 или № 14061-10);

– манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

В СОИ системы входят:

– устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (регистрационный № 15645-01);

– программный комплекс автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «CROPOS» функционирует на SCADA-пакете InTouch 7.1 и выше, свидетельство ФГУП «ВНИИР» о метрологической аттестации программного обеспечения от 18.11.2013.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– измерение массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

– вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного;

– измерение в БИК объемной доли воды в нефти, плотности и вязкости нефти;

– измерение давления и температуры нефти;

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и ПП;

– отбор проб (автоматический и ручной) согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО устройства измерений параметров жидкости и газа модели 7955, обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система устройства измерений параметров жидкости и газа модели 7955.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса АРМ оператора «Сторос» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, прием и обработки управляющих команд оператора, формирование отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014. «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО системы приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО устройства измерений параметров жидкости и газа модели 7955

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SOLARTRON 7955
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.23
Цифровой идентификатор ПО	429B8CD0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DOC.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	3FFA9330
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DENS.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	A233871
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	POVERKA.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	52BA0127
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	REPORT.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	794D0A01
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода нефти системой, т/ч	от 200 до 3000
Диапазон измерений массового расхода нефти по каждой измерительной линии, т/ч	от 200 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы

7955	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон давления, МПа – диапазон температуры, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более – содержание свободного газа	от 870 до 910 от 0,6 до 4,0 от +8,0 до +40,0 0,5 0,05 100 100 не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электропитания – напряжение питания сети, В – частота питающей сети, Гц	380±38/220±22 50±0,5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40,0 до +40,0
Средний срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть», заводской №48С	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»	НА.ГНМЦ.0291-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0291-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 24.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СРМ;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, 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

представлены в документе МН 876-2018 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 224 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть», ФР.1.29.2018.31618.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 224 НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон (факс): +7 (347) 292-79-10, +7 (347) 292-79-11, +7 (347) 292-79-13
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru
Web: www.nefteavtomatika.ru

Заявитель

Нефтегазодобывающее управление «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»
(НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»)
Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 35
Телефон: +7 (8553) 25-81-83
Факс: +7 (8553) 31-97-08
E-mail: ngduan@tatneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.