

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»

Назначение средства измерений

Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее – система) предназначена для измерений уровня, гидростатического и избыточного давления и температуры, вычисления массы нефти в резервуарах вертикальных стальных РВС № 1.1 и РВС № 1.2 при ведении учётных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного STARDOM цифровых входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений, входящих в состав системы, с последующим вычислением, регистрацией и отображением результатов измерений на автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора.

Система реализует косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе по ГОСТ Р 8.595-2004.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационной документацией ее компонентов.

Система состоит из средств измерений, монтируемых на вертикальных стальных резервуарах РВС-3000, градуированных по ГОСТ 8.570-2000, и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM (регистрационный № 27611-14), состоящего из автономного контроллера FCN модульного типа и АРМ оператора.

В состав Системы входят следующие первичные измерительные преобразователи (далее ПИП):

- уровнемеры радиоволновые УЛМ, исполнение УЛМ-11А1 (регистрационный №16861-08);
- уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР, модификация ВЕКТОР2108U-ДПТ (регистрационный №67382-17);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, модификация EJX210А и модификация EJX110А (регистрационный № 59868-15);
- уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8*, модификация VEGAFLEX 81 (регистрационный № 53857-13).

Цифровой сигнал по протоколам HART и Modbus RTU с информацией об измеренных в резервуарах уровнях, температуре, гидростатическом давлении нефти, избыточном давлении паров нефти поступает на входы контроллера FCN, который используя заранее введенные конфигурационные данные о параметрах резервуаров, показателей качества нефти, окружающей среды выполняет расчеты количества нефти. Визуализация измерительной информации и взаимодействие оператора с системой обеспечивается через АРМ оператора.

Обмен информацией между контроллером и АРМ оператора обеспечивается интерфейсом Ethernet 10/100 Base-T.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, гидростатического давления, уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре, избыточного давления паров нефти;
- вычисление массы брутто и массы нетто нефти;

- отображение на АРМ оператора мгновенных и расчётных значений, архивных данных учёта, диагностической информации системы в виде мнемосхем, трендов, генерации и распечатки отчетов по запросу;
- хранение архивных данных о количественных показателях за отчетные периоды;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств системы;
- обмен информацией с АСУТП ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос».

Пломбирование в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства в работу системы производится средств измерений, входящих в состав системы, нанесением знака поверки в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора осуществляет отображение технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, ведение архивов.

Метрологически значимым является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

В комплексе измерительно-вычислительном и управляющем STARDOM установлено прикладное модульное ПО: «Комплекс программно-технических средств вычислений расхода жидкостей и газов на базе комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM» (далее – КПТС «STARDOM-Flow»).

Встроенное ПО размещается в энергонезависимой памяти контроллеров и недоступно для считывания и модификации в процессе эксплуатации. Идентификационные признаки встроенного ПО в соответствии с описанием типа комплексов измерительно-вычислительных и управляющих STARDOM приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки встроенного системного ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	STARDOM (FCN)
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Версия операционной системы (OS Revision) и загрузочного ПЗУ (BootROM Revision) не ниже R3.01.00; версия среды исполнения Java (JEROS Revision) не ниже JRS: R2.01.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Идентификационные признаки встроенного прикладного ПО КПТС «STARDOM-Flow» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные признаки ПО КПТС «STARDOM-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КПТС «STARDOM-Flow»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V2.5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО	Модуль расчёта физических свойств нефти и нефтепродуктов (0xBD94) Модуль расчёта параметров продуктов в резервуарах (0xCA52)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Защита модулей ПО «КПТС Stardom-Flow» от несанкционированного доступа и изменений случайного характера осуществляется встроенным в операционную систему комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM механизма защиты. Операционная система комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM является «закрытой» системой и загружается индивидуально во внутреннюю flash-память с индивидуальной системной лицензией.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефти, т	от 645 до 2227
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,6
Диапазон измерений температуры, °С	от -10 до +85
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазон измерений уровня нефти, мм	от 2900 до 10000
Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 700 до 9000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефти, мм	±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений подтоварной воды, мм	±2
Диапазон измерений гидростатического давления нефти, кПа	от 0 до 110
Диапазон измерений избыточного давления паров нефти, кПа	от -0,25 до 2
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений гидростатического давления нефти и избыточного давления паров нефти, %	±0,075

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - в местах размещения уровнемеров - в местах размещения преобразователей давления (в термочехлах) - в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от -40 до +40 от 0 до +40 от +18 до +30 от 84 до 106,7 не более 95, без конденсации влаги
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50±1
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»	-	1 шт. зав. № ТС.425.2018
Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Паспорт	ТС.425.2018.АТХ-ПС	1 экз.
ГСИ. Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Методика поверки	МП-226-РА.RU.310556-2019	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-226-РА.RU.310556-2019 «ГСИ. Система измерительная учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 14 октября 2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав Системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 499-RA.RU.311735-2019 «Масса товарной нефти. Методика измерений с использованием системы измерительной учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос», аттестованной ФГУП «СНИИМ», аттестат аккредитации №RA.RU.311735 от 19.07.2016 г. Свидетельство об аттестации № 499-RA.RU.311735-2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»

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

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

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноСистемы» (ООО «ТехноСистемы»)

ИНН 5404050493

Адрес: 630102, г. Новосибирск, ул. Восход, д. 1А, офис 417

Телефон/факс: +7 (383) 383-01-11

Web-сайт: <http://www.tehnosystems.ru>

E-mail: inbox@tehnosystems.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно - исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ___ » _____ 2020 г.