

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная показателей качества нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин» ОАО «МН «Дружба»

Назначение средства измерений

Система измерительная показателей качества нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин» ОАО «МН «Дружба» (далее – Система) предназначена для измерения плотности, вязкости, давления, температуры нефти, объемной доли воды и массовой доли серы в нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин» ОАО «МН «Дружба».

Описание средства измерений

Система изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ОАО «Гипротрубопровод» из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 4001.

Монтаж и наладка Системы произведены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией Системы и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование и запорная арматура Системы не допускает неконтролируемые утечки нефти.

Конструктивно Система состоит из теплоизолированных шкафов, в которых размещены средства измерений и технологическое оборудование, и шкафа вторичной аппаратуры (ШВА).

В теплоизолированных шкафах Системы размещены следующие основные компоненты (номер по Госреестру):

- два плотномера ПЛОТ-3М (№ 20270-05);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (№ 14557-05);
- два анализатора серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX-ХТ (№ 47395-11);
- два преобразователя давления измерительных 2088 (№ 16825-08);
- два ротаметра для местной индикации расхода Krohne Н 250 (№ 48092-11);
- два манометра и два термометра для местной индикации давления и температуры;
- два пробоотборника нефти автоматических «Стандарт-А»;
- два пробоотборника нефти ручных «Стандарт-Р».

В ШВА Системы размещены следующие основные компоненты:

- АРМ оператора;
- адаптеры подключения плотномеров АД-5М и барьеры искрозащитные «Бастион-4» из комплекта поставки плотномеров ПЛОТ-3М;
- блоки управления пробоотборниками БПУ-А;
- вторичные блоки влагомеров нефти поточных;
- комплекс программно-технический измерительный на базе устройств серии ADAM-4000, модель ADAM-4017+ (Госреестр № 22667-08);
- источник бесперебойного питания.

Допускается применение в составе Системы других средств измерений, с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

1. Непрерывное измерение плотности, вязкости, давления, температуры нефти, объемной доли воды и массовой доли серы в нефти.

2. Автоматический отбор объединенной пробы для последующего определения показателей качества в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517;

3. Передача значения плотности нефти в анализаторы серы для корректировки измерений массовой доли серы в нефти;

4. Вычисление массовой доли воды на основании измеренной объемной доли воды и плотности нефти;

5. Регистрация и хранение результатов измерений, построение трендов, формирование отчетов (оперативный, сменный, суточный) и протоколов КМХ;

6. Проведение КМХ плотномеров, влагомеров и анализаторов серы, с использованием показателей качества нефти измеренных в лаборатории.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав Системы, в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Выходные сигналы от средств измерений плотности, вязкости, температуры нефти и массовой доли серы в нефти в цифровой форме по интерфейсу RS-485 через OPC-сервер поступают на АРМ оператора. Токовые выходные сигналы «4-20 мА» от средств измерений давления и объемной доли воды предварительно поступают на преобразователь измерительный ADAM 4017+ и далее в цифровой форме по интерфейсу RS-485 через OPC-сервер поступают на АРМ оператора. АРМ оператора обеспечивает сбор информации от средств измерений, ввод результатов лабораторных измерений, отображение и хранение данных.

Программное обеспечение АРМ оператора представляет собой программный комплекс «Сторос» (ПК «Сторос»), разработанный с использованием SCADA-систем. ПО хранится на жестком диске персонального компьютера АРМ оператора, автоматически загружается при включении Системы.

Таблица 1: Идентификационные данные ПО Системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Сторос»
Номер версии (идентификационный номер версии)	1.37
Цифровой идентификатор ПО	-

В ПО Системы защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей с помощью системы паролей;
- контролем целостности данных в процессе выборки из базы данных;
- ведением журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 850 до 895;
Диапазон измерений кинематической вязкости нефти, сСт	от 6 до 35;
Диапазон измерений объемной доли воды в нефти, %	от 0,01 до 2;
Диапазон измерений массовой доли серы в нефти, %	от 0,2 до 3,5;
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0 до 10;
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 0 до +50;
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3;

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений кинематической вязкости нефти, %	±1,5;
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, %	±0,05;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли серы в нефти, %	±3,5;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %	±0,5;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2;
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений силы постоянного тока, %	±0,2;
Режим работы	непрерывный;
Массовая доля механических примесей в нефти, %, не более	0,05;
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³ , не более	300;
Содержание свободного газа, %	не допускается;
Температура окружающего воздуха, °С	от +20 до +30;
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 50 до 80;
Атмосферное давление, кПа	от 96 до 104.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр Системы в составе согласно руководству по эксплуатации.
2. Руководство по эксплуатации Системы.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений показателей качества нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0059-14 МП.

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0059-14 МП «ГСИ. Система измерительная показателей качества нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 29.10.2014 г.

Перечень основных эталонов применяемых при поверке:

- лабораторный анализатор плотности жидкости DMA-4100, пределы абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,1$ кг/м³ (Госреестр № 39787-08);
- вискозиметр Штабингера SVM-3000, пределы относительной погрешности измерений вязкости $\pm 0,3\%$ (Госреестр № 45144-10);
- термометр лабораторный электронный «ЛТ-300», пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,05$ °С (Госреестр № 45379-10);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- стандартные образцы массовой доли серы в минеральном масле – ГСО 8611-200, комплект SMO 10 (HL);
- калибратор давления модульный MC2-R (Госреестр № 28899-05);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

Нормативные документы, распространяющиеся на систему измерительную показателей качества нефти на выходе МН «Дружба-1,2» ЛПДС «Клин»

1. ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

вне сферы государственного регулирования.

Изготовитель ОАО «Нефтеавтоматика»
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
тел/факс (347) 228-81-70

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научной метрологической центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___»_____2015 г.