

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные КТС-ИУ

Назначение средства измерений

Установки измерительные КТС-ИУ (далее - КТС-ИУ) предназначены для измерения массового расхода и массы сырой нефти, объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, массового расхода и массы сепарированной нефти без учета воды, а также отображения, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла и применяются для модернизации действующих автоматизированных групповых замерных установок АГЗУ различных типов и вновь создаваемых в качестве функционально объединенного набора средств измерений и автоматизации таких установок с целью обеспечения требований ГОСТ Р 8. 615-2005.

Описание средства измерений

КТС-ИУ используется для измерения продукции скважин при условии ее предварительной сепарации с целью разделения газожидкостной смеси водонефтяную и газовую (нефтяной газ) составляющую.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы сырой нефти производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами.

Измерение количества выделившегося в процессе сепарации нефтяного газа, производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами или объемными расходомерами-счетчиками, позволяющими по измеренным значениям массы или объема газа в рабочих условиях, плотности нефтяного газа в стандартных условиях, определяемой на основании молярного состава газа, давления и температуры газа, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенные к стандартным условиям.

По результатам измерений массы сырой нефти и объемной доли воды (объемной доли нефти) в сырой нефти вычисляется значение массы нефти без учета воды.

В зависимости от диапазона измеряемых расходов сырой нефти и сводного нефтяного газа КТС-ИУ имеют четыре типоразмера – КТС-ИУ-120, КТС-ИУ-400, КТС-ИУ-700, КТС-ИУ-1500.

Конструктивно КТС-ИУ представляет собой измерительную установку, которая состоит из внесенных в Государственный реестр средств измерений массы жидкости и газа, плотности, температуры и объемного содержания нефти в водонефтяной смеси; набора регулирующей и запорной арматуры, необходимой для автоматизации процесса измерений, а так же блока управления и обработки информации.

КТС-ИУ обеспечивает выполнение прямых измерений:

- массы, плотности и температуры сырой нефти (водонефтяной смеси);
 - массы нефтяного газа;
 - объемной доли нефти в водонефтяной смеси;
 - времени исследования скважины и времени работы ее за отчетный период;
- а так же косвенных измерений:
- объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
 - массы нефти в водонефтяной смеси и расходов скважины по нефти и газу.

Для измерения массы и массового расхода сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (Госреестр № 45115-10);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчики жидкости массовые МАСК (Госреестр № 12182-09).

Для измерения количества нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые MicroMotion (Госреестр № 45115-10);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчики жидкости массовые МАСК (Госреестр № 12182-09);
- датчики расхода газа ДРГ.М (Госреестр № 26256-06).

Для измерения объемной доли воды (объемной доли нефти) в сырой нефти используются влагомер сырой нефти ВОЕСН (Госреестр № 32180-11);

В состав системы обработки информации входят: комплекс измерительно-вычислительный на базе модулей «ЭЛЕМЕР-ЕЛ-4000» (Госреестр № 43466-09), вторичная аппаратура средств измерений и программируемый логический контроллер Unitronics V570.

Установки обеспечивают для каждой, подключенной на измерение, нефтяной скважины:

- измерения массового расхода, массы плотности и температуры сепарированной сырой нефти;
- измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- измерения объемной доли воды в сырой нефти;
- индикацию, архивирование и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид КТС-ИУ приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид КТС-ИУ

Программное обеспечение

ПО КТС-ИУ представляет собой проект «ШКУ», разработанный в среде программирования «VisiLogic». Проект предназначен для исполнения в программируемом логическом контроллере (ПЛК) Unitronics V570.

Структурно проект состоит из следующих взаимосвязанных логических модулей:

- главный модуль «Main Module», запускается автоматически при включении питания и обеспечивает инициализацию остальных модулей;
- модуль «Console Driver», обслуживающий сенсорную панель управления ПЛК Unitronics;
- модуль «Archive Driver» сохраняет результаты измерений в архив;
- модули «Extercom Driver» и «Intercom Driver» обеспечивают общую настройку режимов работы КТС-ИУ и обмен данными с полевыми устройствами и верхним уровнем;
- модуль «Fieldbus Driver» реализует протоколы связи Modbus RTU;
- модуль «HMI», содержащий диалоговые окна сенсорной панели управления ПЛК Unitronics V570;
- вычислительный модуль «Measure Driver», реализующий расчетные алгоритмы КТС-ИУ;
- модуль «SD Driver», позволяющий считывать и сохранять копии настроек и архивов на SD-карту;
- модули «State Machine», «Target Driver», «Valves Driver» служат для управления исполнительными устройствами в составе КТС-ИУ.

ПО КТС-ИУ аттестовано, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-104/04-2013, выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 18.11.2013 г.

Таблица 1. Идентификационные данные ПО:

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО ШКУ контроллера Unitronics V570	3.7	204500c93515f4989d6 8268afc0f9631	MD-5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» согласно МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

- давление, МПа от 0,2 до 6,3
 - температура, °С от 5 до 85
 - кинематическая вязкость жидкости, м²/с от 1·10⁻⁶ до 150·10⁻⁶
 - плотность водонефтяной смеси, кг/м³ от 800 до 1180
 - плотность пластовой воды, кг/м³ от 1000 до 1100
 - плотность нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м³ от 0,7 до 1,2
 - объемная доля воды в сырой нефти, % до 98
 - объемная доля свободного газа в водонефтяной смеси, %, не более 2
- Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут) от 0,1 до 62,5
(от 2,4 до 1500).

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м³/ч (м³/сут) от 2 до 18750
(от 50 до 450000).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, % ± 2,5.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %

От 0 до 70 % ± 6;

Св.70 до 95 %	± 15;
Св. 95 до 98 %	± 30.
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %:	
От 0,1 до 70,0 %	± 1,0;
От 70 до 99,9 %	± 1,5.
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объемной доли нефти, %:	
От 30,0 до 99,9 %	± 4,0;
От 5,0 до 30,0 %	± 10,0;
От 2,0 до 5,0 %	± 18,0.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	
	± 5,0.
Условия эксплуатации:	
-температура окружающей среды, °С	
первичные преобразователи	от минус 40 до 50;
остальная аппаратура	от 5 до 50;
-относительная влажность воздуха, %, не более:	
первичные преобразователи при температуре плюс 35°С	95 %;
остальная аппаратура при температуре плюс 30°С	80 %.
Параметры питания электрических цепей	
- ток	переменный;
- напряжение, В	220 ⁺²² ₋₂₂ ;
- частота, Гц	50±1.
Потребляемая мощность,	не более 50 Вт.
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	2040 × 2000 × 2000.
Масса, кг	от 800 до 1350.
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69.
Срок службы, не менее	10 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Установка измерительная «КТС-ИУ»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости ЭД)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0046-2013 МП «ГСИ. Установки измерительные КТС-ИУ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 25.12.2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

1. Установка поверочная УПВ-100 (Госреестр № 32918-06).
2. Термостат жидкостный Термотест-100 (Госреестр № 39300-08);
3. Термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Госреестр № 32777-06).
4. Калибратор многофункциональный МС5-R (Госреестр № 22237-08).

5. Стенд испытательный ИС АГЗУ.
6. Стенд гидродинамический для влагомеров ВОЕСН.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в Рекомендации «ГСИ. Методика выполнения измерений количества сырой нефти и нефтяного газа на отдельной скважине с помощью измерительной установки «КТС-ИУ», утверждена ФГУП «ВНИИР» 20.03.2008 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные КТС-ИУ

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
2. ТУ 4213-020-0013793-2006 Установки измерительные «КТС-ИУ». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики» (ООО «БОЗНА»)
423200, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Бугульма, Воровского, 41
Телефон/факс: (85594) 9-45-15
E-mail: bozna@bozna.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
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

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.