

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки переносные учета добываемой скважинной продукции

Назначение средства измерений

Установки переносные учета добываемой скважинной продукции (далее – ПУУ ДСП) предназначены для автоматизированных измерений в потоке продукции нефтяной скважины: массы сырой нефти; массы сырой нефти без учета воды; объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям; давления и температуры сырой нефти и свободного нефтяного газа, а также индикации, регистрации и хранения измеренной и обработанной информации.

Описание средства измерений

ПУУ ДСП состоят из технологического блока и шкафа управления.

Основным элементом технологических блоков ПУУ ДСП является гидроциклонный сепаратор специальной малогабаритной конструкции, который конструктивно выполнено в виде вертикального цилиндра, состоящего из двух сепарационных емкостей: нижней и установленной на ней верхней.

Гидроциклонный сепаратор предназначен для непрерывного отделения газовой составляющей и обеспечения возможности измерения по отдельности расхода газа и жидкости. На выходе в жидкостной линии имеется пробоотборник для определения качества продукции скважины, в газовой линии имеется место для подключения газового пробоотборника. ПУУ ДСП имеют обратные клапаны по жидкости и по газу, а также манометр, датчики давления и температуры исследуемой жидкости.

Технологические блоки ПУУ ДСП собраны на опоре, изготовленной из профильного металла, а также имеет полку для удобства обслуживания, сливной канал с запорной арматурой.

ПУУ ДСП работают следующим образом. Газожидкостная смесь через рукав высокого давления и патрубок, расположенный на верхней части сепарационной емкости, тангенциально поступает в отверстие внутреннего цилиндра, который смещен относительно наружной оболочки до упора. Далее газожидкостная смесь плавно набирает угловую скорость вдоль внутреннего диаметра наружного цилиндра, и через канал, образовавшийся между наружным диаметром внутреннего цилиндра и внутренним диаметром наружного цилиндра, тангенциально поступает во второй цилиндр, где происходит выделение свободного газа от жидкости. Затем газ через регулирующий клапан, который открыт в это время, проходит в замерное устройство и далее через обратный клапан уходит в коллекторную линию. Жидкость при этом плавно стекает вниз по винтовому желобу, продолжая выделять газ, и дальше через боковые отверстия гильзы попадает в накопительную емкость, где постепенно накапливается и воздействует через поплавков на толкатель, связанный верхним концом с регулирующим клапаном газовой линии. Толкатель по мере заполнения емкости поднимается все выше, уменьшая тем самым проходное сечение регулирующего клапана газовой линии. Таким образом, уменьшая расход газа, регулируется расход жидкости через жидкостной измерительный узел. При этом уровень жидкости, поддерживающий через толкатель поплавков в верхнем положении, падает, и регулирующий газовый клапан открывается. Газ начинает уходить через измерительный узел в общую магистраль. Таким образом, происходит непрерывное отдельное измерение объема жидкости и газа.

ПУУ ДСП допускается использовать в составе групповых замерных установок для исследования нескольких скважин, используя существующие линии трубопроводов, систему

КИПиА, запорно-регулирующую арматуру и помещения, как при модернизации старых, так и для создания новых групповых замерных установок.

Шкаф управления ПУУ ДСП содержит контроллер сбора телеметрических данных КСТД-01 и вторичные блоки средств измерений, входящие в состав ПУУ ДСП.

Возможные варианты комплектации ПУУ ДСП, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты исполнения ПУУ ДСП

Обозначение	Комплектация		
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(ЖГ)М-ПР- ПА-ДТ	Датчик давления, влажномер поточный, датчик температуры	Массомер по жидкости и по газу	Пробоотборник ручной и автоматический
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(ЖГ)М-ПР-ПА	Датчик давления, влажномер поточный	Массомер по жидкости и по газу	Пробоотборник ручной и автоматический
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(ЖГ)М-ПР	Датчик давления, влажномер поточный	Массомер по жидкости и по газу	Пробоотборник ручной
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(Ж)М-ПР*	Датчик давления, влажномер поточный	Массомер по жидкости	Пробоотборник ручной
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(Ж)М-ПР-ДТ*	Датчик давления, датчик температуры	Массомер по жидкости	Пробоотборник ручной
ПУУ ДСП «Татинтек» 120/4.0-В-(Ж)М-ПР*	Датчик давления	Массомер по жидкости	Пробоотборник ручной

П р и м е ч а н и е * – Данные комплектации не измеряют объем свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

В состав ПУУ ДСП входят следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- расходомер массовый Promass 40E (Госреестр № 15201-11);
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-12);
- датчик давления Метран-55 (Госреестр № 18375-08);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270 (Госреестр № 21968-11);
- манометр показывающий с диапазоном измерения давления от 0 до 4,0 МПа и классом точности не хуже 0,6.

Дополнительно ПУУ ДСП комплектуются автоматическим или ручным пробоотборником сырой нефти, местом подключения устройства определения свободного нефтяного газа и растворенного газа, обратными клапанами.

ПУУ ДСП обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы и массового расхода сырой нефти;
- автоматизированное измерение объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- автоматизированное измерение массы нетто сырой нефти;
- автоматизированное измерение давления и температуры продукции нефтяных скважин;
- автоматический (ручной) отбор пробы сырой нефти;
- ручной отбор проб для измерения остаточного содержания свободного и растворенного газа в сырой нефти;
- ручной отбор проб свободного нефтяного газа для измерения его плотности.

Программное обеспечение

ПУУ ДСП имеют встроенное программное обеспечение (далее - ПО), выполняющее вычислительные функции в соответствии с назначением узлов учета и влияющее на их метрологические характеристики.

ПО состоит из контроллера сбора телеметрических данных «КСТД-01» в составе ПУУ ДСП.

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений (соответствие с выбранным методом измерений);
- преобразование сигналов первичных измерительных преобразователей в числовые значения измеряемых величин;
- вычисление результатов измерений.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 2

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	Программное обеспечение контроллера «КСТД-01» РРУ
Идентификационное наименование ПО	Ver10
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0xF5DF0E0E
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Уровень защиты программного обеспечения контроллера «КСТД-01» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий в соответствии с Р 50.2.077 – 2014.

Схемы пломбирования контроллеров «КСТД-01» от несанкционированного доступа приведены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 - Пломбировка корпуса контроллера «КСТД-01» (вид спереди)

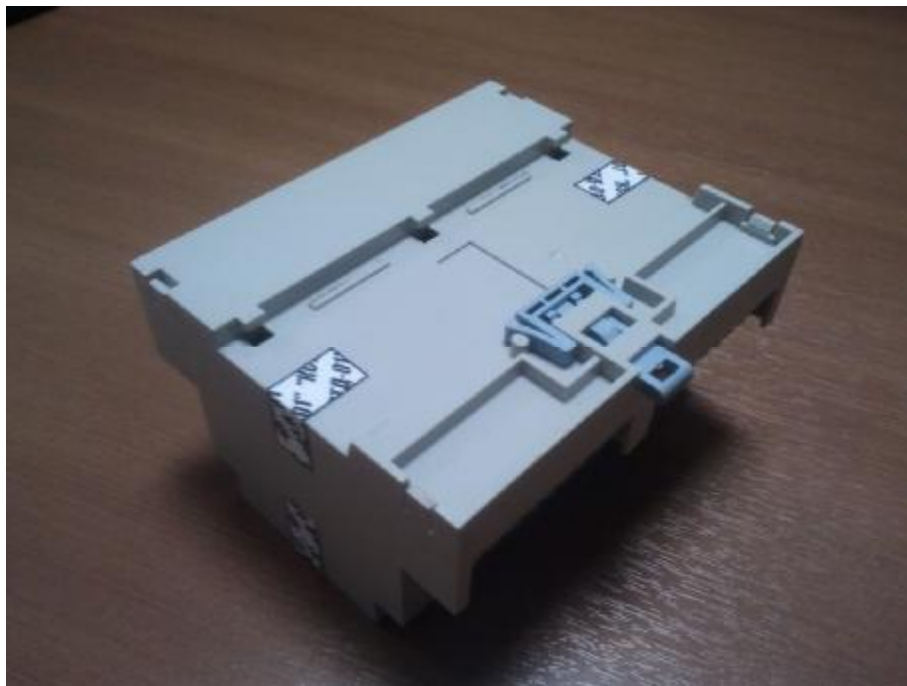


Рисунок 2 - Пломбировка корпуса контроллера «КСТД-01» (с обратной стороны)

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

- рабочее давление, МПа,	не более 4,0
- кинематическая вязкость, сСт,	не более 300
- объемное содержание воды, %	не более 98
- массовая доля механических примесей, %	не более 0,2
- объемное содержание сероводорода в газе, %	не более 0,1
- температура измеряемой среды, °С	от 0 до 70
- плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1000 до 1100;
- плотность нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,7 до 1,2;
- объемная доля свободного газа в сырой нефти, %,	не более 2;
- содержание растворенного газа в сырой нефти при рабочих условиях, %,	не более 10,0.
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,04 (1) до 5 (120)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	от 0 до 1425 м ³ /ч
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	от 1 до 34200 м ³ /сут
Диапазон измерений тока контроллером сбора телеметрических данных КСТД-01, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений силы постоянного тока контроллером сбора телеметрических данных КСТД-01 в рабочих условиях, %	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества импульсов контроллером сбора телеметрических данных КСТД-01 в рабочих условиях, имп.	± 1
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, не более	± 2,5%

Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям $\pm 5,0\%$

Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):

- 70%	$\pm 6,0 \%$
- 95%	$\pm 15,0 \%$
- 98%	$\pm 40,0 \%$

Потеря давления при максимальном расходе жидкости, МПа, не более 0,2

Класс помещений ПУУ ДСП по ПУЭ:

- технологического блока	В-1а
- шкафа управления	П-11а
- категория взрывоопасной смеси	ПА
- группа взрывоопасной смеси	ТЗ

Питание электрических цепей:

- род тока	переменный
- напряжение, В	220
- допустимое отклонение, %	от – 15 до + 10%
- частота, Гц	50+1
- потребляемая мощность, кВт,	не более 1

Габаритные размеры, мм, не более

- длина	2000
- ширина	800
- высота	1800

Масса установки учета, кг не более 600

Климатическое исполнение УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69

Срок службы, не менее 10 лет

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации ПУУ ДСП типографским способом, на таблички технологического и аппаратурного блока – методом гравировки или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Установки переносные учета добываемой скважинной продукции	В соответствии с заказом
Паспорт	1
Руководство по эксплуатации	1
Методика поверки	1

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0072-2015 «Инструкция ГСИ. Установки переносные учета добываемой скважинной продукции. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 27 февраля 2015 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная «ВЗЛЕТ ПУ» с воспроизводимый средний массовый расход воды от 0 до 5000 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.

- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 по ТУ 50.581-86;

- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л с диапазоном измерений объемной доли воды от 0,02 до 2,0 % и с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,03$ %;

- манометры грузопоршневые МП, кл. т. 0,05;

- устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения (в диапазоне температуры окружающей среды $20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$) $\pm 0,003$ мА, в диапазоне значений от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой основной относительной погрешности задания периода следования импульсов (в диапазоне температуры окружающей среды $20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$) $\pm 0,001$ %;

- термометр сопротивления эталонный ЭТС-100 с доверительной погрешностью термометра не более $\pm 0,15$ °С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в МН 555-2015 «Количество нефти и нефтяного газа извлекаемых из недр. Методика измерений установкой переносной учета добываемой скважинной продукции, свидетельство об аттестации № 01.00284-2010-017/01-2015.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки переносные учета добываемой скважинной продукции

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2. ТУ 3667-060-61818140-12 «Установки переносные учета добываемой скважинной продукции (ПУУ ДСП). Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»).

Адрес: 423450, РФ, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д.4.

факс (8553) 314-709; e-mail: info@tatintec.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

С.С. Голубев

М.п. «__» _____ 2015 г.