

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июля 2021 г. № 1408

Регистрационный № 27867-09

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные мобильные УЗМ

Назначение средства измерений

Установки измерительные мобильные УЗМ (далее - установки) предназначены для автоматических измерений массы скважинной жидкости, добываемой из нефтяных скважин, объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси (далее – НС), приведенного к стандартным условиям и массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Принцип работы установки основан на следующих методах измерений:

А) Методы измерений массового расхода и массы скважинной жидкости:

- метод гидростатического взвешивания;
- прямой метод динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых;

Б) Методы измерений объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям:

- косвенный метод «Р, V, Т»;

- прямой метод динамических измерений с применением расходомеров газа;

В) Методы измерений массового расхода скважинной жидкости за вычетом воды и попутного нефтяного газа:

- косвенный метод расчета объемной доли воды в скважинной жидкости по измеренному значению плотности жидкости;

- прямой метод измерений объемной доли воды в скважинной жидкости поточным преобразователем влагосодержания.

Установка выпускается в двух модификациях:

- УЗМ – в блок-боксах (мобильных зданиях), с возможностью установки на прицеп специальный;

- УЗМ.Т – в блок-боксах на базе шасси автомобиля.

В состав установки входит:

- блок технологический;

- блок контроля и управления;

- опционально: прицеп специальный (УЗМ) или шасси автомобиля (УЗМ.Т).

Технологический блок и блок контроля и управления представляют собой два отдельных помещения, расположенных в одном или нескольких закрытых блок-боксах или кузове-фургоне.

В технологическом блоке размещены трубопроводная обвязка, сепарационная емкость, первичные преобразователи средств измерений, запорная и регулирующая арматура, системы вентиляции.

Блок технологический обеспечивает:

- отделение свободного газа из смеси и выполнение цикла измерения расхода по жидкости и газу;
- передачу информации с датчиков давления, датчиков расхода, датчиков температуры и сигнализаторов (индикаторов) уровня в блок контроля и управления;
- визуальный контроль за технологическими параметрами: давление, уровень жидкости в емкости сепарационной.

В блоке контроля и управления размещены вторичные преобразователи средств измерений, средства электрического питания средств измерений, средства управления и электрического питания силового электрооборудования, блок управления и индикации (далее - БУИ).

Блок контроля и управления обеспечивает:

- электрическое питание КИПиА, установленных в блоке технологическом;
- управление и электрическое питание силового электрооборудования;
- прием сигналов с датчиков избыточного и дифференциального давлений, датчиков расхода, температуры и сигнализаторов (индикаторов) уровня;
- обработку сигналов по заданному в программе алгоритму и вычисление расходов по жидкости, компонентам (вода, нефть) и газу контролируемой скважины;
- передачу информации о параметрах измеряемой среды и нештатной ситуации на верхний уровень по стандартному интерфейсу RS 485 (RS 232) Modbus RTU, Modbus TCP/IP (Ethernet) и вывод данной информации на дисплей контроллера и/или панели оператора БУИ;
- сохранение в памяти информации о результатах измерений, полученных в автоматическом режиме в течение последних трех месяцев;
- контроль загазованности и пожара в блоке технологическом.
- опционально возможно управление внешним переключателем скважин многоходовым (ПСМ).

Общий вид установки и технологического блока приведен на рисунках 1а, 1б, 1в, 1г.



Рисунок 1а – Общий вид блок-боксов установки (технологического блока, блока контроля и управления)



Рисунок 1б – Общий вид установки на базе прицепа специального

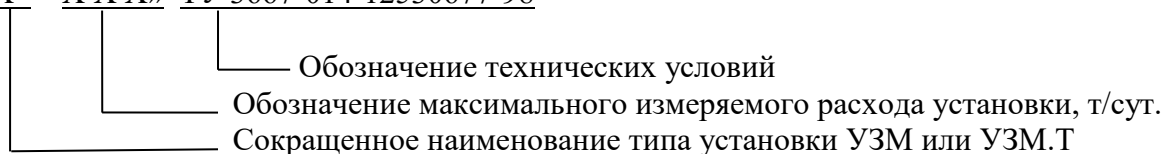


Рисунок 1в – Общий вид установки на базе шасси автомобиля



Рисунок 1г – Общий вид технологического блока

Структура условного обозначения установки:
«УЗМ. X – X X X» ТУ 3667-014-12530677-98



Пример записи обозначения установки:

Установка измерительная мобильная «УЗМ.Т-400» ТУ 3667-014-12530677-98, где:
УЗМ – установка измерительная мобильная, на базе шасси автомобиля, 400 – верхний предел измерения жидкости, т/сут.

Перечень применяемых в установке средств измерений и их регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (регистрационный номер) приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень средств измерений, применяемых в составе установки

Наименование средства измерений	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛИМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS мод. RC	75394-19
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS мод. RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR	27054-09

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Регистрационный номер
Расходомеры массовые Promass (мод. Promass 300, Promass 500)	68358-17
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS	78635-20
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260	77657-20
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Датчики расхода ДРГ.М	26256-06
Датчики расхода газа DYMETIC-1223M	77155-19
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-03
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-07
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	42678-09
Измерители обводненности Red Eye	47355-11
Плотномеры 804	47933-11
Преобразователи плотности и вязкости FDM,FVM,HFVM	62129-15
Плотномеры Sarasota	51945-12
Комплексы программно-технические «TREI»	38976-08
Комплексы измерительно вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5В»	19767-12
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200	63339-16
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200SP	60344-15
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200SP	74165-19
Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
Контроллеры универсальные МИКОНТ-186	54863-13
Термопреобразователи (датчики температуры) с унифицированным выходным сигналом (4-20) мА и допускаемой основной приведенной погрешностью измерений $\pm 0,25$ %	—
Преобразователи давления измерительные (датчики давления) с унифицированным выходным сигналом (4-20) мА и допускаемой приведенной погрешностью измерений $\pm 0,5$ %	—
Манометры показывающие, класс точности не ниже 1,5	—
Примечание – Комплектация каждого экземпляра установки определяется особыми требованиями заказчика и условиями эксплуатации.	

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным в контроллер в составе БУИ установки.

ПО установки обеспечивает автоматическое управление процессом измерения, преобразование входной информации о параметрах продукции нефтяных скважин и вычисление на их основе дебитов скважин по жидкости, воде, нефти и газу, отображение информации о процессе измерения, вычисления и измеренных параметров, передачу информации на верхний уровень.

Информационный обмен между контроллером в составе БУИ и верхним уровнем осуществляется при помощи протокола ModBUS RTU с использованием стандартного интерфейса RS-485.

Защита ПО установки измерительной мобильной УЗМ от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО установки с БУИ на базе комплексов программно-технических «TREI», систем управления модульных B&R X20, контроллеров SCADApack, контроллеров программируемых SIMATIC S7-300, контроллеров программируемых SIMATIC S7-1200, устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200SP, модулей измерительных контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500, контроллеров механизированного куста скважин КМКС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	БУИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	UZM2018
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	6ACB1F0C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО установки с БУИ на базе контроллеров универсальных «Миконт-186»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	БУИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	UZM2010
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	ED78
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Влияние на ПО установки измерительной мобильной УЗМ через стандартный интерфейс RS-485 отсутствует. Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики установки приведены в таблице 4, основные технические характеристики установки приведены в таблице 5.

Таблица 4 - Метрологические характеристики установки

Наименование параметра	Значение
Номинальные значения среднего (среднесуточного) массового расхода жидкости (номинальная пропускная способность) установки, т/сут.	400-1500 ¹⁾
Максимальное значение расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	1500000 ¹⁾
Пределы допускаемой основной ²⁾ относительной погрешности установки, %, при измерении: - массового расхода (массы) скважинной жидкости - объемного расхода (объема) попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	±2,5 ±5,0

Продолжение таблицы 4

Пределы допускаемой основной* относительной погрешности установки при измерении массы скважинной жидкости за вычетом воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в % объемных долях), %: до 70 % свыше 70 до 95% свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ в соответствии с методикой измерений, утвержденной и аттестованной в установленном порядке
¹⁾ в зависимости от типоразмера установки * Погрешности нормированы для нормальных условий испытаний на эталонах, аттестованных в установленном порядке	

Таблица 5 - Основные технические характеристики установки

Наименование параметра	Значение	
	УЗМ	УЗМ.Т
Рабочая среда	Нефтегазоводяная смесь	
Параметры рабочей среды: - верхний предел диапазона давления, МПа - рабочий диапазон температуры, °С - диапазон плотности жидкости, кг/м³ - максимальное газосодержание, приведенное к стандартным условиям, м³/т - объемное содержание воды, %, не более	4,0 (6,3;10,0) от -10 до +90 от 600 до 1200 2500 100	
Параметры электропитания: - линейное напряжение, В - фазное напряжение, В - частота, Гц - допустимые колебания напряжений, В - допустимые колебания частоты, Гц	380 220 50 от +10 до -10 от +1 до -1	
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	10	15
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	13000 2500 4000	10300 2510 4000
Масса установки, кг, не более	13600	18820
Масса кузова-фургона, кг, не более	9250	9250
Степень защиты	IP54	
Средняя наработка на отказ, ч	25000	
Средний срок службы, лет, не менее	10	
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 от 30 до 90 от 84 до 106	
Примечание – В таблице приведены максимальные диапазоны измерений для всех типов-размеров и исполнений установок. Диапазоны измерений для каждого экземпляра установки определяются ее комплектацией и указываются в паспорте и руководстве по эксплуатации.		

Знак утверждения типа

наносится на табличку блока контроля и управления установки фотохимическим способом методом глубокого травления, а также в центре титульных листов руководств по эксплуатации и паспортов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки установок соответствует таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность установок УЗМ

Наименование изделия	Обозначение	Количество, шт.
Установка измерительная мобильная УЗМ	XXX.00.00.000 (XXX.00.00.000-01)	1
Комплект монтажных частей	XXX.50.00.000 (XXX.50.00.000-01)	1
Комплект запасных частей	XXX.60.00.000	1
Комплект инструмента и принадлежностей	XXX.70.00.000	1
Инструкция. ГСИ. Установка измерительная мобильная УЗМ. Методика поверки	МП 0733-09-2018	1
Эксплуатационная документация согласно ведомости эксплуатационной документации	XXX.00.00.000ВЭ	1
XXX – шифр исполнения установок УЗМ согласно ТУ 3667-014-12530677-98		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем газа, извлекаемых из нефтяных скважин. Методика измерений установками измерительными мобильными УЗМ» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2020.37790).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным мобильным УЗМ

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ТУ 3667-014-12530677-98 Установка измерительная мобильная УЗМ. Технические условия

ПНСТ 360-2019 Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования