

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М

Назначение средства измерений

Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М (далее – установки) предназначены для измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, массового расхода и массы нефти без учета воды, объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, а также отображения, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

По принципу измерения, установки делятся на два типа: сепарационные и бессепарационные.

Принцип действия сепарационных установок основан на измерениях счетчиками-расходомерами параметров потока продукции нефтяной скважины. При подаче на вход установок продукции нефтяной скважины (нефтегазоводяной смеси) обеспечивается либо попеременное наполнение и опорожнение сепаратора жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в сепараторе постоянного уровня. При этом расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых параметров расхода, массы и объема. Влагомер регистрирует текущее содержание воды в жидкости (содержание воды в скважинной жидкости может также определяться лабораторным или расчетным методом).

Принцип действия бессепарационных установок основан на прямом измерении параметров скважинной жидкости многофазными расходомерами или счетчиками жидкости ЭМИС-МЕРА 300.

Контроллер обрабатывает информацию от средств измерений, отображает ее на дисплее и выдает информацию на интерфейсный выход согласно протоколу обмена.

В состав установок входят:

- блок технологический (далее – БТ);
- блок аппаратный (далее – БА).

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий для нормальной работы средств измерений и установленного в нем, технологического оборудования:

– счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модификаций R, F, CMF (тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № (далее – Регистрационный №) № 45115-16 и № 71393-18, далее – Micro Motion), или расходомеров-счетчиков массовых кориолисовых «ROTAMASS», модели RC (Регистрационный № 75394-19, далее – «ROTAMASS»), или расходомеров массовых «Promass» (Регистрационный № 15201-11 и № 57484-14 и 68358-17, далее – «Promass»), или счетчиков-расходомеров массовых СКАТ-С (Регистрационный № 75514-19, далее – СКАТ), или счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (Регистрационный № 77657-20, далее – ЭМИС-МАСС), или счетчиков-расходомеров массовых ЭЛМЕТРО-Фломак (Регистрационный № 47266-16, далее – ЭЛМЕТРО-Фломак), или счетчиков-расходомеров массовых МИР (Регистрационный № 68584-17, далее – МИР), или счетчиков-расходомеров массовых OPTIMASS x400 (Регистрационный № 53804-13 и № 77658-20, далее – OPTIMASS), или счетчиков-расходомеров массовых Штрай-Масс

(Регистрационный № 70629-18, далее – Штрай-Масс), или расходомеров многофазных РМФ (Регистрационный № 67947-17, далее – РМФ), или расходомеров многофазных Roxar MPFM 2600 (Регистрационный № 60272-15, далее Roxar), или расходомеров многофазных Pietro Fiorentini (Регистрационный № 74242-19, далее PF), или счетчиков жидкости ДЕБИТ-2 (Регистрационный № 75258-19, далее – ДЕБИТ), или счетчиков турбинных ТОР (Регистрационный № 64594-16, далее – ТОР), или счетчиков турбинных ТОР-Т (Регистрационный № 34071-17, далее – ТОР-Т), или счетчиков количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300 (Регистрационный № 65918-16, далее ЭМИС-МЕРА);

– счетчиков газа вихревых СВГ (Регистрационный № 13489-13, далее – СВГ), датчиков расхода газа ДРГ.М (Регистрационный № 26256-06, далее - ДРГ.М), или расходомеров-счетчиков газа ультразвуковых ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ) (Регистрационный № 73894-19, далее – ДРУ), или преобразователей расхода вихревых ЭМИС-ВИХРЬ 200 (Регистрационный № 42775-14, далее – ЭМИС-ВИХРЬ), или расходомеров-счетчиков вихревых ЭРВИП.НТ (Регистрационный № 60269-15, далее – ЭРВИП.НТ);

– измерителя обводненности Red Eye® моделей Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase (Регистрационный № 47355-11, далее – Red Eye), или влагомера сырой нефти ВСН-2 (Регистрационный № 24604-12, далее – ВСН-2), или влагомера поточного ВСН-АТ (Регистрационный № 62863-15, далее – ВСН-АТ), или влагомера нефти поточного ПВН-615Ф (Регистрационный № 63101-16, далее – ПВН-615Ф);

– датчиков давления;

– датчиков температуры;

– сепаратора, служащего для сепарации газа от жидкости (скважинной жидкости), оснащенного системой регулирования уровня жидкости (датчика гидростатического давления, поплавка и др.);

– переключателя скважин многоходового (далее – ПСМ);

– трубопроводной обвязки, служащей для соединения входов установки с входом сепаратора через ПСМ, и выходов сепаратора (жидкостной и газовой линии) – с выходным коллектором;

– системы отопления и вентиляции.

БА предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий для нормальной работы устанавливаемого в нем оборудования:

– контроллера SCADAPack (Регистрационный № 69436-17, далее – SCADAPack), или контроллера программируемого DirectLOGIC (Регистрационный № 65466-16, далее – DirectLOGIC), или контроллера измерительного R-AT-MM (Регистрационный № 61017-15, далее – R-AT-MM), или контроллера измерительного AT-8000 (Регистрационный № 61018-15, далее – AT-8000), или систем управления модульных B&R X20 (Регистрационный № 57232-14, далее – B&R), или контроллеров механизированного куста скважин КМКС (Регистрационный № 50210-12, далее – КМКС), или контроллеров измерительных K15 (Регистрационный № 75449-19, далее – K15);

– шкафа силового для питания установки, систем отопления, освещения и вентиляции;

– шкафа вторичного оборудования (с газоанализатором и охранно-пожарной сигнализацией).

Установки имеют модификации, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации установок

Модификации	Контроллер	Счетчик скважинной жидкости	Счетчик нефтяного газа	Влагомер
1	2	3	4	5
«Т»-ГЗУ-М1	SCADAPack	Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак,	Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак,	RED EYE, ВСН-2, ВСН-АТ, ПВН-615Ф

		МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс, РМФ, ДЕБИТ, ТОР, ТОР-Т	МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
--	--	---	------------------------------	--

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
«Т»-ГЗУ-М2	SCADAPack	Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО- Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс, РМФ, ДЕБИТ, ТОР, ТОР-Т	СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	RED EYE, BCH-2, BCH-AT, ПВН-615Ф
«Т»-ГЗУ-М3	DirectLOGIC		Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
«Т»-ГЗУ-М4			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-М5	R-AT-MM	Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс, РМФ, ДЕБИТ, ТОР, ТОР-Т	Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	RED EYE, BCH-2, BCH-AT, ПВН-615Ф
«Т»-ГЗУ-М6			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-М7	AT-8000		Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
«Т»-ГЗУ-М8			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-М9	B&R		Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
«Т»-ГЗУ-М10			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-М11	КМКС		Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
«Т»-ГЗУ-М12			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС- ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-М13	K15		Micro Motion, «ROTAMASS», «Promass», СКАТ, ЭМИС-МАСС, ЭЛМЕТРО-Фломак, МИР, OPTIMASS, Штрай-Масс	
«Т»-ГЗУ-М14			СВГ, ДРГ.М, ДРУ, ЭРВИП.НТ, ЭМИС-	

			ВИХРЬ	
«Т»-ГЗУ-M15	SCADAPack, DirectLOGIC, B&R, KMKC, K15	ЭМИС-МЕРА	—	—
«Т»-ГЗУ-M16		РМФ, Roxar, PF		

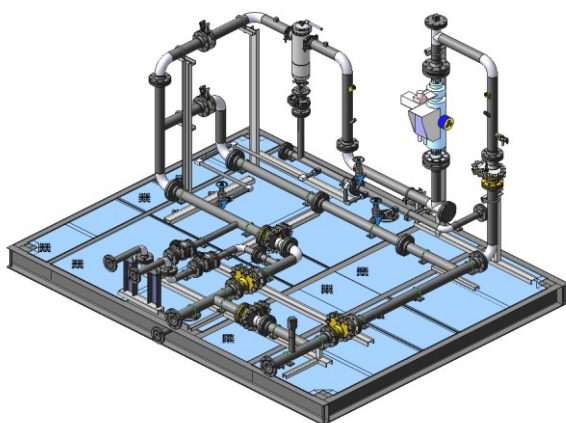
В зависимости от модификации, установки обеспечивают:

- прямые измерения массового расхода и массы скважинной жидкости;
- прямые и косвенные измерения объемного расхода и объема газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к стандартным условиям;
- прямые и косвенные измерения объемной доли воды в скважинной жидкости;
- косвенные измерения массового расхода и массы сепарированной нефти без учета воды.

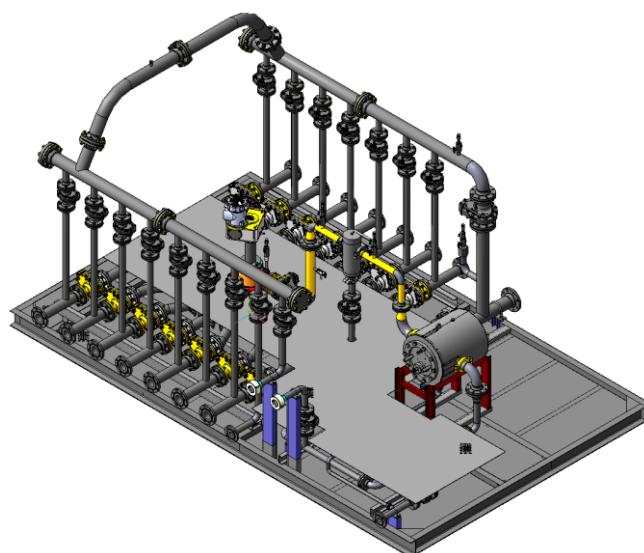
Общий вид установок представлен на рисунке 1.

Заводской (серийный) номер установок наносится ударным методом на таблички, которые крепятся снаружи на блок-боксы БА и БТ. Места расположения табличек с заводскими (серийными) номерами показаны на рисунке 2.

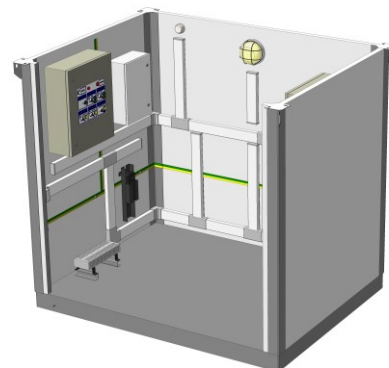
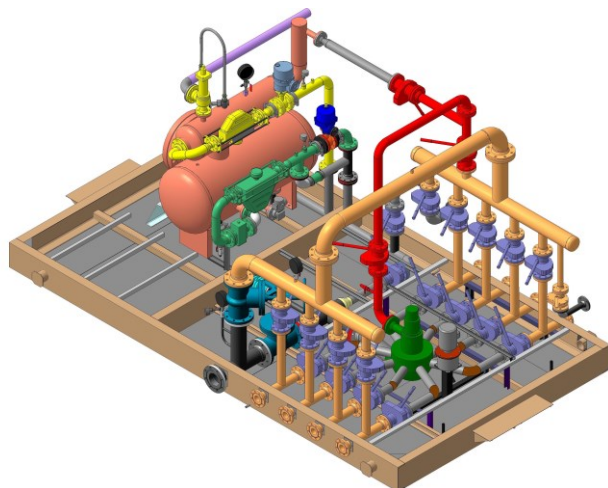
Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение нанесения пломб или наклеек в места, указанные стрелками на рисунке 3.



Блок технологический бессепарационного типа на базе многофазного расходомера



Блок технологический бессепарационного типа на базе расходомера ЭМИС-МЕРА 300



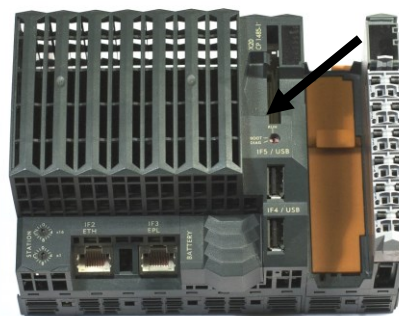
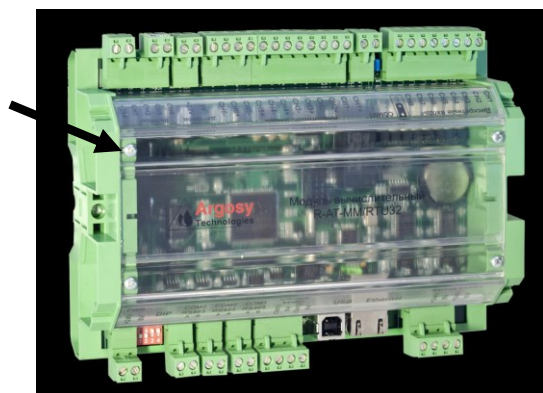
Блок технологический сепарационного типа

Блок аппаратный

Рисунок 1 - Общий вид установок



Рисунок 2 - Схема нанесения заводских (серийных) номеров



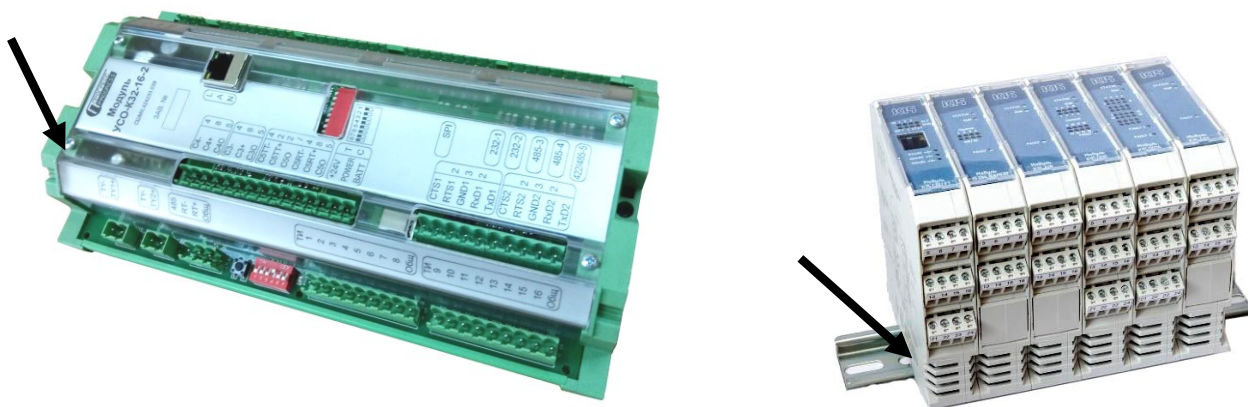


Рисунок 3 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение нанесения пломб или наклеек

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок обеспечивает сбор, учет, хранение и передачу информации о количестве извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа и их параметров. Система контроля и управления состоит из контроллера и сенсорной ЖК панели установленных в шкафу управления.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части программного обеспечения и измеренных (вычисленных) данных. ПО на метрологические характеристики установок влияние не оказывает.

Идентификационные данные программного обеспечения (далее - ПО) установок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
	R-AT-MM	SCADA Pack	Direct LOGIC	AT-8000	B&R	КМКС	K15
Идентификационное наименование ПО	DebitCalc	GZU_SP	GZU_DL	DebitCalc	GZU_BR	qmicro	GZU_K15
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже V0.1	Не ниже 25	Не ниже 14	Не ниже V0.1	Не ниже 1.14	Не ниже 03.12.0091	Не ниже v1.03
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—	—	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблице 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода скважинной жидкости, т/сут - установок сепарационного типа	от 2 до 3000*

- установок бессепарационного типа	от 2 до 5000*
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	
- установок сепарационного типа	от 50 до 500000*
- установок бессепарационного типа	от 0 до 1500000*
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерительной установки при измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %:	
- от 0 до 70%	±6
- свыше 70 до 95%	±15
- свыше 95 %	по методике измерений
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5
* приведен общий для всего модельного ряда установок	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Параметры
Характеристики рабочей среды:	
Измеряемая среда	Скважинная жидкость
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более	6,3 (64)
Температура измеряемой скважинной жидкости, °С	
- установок сепарационного типа	от +1 до +90
- установок бессепарационного типа	от –40 до +130
Плотность скважинной жидкости, кг/м ³	от 700 до 1299
Объемная доля пластовой воды в скважинной жидкости, %, не более	99
Технические характеристики:	
Напряжение питания от сети переменного тока, В	380 ⁺³⁸ _{–57} ; 220 ⁺²² _{–33}
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
Температура внутри блоков, °С	от +5 до +35
Влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более	
Блок технологический	9000x3200x3800
Блок аппаратный	3100x3100x2600
Масса установки, кг, не более	
Блок технологический	16000
Блок аппаратный	2000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации установок типографическим способом, на табличках БТ и БА – методом гравировки.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок измерительных типа «Т»-ГЗУ-М приведен в таблице 5.
Таблица 5 – Комплект поставки установок измерительных типа «Т»-ГЗУ-М

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная типа «Т»-ГЗУ-М: Блок технологический Блок аппаратурный	«Т»-ГЗУ-Мх	1 шт.
Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М. Руководство по эксплуатации	«Т»-ГЗУ-М.00.000 РЭ	1 экз.
Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М. Паспорт	«Т»-ГЗУ-М.00.000 ПС	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М. Методика поверки	МП 1249-9-2021	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на составные части установки	—	1 компл.
Комплект монтажных частей	—	1 компл.
Комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей согласно ведомости ЗИП	«Т»-ГЗУ-М.00.000 ЗИ	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных типа «Т»-ГЗУ-М»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным типа «Т»-ГЗУ-М

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

ТУ 3667-014-49652808-2009 Установки измерительные типа «Т»-ГЗУ-М. Технические условия