

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МАССА»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «МАССА» (далее - установки) предназначены для измерений массового расхода и массы сырой нефти, объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, массового расхода и массы сырой сепарированной нефти без учета воды, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

В состав установки входят:

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

БТ (рис. 1) выполнен в виде утепленного помещения и используется для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем технологического оборудования и средств измерений, входящих в установку:

- счетчиков – расходомеров массовых MICRO MOTION (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) зарегистрированный в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под регистрационным номером (далее - регистрационный №45115-10);

- счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых ROTAMASS, (модификаций RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR) (регистрационный № 27054-09);

- расходомеров массовых «Promass» (регистрационный №№ 15201-11);

- счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 42953-15);

- счетчиков-расходомеров массовых ЭЛИМЕТРО-Фломак (регистрационный № 47266-11);

- счетчиков газа вихревых СВГ (регистрационный № 13489-07);

- датчиков расхода газа ДРГ.М (регистрационный № 26256-04);

- влагомеров сырой нефти ВСН-ПИК (регистрационный № 38121-08);

- влагомеров сырой нефти ВСН-2 (регистрационный № 24604-12);

- влагомеров сырой нефти ВСН-АТ (регистрационный № 42678-09);

- сепаратора, служащего для отделения газа от жидкости (сырой нефти) и оснащенного системой управления сливом емкости механического типа (поплавок, газовая заслонка и регулятор расхода), электронного типа (датчик гидростатического давления и клапаны с электроприводами на жидкостной и газовой замерных линиях) и совмещенного типа;

- датчиков температуры;

- датчиков давления;

- запорной и запорно-регулирующей арматуры (клапаны, заслонки, регуляторы расхода и др.);

- системы технологических трубопроводов;

- системы отопления и вентиляции.

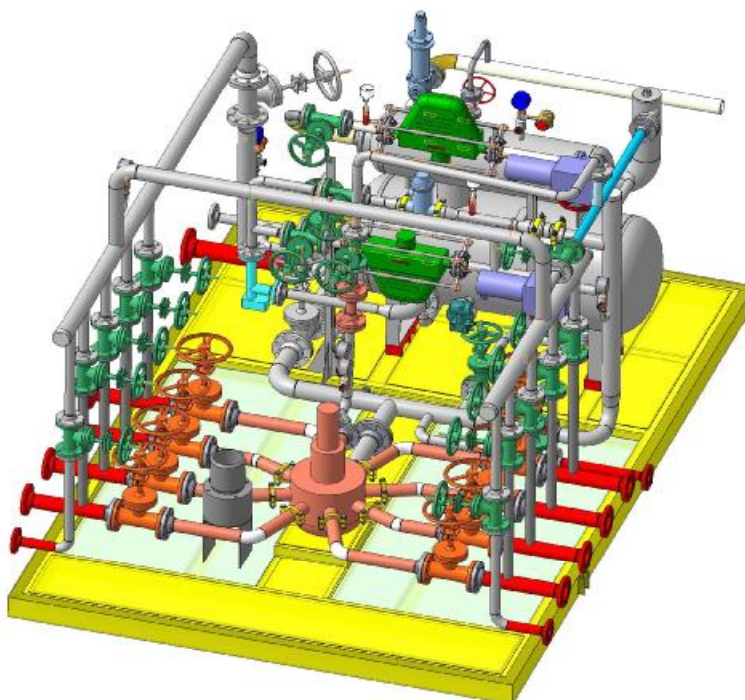


Рис. 1. Вид БТ установки изнутри.

Сепаратор выполнен в виде двух горизонтально, один над другим, расположенных цилиндрических сосудов.

Для некоторых типоразмеров установок могут применяться вертикальные нефтегазовые сепараторы оборудование и работа которых идентичны описанным.

При подаче на вход установки измерительной «МАССА» продукции нефтяной скважин установки обеспечивают либо попеременное наполнение и опорожнение сепаратора жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в сепараторе постоянного уровня.

БА выполнен в виде утепленного помещения, внутри которого размещены система управления и обработки информации (далее - СУОИ) и силовой шкаф, а также смонтированы вторичные приборы пожарной сигнализации и сигнализации загазованности. Для поддержания необходимой положительной температуры в помещении установлен обогреватель. БА используется для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем оборудования:

- системы управления и обработки информации, в состав которой входит:
- контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000 (регистрационный № 50107-12) или контроллеры программируемые DirectLOGIC или системы управления модульной В&R X20 (регистрационный № 57232-14);
- шкафа силового для питания установки, систем отопления, освещения, вентиляции;
- шкафа вторичного оборудования (с сигнализацией загазованности и пожаро - охранной сигнализацией).

Установки измерительные «МАССА» для каждой подключенной на измерение скважины осуществляют следующие виды измерений:

- прямые измерения массового расхода и массы сырой нефти;
- прямые и косвенные измерения объемного расхода и объема газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к нормальным условиям;

- прямые и косвенные измерения объемной доли воды в сырой нефти;
- косвенные измерения массового расхода и массы сепарированной нефти.

Газожидкостная смесь от скважин поступает на узел переключения, где с помощью системы автоматики или вручную выбирается скважина, которую нужно поставить на измерение. Продукция с остальных скважин через байпасную линию направляется в общий выходной коллектор. Продукция измеряемой скважины поступает в циклон сепаратора, где она разделяется на жидкость и газ. Газ попадает в верхнюю полость сепаратора и, пройдя через регулятор расхода и расходомер, уходит в общий коллектор. Жидкость стекает по полкам в накопительный сосуд сепаратора.

По мере роста уровня жидкости регулятор расхода на газовой линии закрывается, увеличивая сопротивление выходу газа, что ведет к возрастанию перепада давления между полостями сепаратора и коллектором.

При достижении перепада давления, достаточного для слива емкости сепарационной, открывается регулятора расхода на жидкостной линии, жидкость через влагомер, расходомер и регулятор расхода начинает поступать в коллектор и ее уровень в сепараторе стабилизируется.

В момент открытия регулятора расхода жидкости, при поступлении в систему управления СУОИ от расходомера сигнала, превышающего нулевое значение, включается таймер отсчета времени измерения и в СУОИ начинает поступать измерительная информация.

По мере слива жидкости из сепаратора, уровень ее падает и давление в сепараторе постепенно уменьшается.

В момент закрытия регулятора расхода жидкости выходной сигнал расходомера принимает нулевое значение, отсчет расхода жидкости прекращается, но счет времени продолжается до следующего открытия клапана. При этом значение времени измерения фиксируется в памяти СУОИ.

Таким же образом производятся измерения объемного расхода газа.

Программное обеспечение

Уровень защита программного обеспечения (далее – 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.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	SCADAPack 32	SCADAPack 330	SCADAPack 334	DirectLOGIC 205	B&R
Идентификационное наименование ПО	ISaGRAF 2.21.mot	ISaGRAF 1.61.mot	ISaGRAF 1.61.mot	D260v270.bin	Automation Studio
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 2.20	Не ниже 1.61	Не ниже 1.61	Не ниже 2.70	Не ниже 1.2
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок измерительных «МАССА» приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2. Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,1667 до 166,7 (от 4 до 4000)
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 0,2083 до 29167 (от 5 до 700000)
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 объемных долях), %: - от 0 до 70% - свыше 70% до 95% - свыше 95%	±6 ±15 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5

Таблица 3. Технические характеристики

Наименование характеристики	Параметры
Рабочая среда	Продукция нефтяных скважин
Температура рабочей среды, °С	от 0 до +95
Рабочее избыточное давление, МПа (кгс/см ²), не более	4 (40); 6,3 (63); 16 (160)
Плотность жидкости, кг/м ³	от 680 до 1200
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	100
Газовый фактор, м ³ /т, не более	1000
Напряжение питания от сети переменного тока, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Количество подключаемых на замер скважин	от 1 до 14
Габаритные размеры, мм, не более - БТ - БА	10000х3200х3500 6000х3200х3500
Масса установки, кг, не более - БТ - БА	16000 2000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	36000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в центре титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта установок типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «МАССА»: Блок технологический Блок автоматики		1 шт.
Установки измерительные «МАССА». Руководство по эксплуатации	КМРН611.136.001РЭ	1 экз.
Установки измерительные «МАССА». Паспорт	КМРН 611.136.001ПС	1 экз.
Установки измерительные «МАССА». Формуляр	КМРН 611.136.001Ф	1 экз.
МП 0414-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МАССА». Методика поверки»		1 экз.
Комплект эксплуатационной документации на составные части установки		1 компл.
Комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей согласно ведомости ЗИП		1 компл.
Блок подачи реагента, блок подогрева, блок фильтрации (при необходимости)		

Поверка

Поверка осуществляется по документу МП 0414-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МАССА». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» от 20 апреля 2016 года.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном расходов от 2 до 110 т/ч (для жидкости), от 0,1 до 250 м³/ч (для газа), суммарные неопределенности: расхода газа находится в пределах $\pm 0,38$ %, расхода жидкости находится в пределах $\pm 0,46$ %;

- эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %.

- эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений содержатся в документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением «Установок измерительных «МАССА», утвержденном ФГУП «ВНИИР» от «24» марта 2016 года (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/1709-16 от «24» марта 2016 г.)

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МАССА»

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

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

ТУ 3667-021-00136656-2007 Технические условия «Установки измерительные «МАССА» с изменениями № 1 и № 2.

Изготовитель

ОАО «Завод «Нефтегазмаш», 410044, г. Саратов, пр-кт 50 лет Октября.

ИНН 6453009683

Телефон: +7 (8452) 63-32-78;63-04-80

Факс: +7(8452) 63-34-37

E-mail:

ngm@renet.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.п.

С.С. Голубев
«___» _____ 2016 г.