

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МАССА»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «МАССА», предназначены для измерения массового расхода и массы сырой нефти, объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к нормальным 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.

Описание средства измерений

Принцип действия установок измерительных «МАССА» основан на измерении счетчиками-расходомерами массовыми параметров потока продукции нефтяной скважины.

При подаче на вход установки измерительной «МАССА» продукции нефтяной скважины (газожидкостной смеси) установка обеспечивает 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, а контроллер обрабатывает информацию от средств измерений, отображает её на дисплее и выдает информацию на интерфейсные выходы согласно протоколу обмена.

В состав установок измерительных «МАССА» входят:

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

БТ используется для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем технологического оборудования, а также средств измерений, входящих в установку:

- счетчиков – расходомеров массовых «MICRO MOTION» серий F, CMF (Госреестр № 45115-10) или счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «RotaMass», модификаций RCCS, RCCT, RCCF, модели 30-39 (Госреестр № 27054-09) или расходомеров массовых «Promass» (Госреестр № 15201-11);
- влагомера сырой нефти ВСН-ПИК (Госреестр № 38121-08) или ВСН-2-АТ (Госреестр № 24604-12);
- термопреобразователей с унифицированным выходным сигналом серии Метран-2700 (Госреестр № 38548-08) или термопреобразователей ТСМУ014, ТСМУ015, ТСПУ014, ТСПУ015 (Госреестр № 46437-11) или термопреобразователей ТСМУ 0104, ТСПУ 0104, ТХАУ 0104, ТХКУ 0104 (Госреестр № 29336-05);
- преобразователей избыточного давления Endress+Hauser Cerabar MP 131 (Госреестр № 41560-09) или датчиков давления Метран 55 (Госреестр № 18375-08), Метран 100 (Госреестр № 22235-08), Метран 150 (Госреестр № 32854-09), или датчиков давления МС 2000 (Госреестр № 17974-11);
- сепаратора, служащего для отделения газа от жидкости (сырой нефти) и оснащенного системой регулирования уровня жидкости, накапливаемой в сепараторе состоящей из:
 - уровнемера (датчика гидростатического давления, поплавка и др.);
 - запорной и запорно-регулирующей арматуры (клапаны, заслонки, регуляторы расхода и др.);
 - распределительного устройства, (переключатель скважный многоходовой - ПСМ, или краны шаровые трехходовые с электроприводами - К, или задвижки клиновые – З, или задвижка с электроприводом – ЗЭ);

- трубопроводной обвязки, служащей для соединения входов установки с входом сепаратора через распределительное устройство, и выходов сепаратора (жидкостной и газовой линии) с выходным коллектором;
- системы отопления и вентиляции.

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

- системы управления и обработки информации (СУОИ), в состав которой входит:
- контроллер программируемый Siemens SIMATIC S7-300 (Госреестр № 15772-11) или контроллер программируемый Siemens SIMATIC S7-400 (Госреестр № 15773-11) или контроллер программируемый Siemens SIMATIC S7-1200 (Госреестр № 45217-10) или контроллер SCADApack на основе измерительных модулей серии 5000 (Госреестр № 50107-12) или контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator (Госреестр № 17444-11);
- шкафа силового питания установки, систем отопления, освещения, вентиляции;
- шкафа вторичного оборудования (с газоанализатором и пожаро - охранной сигнализацией).

Установка имеет модификации, указанные в таблице 1:

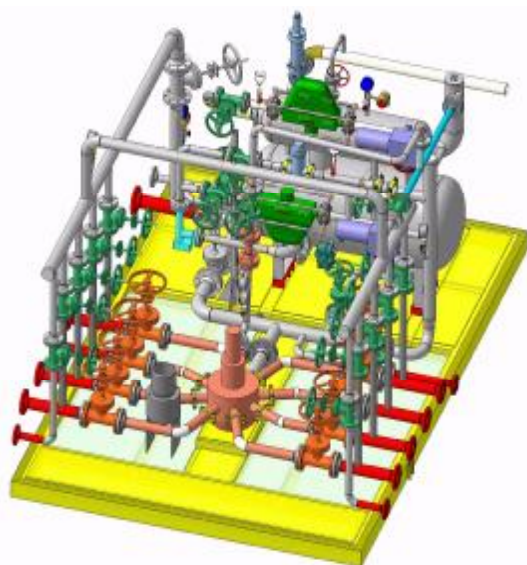
Т а б л и ц а 1

№	Наименование	Контроллеры программируемые	Счетчики – расходомеры	Влагомеры сырой нефти	Преобразователи
1	МАССА-01	Siemens SIMATIC S7-300, S7-400, S7-1200	«MICRO MOTION» серий F, CMF; «RotaMass»; «Promass»	ВСН-ПИК ВСН-2-АТ	Термопреобразователи: Метран-2700; ТСМУ014, ТСПУ015, ТСПУ014, ТСПУ 0104, ТХАУ 0104, ТХКУ 0104 Датчики давления Метран 55, 100, 150, МС 2000 преобразователи избыточного давления Endress+ Hauser Cerabar MP 131
2	МАССА-02	SCADApack на основе измерительных модулей серии 5000			
3	МАССА-03	DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator			

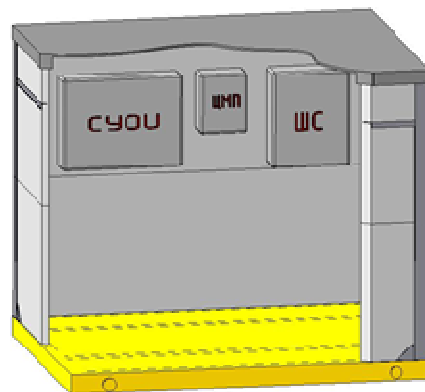
Установки измерительные «МАССА» обеспечивают для каждой подключенной на измерение скважины:

- 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.

Общий вид установок измерительных «МАССА» приведен на рисунке 1.



Блок технологический (БТ)



Блок автоматики (БА)

Рисунок 1- Общий вид установки измерительной групповой «МАССА»

Программное обеспечение системы управления и обработки информации установки измерительной «МАССА» обеспечивает сбор, учет, хранение и передачу информации о количестве извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа и их параметров.

Идентификационные данные программного обеспечения системы управления и обработки информации установки измерительной «МАССА» приведены в таблице 2:

Т а б л и ц а 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО СУОИ АМС.218.00. АТХ	ПО АМС Нефтегазмаш	v.2	----	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения системы управления и обработки информации установки измерительной «МАССА» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Уровень защиты программного обеспечения контроллеров выполнено в соответствии с их описанием типа.

Пломбы предприятия – изготовителя наносятся:

- в места, указанные в руководствах по эксплуатации на составные части установки - для предотвращения доступа к электронным частям установок.
- в места, указанные стрелками на контроллер установки, путем нанесения пломб или наклеек (рис.2).



Рисунок 2 - Схема пломбирования контроллера установок

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 - Основные технические характеристики установки измерительной «МАССА».

п/п	Характеристики	Параметры
1	Диапазон измерения расхода жидкости, т/сут Диапазон измерений объемного расхода газа в нормальных условиях, м ³ /сут	от 4 до 4000 от 5 до 600000
2	Рабочее избыточное давление, МПа (кгс/см ²), не более	4 (40); 6,3 (63); 16 (160)
3	Температура измеряемой жидкости, °С	от плюс 5 до плюс 70
4	Плотность жидкости, кг/м ³	от 680 до 1100
5	Максимальное значение содержания газа в жидкости в нормальных условиях (газовый фактор), н. м ³ /т	150
6	Обводненность сырой нефти, %, не более	98
7	Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Температура внутри блоков, °С Влажность окружающего воздуха, %, не более Влажность внутри блоков, % Атмосферное давление, кПа	от минус 60 до плюс 40 от плюс 5 до плюс 35 98 от 30 до 80 от 84 до 106,7
8	Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы (М) и массового расхода (Q _ж) сырой нефти, % Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы (М _н) и массового расхода (Q _н) нефти без учета воды, при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), % - до 70 % - от 70 % до 95 % Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объема (V) и объемного расхода (Q _г) газа приведенных к нормальным условиям, %	± 2,5 ± 6 ± 15 ± 5
9	Напряжение питания от сети переменного тока, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃

10	Потребляемая мощность, кВт, не более	10
	Количество входов для подключения к скважинам	от 1 до 14
11	Габаритные размеры, мм, не более Блок технологически Блок автоматики	10000x3200x3500 3200x3200x3500
12	Масса установки, кг, не более Блок технологически Блок автоматики	16000 2000
13	Средняя наработка на отказ, ч, не менее	36000
14	Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на металлическую маркировочную табличку, крепящуюся снаружи БТ и БА, методом фотохимического травления или аппликацией, а также в центр титульных листов паспорта, формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность

Комплект поставки установок приведен в таблице 4.

Т а б л и ц а 4

№	Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
1	Установка измерительная «МАССА»: Блок технологический Блок автоматики	МАССА-01 МАССА-02 МАССА-03	1 шт.	Модификации по заказу потребителя
2	Установки измерительные «МАССА». Руководство по эксплуатации.	КМРН611.136.001РЭ	1 экз.	
3	Установки измерительные «МАССА». Паспорт	КМРН611.136.001ПС	1 экз.	
4	Установки измерительные «МАССА». Формуляр.	КМРН 611.136.001Ф	1 экз.	
5	Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МАССА». Методика поверки.	КМРН 611.136.001МП	1 экз.	
6	Комплект эксплуатационной документации на составные части установки		1 компл.	
7	Комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей согласно ведомости ЗИП		1 компл.	
8	Блок подачи реагента, блок подогрева, блок фильтрации.			По отдельному заказу потребителя

Поверка

осуществляется по документу КМРН 611.136.001МП «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МАССА». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 11 февраля 2013 г.

Основные средства поверки:

- частотомер электронно-счетный ЧЗ-63, диапазон измеряемых длительностей импульсов от 0,1 мкс до 10 с (10 МГц-10⁻⁴ Гц), погрешность измерения частоты в пределах $\pm 5 \cdot 10^{-7} \pm 1$ ед.сч.;
- калибратор функциональный МС2-R, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 25 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm (0,02 \% \text{ показания} + 1,5 \text{ мкА})$;
- барометр aneroid МД-49-А, диапазон измерения от 380 до 810 мм рт. ст., погрешность в пределах $\pm 1,0$ мм рт. ст.;
- термометр ртутный стеклянный ТЛ - 4, диапазон измерений от 0 °С до 54 °С, пределы абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Допускается использование других средств измерений с техническими характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений содержатся в документе: «ГСИ. Количество нефти и нефтяного газа извлекаемых из недр. Методика измерений установками измерительными «МАССА». Свидетельство № 01.00257-2008/23802-11 выдано ФГУП «ВНИИР» 27.12.2011.

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

- 1 ГОСТ Р 8.618-2006 «Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расхода газа».
- 2 ГОСТ 8.510-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 3 ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
- 4 ТУ3667-021-00136656-2007 Установки измерительные «МАССА». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Выполнение работ по оценке соответствия промышленной продукции.

Изготовитель

ОАО «Завод «Нефтегазмаш»; Россия, 410044, ОАО «Завод «Нефтегазмаш», проспект 50 лет Октября, тел. 8 (8452) 63-34-37.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии». Регистрационный номер 30006-09. Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А. Тел. (843)272-70-62 Факс 272-00-32 e-mail: vniiir@bk.ru

Заместитель Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.