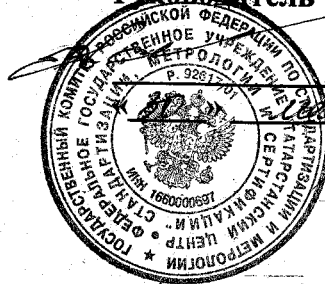


**О П И С А Н И Е
УСТАНОВОК МАССОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СТАЦИОНАРНЫХ
ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ТИПА «АСМА»**

«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦ и СИ ТЦ СМС

Фатхутдинов М.А.
2002г.



Установки массоизмерительные стационарные для нефтяных скважин типа «АСМА»	Внесены в Государственный реестр средств измерений регистрационный № 14056-01 Взамен №
--	---

Выпускаются по ТУ 39-00137093-025-94

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки массоизмерительные стационарные для нефтяных скважин типа «АСМА» и их модификации (в дальнейшем по тексту – установки), предназначены для измерения среднесуточных дебитов по жидкости, нефти и воде и объема попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды установки соответствуют исполнению УХЛ1 по ГОСТ 15150, но для работы от минус 45 °С до плюс 50 °С.

Класс помещений установок по ПУЭ:

- | | |
|-----------------------|-------|
| технологические блоки | В-Ia |
| аппаратурные блоки | П-IIa |

Пример условного обозначения установки:

Установка АСМА-40-10-400-300-1-А-МП

а б в г д е ж и

- а) товарный знак;
- б) рабочее давление, кгс/см²;
- в) количество контролируемых скважин;
- г) максимальный дебит по жидкости любой из скважин, т/сутки;
- д) максимальный дебит по газу любой из скважин, приведенный к нормальным условиям $\times 10^3$ м³/сутки;

е) тип влагомера:

1 - на основе преобразователей гидростатического давления;

2 - отечественного или зарубежного производства;

ж) тип газоизмерительного устройства, состоящего из:

А - счетчиков газа типа АГАТ-1М;

Б - счетчиков газа типа АГАТ-1М и сужающего устройства;

В - счетчиков газа типа СВГ;

Г - других типов приборов или преобразователей.

При отсутствии в установке влагомера и газоизмерительного устройства, в обозначении установки они не приводятся.

и) тип применяемых переключателей скважин на режим измерения:

МП - многоходовой переключатель скважин;

ПК - переключающие клапаны с электроприводами.

О П И С А Н И Е

Любая из модификаций установок состоит из технологического и аппаратурного блоков, которые размещаются на основании с воздушным зазором между блоками не менее 50 мм.

В технологическом блоке размещаются:

сепаратор с каплеуловителем;

фильтр;

измерительная емкость с пробоотборником, тензометрическим датчиком силы, шарнирными соединениями и фиксирующим устройством;

клапаны запорный и переключающий с электроприводами Ду 80 мм;

многоходовой переключатель скважин (МП) или клапаны переключающие с электроприводами Ду 50 мм (ПК);

насос откачки с байпасной линией;

измерительные преобразователи гидростатического давления;

турбинные преобразователи расхода счетчиков газа или счетчиков СВГ;

преобразователи избыточного давления и температуры газа (для приведения к нормальным условиям);

манометры;

термометр показывающий сигнализирующий;

обогреватели электрические взрывозащищенные;

светильники взрывозащищенные;

клапан предохранительный пружинный;

клапаны обратные;

шаровые краны и запорные клапаны;

трубопроводы;

вентилятор с узлом заслонок;

система дренажа и клапаны для контроля протечек;

контейнеры для проб.

В аппаратурном блоке размещаются:

станция управления;

— 17712 —
КС. 02. 07.

датчик температуры камерный биметаллический;
обогреватели электрические;
светильник.

Принцип работы установок основан на прямом измерении (взвешивании) жидкости (нефтевогазовой смеси), подключенной на контроль скважины в именованных единицах массы и последующим вычислением контроллером среднесуточного дебита по жидкости.

Порядок работы установки следующий:

Нефтевогазовая смесь от выбранной на контроль скважины через многоходовой переключатель (или клапан переключающий с электроприводом) поступает на вход сепаратора и каплеуловителя, где происходит отделение попутного нефтяного газа из нефтевогазовой смеси и капельной жидкости на участке до измерительной емкости.

В измерительной емкости происходит дополнительная сепарация оставшегося в жидкости газа и накопление жидкости от минимальной до максимальной массы, задаваемых уставками.

Масса измерительной емкости вместе с жидкостью через подвеску создает нагрузку на тензометрический датчик силы, которая преобразуется в унифицированный токовый сигнал. Токовый сигнал в контроллере затем преобразуется в единицы массы. Контроллер измеряет время и вычисляет массу «нетто» при наполнении измерительной емкости от заданной минимальной массы до заданной максимальной массы за каждый цикл измерения.

При одновременном поступлении сигналов от преобразователей гидростатического давления или датчика влагомера, а также преобразователей расхода газа контроллером производится вычисление среднесуточных дебитов по нефти и по воде, а также объема попутного нефтяного газа за цикл измерений.

Количество циклов измерений определяется уставкой в контроллере, после завершения которых станция управления в автоматическом режиме подключает на контроль следующую скважину.

4442-
25.06.01.

Результаты контроля каждой скважины по программе или по команде передаются по системе телемеханики диспетчеру цеха добычи нефти и газа.

Для индикации измеренных параметров служит переносной пульт оператора, в качестве которого используется портативный компьютер типа «NOTEBOOK». «NOTEBOOK» позволяет считывать ранее записанную информацию о результатах текущих и предшествующих измерений, расшифровывать причины аварийных отключений, вводить новые и читать ранее введенные уставки и выдавать результаты измерений для распечатки через принтер в виде протоколов.

Характеристика сигналов:

представление результатов измерений в цифровом виде с кратностью ± 1 младшего разряда на индикаторе и распечаткой соответствующих протоколов на принтере;

значение единицы младшего разряда на цифровом индикаторе 0,1 кг, при минимальной измеряемой массе 25 кг.

— 47714 —
10.10.11

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Дебит любой скважины, подключаемой к установке:	
по жидкости, т/сут., в пределах	0,1-400
по газу при максимальном дебите, приведенному к нормальным условиям, м ³ /сутки	до 300000
Основная относительная погрешность измерения массы жидкости (нефтевогазовой смеси), %, не более	
	2,0
Основная относительная погрешность измерения среднесуточного дебита по жидкости, %, не более	
	3,0
Основная относительная погрешность измерения объема попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям, %, не более	
	6,0
Основная абсолютная погрешность измерения влажности, массовая доля (или объемная доля), %, не более	
	5,0
Параметры измеряемой среды (нефтевогазовой смеси):	
рабочее давление, МПа	до 4,0
температура, °С	от минус 10 до плюс 50
вязкость, сСт	до 500
содержание воды, % объемные	до 99
содержание мехпримесей, % массовые	до 0,25
содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающее коррозию, мм/год, не более	0,35
Количество подключаемых скважин	от 1 до 14
Питание электрических цепей:	
род тока	переменный, трехфазный
напряжение, В	380/220
допустимое отклонение напряжения, %	от минус 15 до плюс 10
частота, Гц	50±1
Установленная мощность, кВА, не более	
Габаритные размеры и масса определяются документацией на конкретную модификацию установки.	конструкторской

-4448- 25.06.01

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на первые листы паспорта, технического описания, совмещенного с инструкцией по эксплуатации, и на металлическую табличку установки.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки входят:

Установка соответствующей модификации в сборе	- 1
Комплект ЗИП, инструмента и принадлежностей	- 1
Комплект монтажных частей	- 1

Документация

Ведомость эксплуатационных документов	- 1
Комплект эксплуатационных документов	- 1
Упаковочный лист	- 1

Примечание. Запасные части, инструмент и принадлежности на покупные изделия, входящие в установку, поставляются в соответствии с их сопроводительной документацией.

П О В Е Р К А

Поверка установок производится в соответствии с ТО «Установка массоизмерительная стационарная АСМА-40-10-400-300МП. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Раздел 9. Методы и средства поверки», утвержден ВНИИР, 1994 г. При проведении поверки должны быть применены следующие средства измерений.

1. Гири КГО-1V-20 (параллелепипедной формы), ГОСТ 7328.
Номинальная масса - 20 кг. Допускаемое отклонение от номинального значения массы гири ± 2 г.

25.06.01
444

2. Приспособление для нагружения измерительной емкости (датчика силы), входящее в комплект поставки установки (нестандартное оборудование).

3. Щуп, входящий в комплект установки (нестандартное оборудование).

Межповерочный интервал – один раз в год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Технические условия ТУ 39-00137093-025-94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

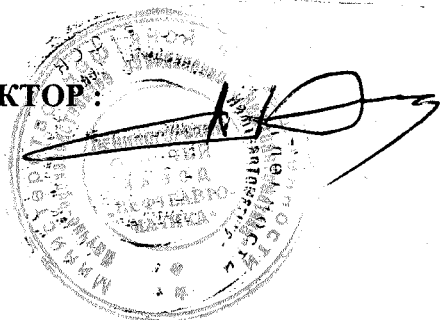
Установки массоизмерительные стационарные для нефтяных скважин типа «АСМА» соответствуют требованиям, распространяющимся на них конструкторской и нормативно-технической документации.

ИЗГОТОВИТЕЛИ

Межрегиональное акционерное общество «Нефтеавтоматика» (г.Уфа, Республика Башкортостан).

Лениногорский опытный завод «Нефтеавтоматика» (РТ, г. Лениногорск, ул. Чайковского, 40)

ДИРЕКТОР:



Колесников А.Н.