



УТВЕРЖДЕНО

Руководитель ГЦИ СИ -

Инженер ФГУ "Томенский ЦСМ"

В.В. Вагин

2005 г.

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ "МЕРА"

Внесены в Государственный
реестр средств измерений

Регистрационный № 25995-05

Взамен №

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-011-00137182-2005

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Мера» (далее установка) предназначены для измерения массовых расходов жидкости, воды и нефти и объемного расхода газа нефтяных скважин и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла в условиях умеренно холодного климата.

Климатическое исполнение – УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69.

ОПИСАНИЕ

Каждая установка состоит из блока технологического (далее – БТ) и блока контроля и управления (далее – БК), а также блока переключения скважин (далее – БПС) в зависимости от исполнения установки.

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерения установки.

В БТ расположены:

- сепаратор (далее – С), служащий для отделения попутного газа от жидкости (водонефтяной смеси) и измерения массового расхода жидкости и объемного расхода газа при его попеременном заполнении газом и водонефтяной смесью с помощью переключателя потока с электроприводом (далее – ПП);

- распределительное устройство (далее – РУ), служащее для обеспечения очередности измерения дебита подключаемых к установке нефтяных скважин и последующего объединения их в один. Наличие РУ в БТ определяется исполнением установки;

- системы отопления, освещения, сигнализации и вентиляции.

БПС предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы РУ. В нем также расположены системы отопления, вентиляций, освещения и сигнализации.

БК предназначен для размещения, укрытия и создания условий нормальной работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию параметров и режимов, управление работой установки и передачу данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

В БК расположены:

- станция управления (далее – СУ), состоящая из шкафа электрооборудования и шкафа управления с контроллером;
- системы отопления, освещения, сигнализации.

Установка обеспечивает выполнение следующих функций:

- а) поочередное измерение расхода компонент рабочей среды каждой подключенной скважины в автоматическом и ручном режиме;
- б) отбор массы жидкости для ее отстоя с нагревом или без нагрева в зависимости от исполнения установки;
- в) вычисление, отображение на дисплее СУ, архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) СУ сроком не менее 32 суток и выдачу по запросу оператора на диспетчерский пункт следующей измерительной информации (далее – ИИ):
 - 1) текущие показания датчиков;
 - 2) показания времени каждого измерения (наполнение С, опорожнение С, общее время цикла измерения);
 - 3) значения массовых расходов жидкости (водонефтяная смесь), воды и нефти и приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939 объемного расхода газа по каждой подключаемой скважине (как по отдельным измерениям, так и общего усредненного значения);
 - 4) исходные первичные данные (константы) для расчетов и измерений (параметры установки, параметры скважин).

Установка выполняет автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее СУ и передачу на диспетчерский пункт по запросу оператора следующей сигнальной информации:

- 1) аварийные сигналы:
 - а) выход рабочего давления установки за предельные значения;
 - б) предельная загазованность в БТ;
 - в) отказ в исполнении команд на переключение ПП;
 - г) низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из С за заданный промежуток времени);
 - д) отказ любого из датчиков с токовыми выходными сигналами;
 - е) выход расхода жидкости за пределы заданного диапазона измерений;
 - ж) выход температуры в С за пределы заданного диапазона измерений;
 - и) выход температуры в БТ (БПС) за пределы заданного диапазона измерений;
 - к) сбой в подаче электропитания установки.
- 2) информация о текущем состоянии установки и ее отдельных элементов:
 - а) несанкционированный доступ в установку (БТ, БПС и БК);
 - б) положение ПП («открыт», «закрит»);
 - в) положение РУ и номер подключенной на измерение скважины;
 - г) текущий режим работы установки («автоматическое управление», «ручное управление», «измерение»).

Рабочая среда – сырая нефть с параметрами:

- | | |
|---|---|
| - рабочее давление, МПа | от 1,0 до 4,0; |
| - температура, °С | от + 5 до + 90; |
| - кинематическая вязкость жидкости, м ² /с | от 1х10 ⁻⁶ до 150х10 ⁻⁶ ; |
| - плотность жидкости, кг/м ³ | от 550 до 1100; |
| - газосодержание, ст.м ³ /т * | от 4 до 2500; |

* – Под газосодержанием понимается отношение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, к массовому расходу нефти.

- содержание воды в жидкости, % от 0 до 98;
- содержание сероводорода, %, не более 2.

Вид климатического исполнения установки – УХЛ.1 по ГОСТ 15150 (Ц₄ – по ГОСТ 16350).

По взрывопожарной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категорий А по ВНТП 01/ 87/ 04 и НПБ 105.

Класс взрывоопасной зоны в помещениях БТ и БПС – В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.0.

Принцип действия установки основан на использовании косвенного гидростатического метода измерения массы жидкости нефтяных скважин и метода [P,V,T], который позволяет по измеренным значениям давления P, объема V и температуры T газа вычислить объемный расход газа каждой из нефтяных скважин, подключаемых к сепарационной емкости установки.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВКИ

Установка обеспечивает измерение массовых расходов жидкости $G_{ж}$, нефти $G_{н}$, воды $G_{в}$ и объемного расхода газа q , приведенного к стандартным условиям, в диапазонах согласно таблице 1.

Таблица 1.

Исполнение установки	Диапазон расходов	
	жидкости, т/сут	газа, ст.м ³ /сут
Мера-40-N-200/100	2 – 200	200 – 20 000
Мера-40-N-200/2500*	2 – 200	5000 – 500 000
Мера-40-N-250/100	2,5 – 250	250 – 25 000
Мера-40-N-400/100	4 – 400	400 – 40 000
Мера-40-N-400/600*	4 – 400	2400 – 240 000
Мера-40-N-400/1500*	4 – 400	400 – 40 000
Мера-40-N-500/100	5 – 500	500 – 50 000
Мера-40-N-800/100	8 – 800	800 – 80 000
Мера-40-N-1000/100	10 – 1000	1000 – 100 000
Мера-40-N-1000/2500*	10 – 1000	25000 – 2 500 000
Мера-40-N-1500/100	15 – 1500	1500 – 150 000
Мера-40-N-1600/100	16 – 1600	1600 – 160 000
Мера-40-N-2000/100	20 – 2000	2000 – 200 000
Мера-40-N-2000/300*	20 – 2000	6000 – 600 000

Примечания:

1. N – число входных трубопроводов подключаемых скважин (от 1 до 20);
2. * – измерение расхода газа у этих исполнений производится серийно выпускаемыми счетчиками газа (например, измерительными комплексами на базе стандартных сужающих устройств).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода жидкости $\delta_{ж}$, % $\pm 2,5$.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, δ_G , % $\pm 5,0$.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массовых расходов воды и нефти при содержании воды в жидкости от 60 до 95 % δ_v и δ_n соответственно, % $\pm 6,0$.

Пределы рабочего избыточного давления, МПа от 1,0 до 4,0.

Габаритные размеры составных частей установки не более указанных в таблице 2.

Таблица 2

Наименование составных частей установки	Габаритные размеры, мм, не более
БГ	10360 x 3250 x 6400
БК	3140 x 3250 x 2640
БПС	12360 x 3250 x 3960

Масса составных частей установки не более указанной в таблице 3.

Таблица 3

Наименование составных частей установки	Масса, кг, не более
БГ	20 000
БК	2500
БПС	22000

Установка выдерживает транспортную тряску при транспортировании по дорогам с неусовершенствованным покрытием на расстояние не менее 100 км со скоростью до 30 км/ч.

Степень защиты от внешних воздействий БГ, БК и БПС IP04 по ГОСТ 14254.

Питание установки осуществляется от трехфазной сети переменного тока частотой (50 ± 2) Гц и напряжением (380 ± 57) В.

Мощность, потребляемая установкой от сети, не более 15 кВт·А.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки установки измерительной «МЕРА» входят (в зависимости от исполнения):

блок технологический	1
блок контроля и управлений	1
блок переключения скважин	1
комплект ЗИП согласно ведомости ЗИП.....	1
комплект эксплуатационных документов согласно ведомости эксплуатационных документов	1
методика поверки установки	1

ПОВЕРКА

Поверка установки производится в соответствии с документом по поверке, утвержденным ФГУ «Тюменский ЦСМ» в июне 2005г. «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА». Методика поверки. 2001.7М.00.00.000 ПМ2».

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 25-8-МП, расход воды от 0,8 до 8,0 м³/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 50-30-МП, расход воды от 3,0 до 30,0 м³/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ-100-200-МП, расход воды от 20 до 200 м³/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход газа от 4 до 160 м³/ч, относительная погрешность ± 1,5 %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход газа от 125 до 2500 м³/ч, относительная погрешность ± 1,5 %;
- частотомер Ч 3-57 ТУ 25-06.86541-86;
- манометр по ГОСТ 2405-88 на давление до 10 МПа класс точности 1,5;
- ареометр АОН-1 диапазон измерения от 940 до 1000 кг/м³, погрешность ± 1 кг/м³;
- образцовые мерники 2 разряда, вместимость от 1 до 10 л, относительная погрешность ± 0,1 %;
- образцовые колбы 2 разряда, вместимость от 1 до 5 л, относительная погрешность ± 0,1 %.

Межповерочный интервал установки – 2 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».
- 2 ГОСТ Р 51.330.1-99 (МЭК 60079-1-98) «Электрооборудование взрывозащищенное».
- 3 ГОСТ 52330.11-99 «Электрооборудование взрывозащищенное».
- 4 «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», ВСН 33274/МНСС.
- 5 ТУ 3667-011-00137182-2005 «Установки измерительные «МЕРА». Технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип средства измерений Установки измерительные «МЕРА» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Разрешение на применение № РРС-БК-13503 от 17.08.2004 г. выдано Федеральной службой по технологическому надзору.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ОАО «Нефтемаш» 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44
телефон (3452) 430-103, факс (3452) 432-239
E-mail: girs@neftemashtmn.ru

Руководитель организации – заявителя
Генеральный директор ОАО «Нефтемаш»"



Н. С. Недосеков