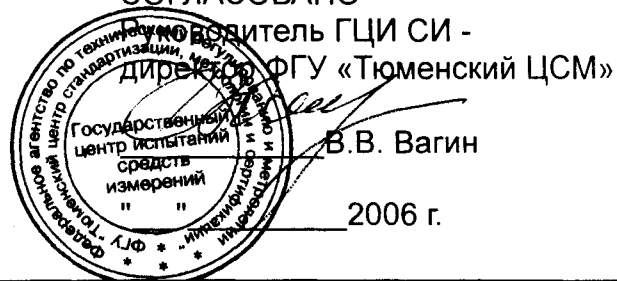


СОГЛАСОВАНО



**УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ  
"МЕРА"**

Внесены в Государственный  
реестр средств измерений

Регистрационный № 25995-06  
Взамен № 25995-05

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

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Мера» (далее – установки) предназначены для дискретных измерений расходов и количеств разделенных в процессе сепарации компонентов продукции подключенных к установке нефтяных скважин, а также сбора и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Область применения – системы герметизированного сбора нефти и газа нефтяных промыслов 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). В зависимости от исполнения в состав установки может входить блок переключения скважин (далее – БПС).

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

В БТ расположены:

- емкость сепарационная (далее – ЕС), служащая для отделения свободного нефтяного газа от сырой нефти и для дискретного измерения количеств и расходов компонентов продукции нефтяных скважин при попеременном наполнении калиброванных объемов ЕС газом или сырой нефтью, сброс в коллектор которых осуществляется через электроуправляемый переключатель потока (далее – ППТ);

- распределительное устройство (далее – РУ), служащее для обеспечения очередности подключения нефтяных скважин к ЕС для проведения измерений. Наличие РУ в БТ определяется исполнением установки;

- системы отопления, освещения, сигнализации и вентиляции.

БПС предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы РУ при его отсутствии в БТ. В нем также расположены системы отопления, вентиляции, освещения и сигнализации.

БК предназначен для размещения, укрытия и создания условий нормальной работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию параметров и

режимов, управления работой установки, сбор 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:

1) отбор массы сырой нефти для ее отстоя с нагревом или без нагрева, в зависимости от исполнения установки;

2) дискретное измерение в рабочих условиях масс и массовых расходов сырой нефти, нефти, воды, обводненности и приведенных к стандартным условиям объемов и объемных расходов нефтяного газа в автоматизированном и ручном режимах;

3) вычисление, отображение на дисплее СУ, архивирование в энергонезависимой памяти СУ сроком не менее 32 суток и выдачу по запросу оператора на диспетчерский пункт следующей измерительной информации:

- время каждого из дискретных измерений, а также время наполнения и время опорожнения ЕС;

- значения масс и массовых расходов сырой нефти, нефти и воды в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям объемов и объемных расходов нефтяного газа;

- исходные первичные данные (константы) для расчетов и измерений (параметры установки, параметры продукции нефтяных скважин).

4) автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее СУ и передача на диспетчерский пункт по запросу оператора следующей сигнальной информации:

а) аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;
- предельная загазованность в БТ;
- отказ в исполнении команд на переключение ППТ;
- низкое газосодержание смеси при отсутствии полного опорожнения ЕС за заданный промежуток времени;
- отказ любого из датчиков с токовыми выходными сигналами;
- выход расхода сырой нефти за пределы заданного диапазона измерений;
- выход температуры в ЕС за пределы заданного диапазона измерений;
- выход температуры в БТ (БПС) за пределы заданного диапазона измерений;
- сбой в подаче электропитания установки.

б) информация о текущем состоянии установки и ее отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в установку (БТ, БПС и БК);
- положение ППТ («открыт», «закрит»);
- положение РУ и номер подключенной на измерение скважины;
- текущий режим работы установки («автоматизированное управление», «ручное управление», «измерение»).

5) автоматизированное управление:

- системой отопления БТ и БК включением вентилятора при 10 %-ном нижнем концентрационном пределе воспламенения (далее – НКПВ);

- отключением всех токоприемников в БТ и включением местной световой и звуковой сигнализации при 50 %-ном НКПВ;

- отключением всех токоприемников БТ и БК с выдержкой времени для передачи аварийного сигнала на диспетчерский пункт при возникновении пожара.

Принцип действия установки основан на использовании косвенного гидростатического метода измерения массы выделившейся в ЕС сырой нефти. По ее обводненности и времени наполнения калиброванного объема ЕС вычисляются массы нефти и воды и их расходы. Для измерения приведенного к стандартным условиям объема выделившегося в ЕС нефтяного газа применяется метод [PVT], позволяющий по измеренным значениям давления, объема, температуры газа и времени опорожнения калиброванного объема ЕС вычислить приведенные к стандартным условиям объем и объемный расход нефтяного газа. Предусмотрены исполнения установки, обеспечивающие измерение объема и объемного расхода газа счетчиками-расходомерами.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВКИ

Установки обеспечивают дискретное измерение в рабочих условиях масс и массовых расходов сырой нефти, нефти и воды в диапазонах расходов согласно таблице 1.

Таблица 1

Исполнение установки	Диапазон расходов		
	жидкости		газа, ст. м <sup>3</sup> /сут
	кг/с	(т/сут)	
Мера-40-N-200/200**	0,00231 - 2,31	( 2 – 200)	100 – 40 000
Мера-40-N-200/2500*	0,00231 - 2,31	( 2 – 200)	100 – 500 000
Мера-40-N-250/200**	0,00289 - 2,89	( 2,5 – 250)	125 – 50 000
Мера-40-N-400/200**	0,00463 - 4,63	( 4 – 400)	200 – 80 000
Мера-40-N-400/600*	0,00463 - 4,63	( 4 – 400)	200 – 240 000
Мера-40-N-400/1500*	0,00463 - 4,63	( 4 – 400)	200 – 600 000
Мера-40-N-500/200**	0,00579 - 5,79	( 5 – 500)	250 – 100 000
Мера-40-N-800/200**	0,009,26- 9,26	( 8 – 800)	400 – 160 000
Мера-40-N-1000/200**	0,01157 -11,57	(10 – 1000)	500 – 200 000
Мера-40-N-1000/2500*	0,01157 -11,57	(10 – 1000)	500 – 2 500 000
Мера-40-N-1500/200**	0,01736 -17,36	(15 – 1500)	750 – 300 000
Мера-40-N-1600/200**	0,01852 -18,52	(16 – 1600)	800 – 320 000
Мера-40-N-2000/200**	0,02315 -23,15	(20 – 2000)	1 000 – 400 000
Мера-40-N-2000/300*	0,02315 -23,15	(20 – 2000)	1 000 – 600 000
Мера-40-N-3000/500*	0,0347 - 34,70	(30 – 3000)	1 500 – 1 500 000
Мера-40-N-4500/100*	0,05208- 52,08	(45 – 4500)	2 250 – 450 000

Примечания:

1. N – число входных трубопроводов подключаемых скважин (от 1 до 20);
2. \* – измерение объема и расхода газа у этих исполнений производится серийно выпускаемыми счетчиками-расходомерами газа (например, измерительными комплексами на базе стандартных сужающих устройств).
3. \*\* – при отношении объемного расхода нефтяного газа (свободного) при рабочем давлении к объемному расходу сырой нефти в диапазоне от 0,5 до 20.
4. – нормальная работа установки возможна при соблюдении следующих условий:
  - а) максимальные значения измеряемых объемных расходов нефтяного газа, приведенных к ст.у,  $q_{\max}$ , в зависимости от исполнения установки, определяются газовым фактором (отношением  $q_{\max}$  в ст. м<sup>3</sup>/сут к максимальному массовому расходу сырой нефти

$G_{max}$  в т/сут) и должны соответствовать выражению  $q_{max} \leq 200 G_{max}$ .

б) минимальные значения измеряемых объемных расходов нефтяных газов, приведенных к ст.у, должны составлять  $2,5 \cdot 10^{-3} q_{max}$ .

Технические характеристики установок приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение параметра
Число подключаемых скважин	от 1 до 20
Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами: - рабочее давление - температура - газосодержание ГС (отношение объемного расхода нефтяного газа при рабочем давлении к объемному расходу сырой нефти)* * при ГС > 20 измерение объема и расхода газа в установках осуществляется счетчиками-расходомерами при ГС < 0,5 измерение объема и расхода жидкости в установках осуществляется счётчиками-расходомерами - содержание сероводорода - кинематическая вязкость - плотность - обводненность W (содержание воды в сырой нефти)	от 0,2 до 4,0 МПа от + 5 до + 90°C  от 0,5 до 20  не более 2 % от $1 \times 10^{-6}$ до $1,5 \times 10^{-4}$ м <sup>2</sup> /с от 550 до 1100 кг/м <sup>3</sup> от 0 до 98 %
Максимальные значения измеряемых массовых расходов сырой нефти, $G_{max}$ , кг/с (т/сут), из ряда:	2,31 (200); 2,89 (250); 4,63 (400); 5,79 (500); 9,26 (800); 11,57 (1000); 17,36 (1500); 18,52 (1600); 23,15 (2000); 34,70 (3000); 52,08 (4500)
Минимальные значения измеряемых массовых расходов сырой нефти	0,01 $G_{max}$
Максимальные значения объемных расходов нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, $q_{max}$ , ст. м <sup>3</sup> /сут* * При $200 G_{max} < q_{max} \leq 2500 G_{max}$ измерение объема и объемного расхода нефтяного газа производится только счетчиками-расходомерами класса точности не ниже 5,0 в рабочем диапазоне расходов этих счетчиков-расходомеров.	$q_{max} \leq 200 G_{max}$ ( $G_{max}$ в т/сут)
Минимальные значения объемных расходов нефтяных газов, приведенных к стандартным условиям	$2,5 \cdot 10^{-3} q_{max}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности дискретных измерений в рабочих условиях масс и массовых расходов сырой нефти	$\pm 2,5 \%$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение параметра
Пределы допускаемой основной относительной погрешности дискретных измерений приведенных к стандартным условиям объемов и объемных расходов нефтяного газа	$\pm 5,0 \%$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности дискретных измерений в рабочих условиях: – масс и массовых расходов нефти при: $W \leq 70 \%$ $70 < W \leq 95 \%$ $95 < W \leq 98 \%$ – масс и массовых расходов воды при: $5 \leq W \leq 10 \%$ $10 \leq W \leq 20 \%$ $20 \leq W \leq 70 \%$ $70 < W \leq 95 \%$ $95 < W \leq 98 \%$	$\pm 6 \%$ $\pm 15 \%$ $\pm 30 \%$ $\pm 20 \%$ $\pm 10 \%$ $\pm 5 \%$ $\pm 4 \%$ $\pm 3 \%$
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP04
Питание – сеть переменного тока ( $50 \pm 2$ ) Гц напряжением	$(380 \pm 57) \text{ В}$
Потребляемая мощность не более	15 к В·А
Габаритные размеры, мм, не более: БТ БК БПС	10360 × 3250 × 3960 3140 × 3250 × 2640 12360 × 3250 × 3960
Масса, кг, не более: БТ БК БПС	20 000 2500 22 000
Средняя наработка на отказ не менее	2500 ч
Срок службы до капитального ремонта не менее	6 лет

По взрывопожарной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категории А по ВНТП 01/87/04-84 и НПБ 105-95.

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

Категория и группа взрывоопасной смеси – IIA-T3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

### 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 управления .....	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 августе 2006 г. «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА». Методика поверки. 2001.7М.00.00.000 ПМ2.1».

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 25-8-МП, расход воды от 0,8 до 8,0 м<sup>3</sup>/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ 50-30-МП, расход воды от 3,0 до 30,0 м<sup>3</sup>/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода жидкости индукционный ДРЖИ-100-200-МП, расход воды от 20 до 200 м<sup>3</sup>/ч, относительная погрешность ± 0,5 %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход газа от 4 до 160 м<sup>3</sup>/ч, относительная погрешность ± 1,5 %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход газа от 125 до 2500 м<sup>3</sup>/ч, относительная погрешность ± 1,5 %;
- частотомер ЧЗ-57 10<sup>8</sup> имп, (10<sup>-3</sup> – 100) с ТУ 25-06.86541-86;
- манометр по ГОСТ 2405-88, давление до 6,0 МПа, класс точности 1,5;
- ареометр АОН-1 диапазон измерения от 940 до 1000 кг/м<sup>3</sup>, цена деления 1 кг/м<sup>3</sup>;
- 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 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
3. ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».
4. ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».
5. «Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», ВСН 33274/МНСС.
6. 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 №РРС-БК-13503 от 17.08.2004 г. на применение измерительных установок «Мера» 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  
Управляющий директор ОАО «Нефтемаш»



Н. С. Недосеков