



**КОМПЛЕКСЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНО-
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ
«ИВК «МЕРА-ММ»**

Внесены в Государственный
реестр средств измерений

Регистрационный № 40605-09
Взамен № _____

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-039-00137182-2008

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕРА-ММ» (далее – комплексы), предназначены для измерения и вычисления на выходах сепарационной емкости установок групповых сепарационного типа (далее – ГЗУ) количества компонентов продукции нефтяных скважин согласно методике выполнения измерений (далее – МВИ), аттестованной в установленном порядке.

Область применения – системы герметизированного сбора нефти и газа нефтяных промыслов.

Климатическое исполнение – УХЛ.4 по ГОСТ 15150-69, но для температуры окружающего воздуха от + 5 °С до + 50 °С и относительной влажности до 80 % при температуре + 35 °С.

Степень защиты по ГОСТ 14254-96 – IP20.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия комплекса основан на измерениях средствами измерений (далее – СИ) массы и плотности сырой нефти (далее – жидкости), объемного содержания пластовой воды в жидкости (далее – влагосодержания) и массы (или объема), давления и температуры свободного нефтяного газа для последующих вычислений массы сырой обезвоженной нефти (далее – нефти) в рабочих условиях (далее – РУ) и объема свободного нефтяного газа (далее – свободного газа), приведенного к нормальным условиям (далее – НУ).

Рабочей средой для комплексов являются компоненты разделенной сепаратором ГЗУ продукции нефтяных скважин:

- жидкость, представляющая собой смесь пластовой воды, нефти, остаточного свободного нефтяного газа и растворенного нефтяного газа;
- свободный нефтяной газ.

Комплекс устанавливается в блоке технологическом (далее – БТ) и в блоке автоматики (далее – БА) ГЗУ и обеспечивает сбор и обработку необходимой информации при температуре окружающего воздуха от + 5 °С до + 50 °С.

Конструктивно комплекс представляет собой комплект из шкафа управления, содержащего микропроцессорный контроллер (далее – контроллер) для сбора и обработки информации СИ согласно МВИ и выдачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтепромысла (далее – ДП), шкафа электрооборудования, СИ массы жидкости, её плотности и влагосодержания, СИ массы или объема газа, СИ давления и температуры газа, СИ гидростатического давления жидкости в сепараторе ГЗУ и запорно-регулирующей арматуры:

электроуправляемые регуляторы расхода жидкости и газа, обратные клапаны, переключатели потока и т.п. в зависимости от исполнения.

Комплексы имеют два исполнения в зависимости от реализуемых режимов измерений:

- *исполнение 1* – измерения в режиме циклического наполнения сепаратора жидкостью с последующим его опорожнением;

- *исполнение 2* – измерения в режиме исполнения 1 с автоматическим переходом в режим поддержания заданного уровня жидкости в сепараторе в зависимости от ее расхода.

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

а) автоматизированное и ручное измерение, вычисление и индикация согласно МВИ следующей измерительной информации (далее – ИИ):

- значения массы жидкости, массы нефти и объема газа, приведенного к НУ, каждой из подключенных к сепаратору скважины по результатам единичных измерений* и общие накопленные значения;

- моменты времени начала и конца единичных измерений и их длительность;

- текущие показания СИ;

- исходные измеренные при наличии СИ (плотность, влагосодержание и гидростатическое давление жидкости, давление и температура газа) и введенные (плотности воды и газа при НУ и нефти – при РУ) данные для расчетов;

б) ввод констант и управляющих сигналов;

в) архивирование в энергонезависимой памяти сроком не менее 32 суток (при одной записи в сутки для каждой скважины) и выдача по запросу:

- усреднённых суточных значений массы жидкости и нефти;

- усреднённых суточных значений объема свободного газа, приведенного к НУ;

г) автоматическое архивирование и отображение на дисплее контроллера, передача по запросу на внешний интерфейс сигнальной информации согласно РЭ комплекса;

д) формирование сигналов управления запорно-регулирующей арматурой комплекса (при наличии).

По признаку номинальной пропускной способности комплексы имеют варианты исполнения с номинальными значениями наибольшего среднего массового расхода жидкости от 200 до 2400 т/сут.

Диапазоны контролируемых массовых расходов жидкости не менее 100:1

Диапазоны контролируемых расходов газа определяются диапазонами применяемых СИ массы или объема газа (согласно заказу).

Комплексы обеспечивают обработку ИИ при подключении к сепаратору до 14 нефтяных скважин.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении массы жидкости* $\pm 1,5 \%$;

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении массы нефти* при влагосодержании:

от 0 до 70 % $\pm 5 \%$;

свыше 70 до 95 % $\pm 12 \%$;

При влагосодержании свыше 95 % пределы допускаемой относительной погрешности устанавливает МВИ, утвержденная и аттестованная в установленном порядке.

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении объема газа*, приведенного к НУ, $\pm 3 \%$;

* – Единичное измерение – непрерывные измерения количества компонентов продукции скважины за время одного опроса

* – С учетом погрешности контроллера при вычислении данной характеристики

Контроллер обеспечивает выполнение функциональных требований к комплексам и имеет пределы допускаемой относительной погрешности:

- при преобразованиях токовых сигналов в показания дисплея $\pm 0,5 \%$;
- при преобразовании числоимпульсных сигналов в показания дисплея $\pm 0,1 \%$;
- при вычислении $\pm 0,1 \%$;
- при измерении времени $\pm 0,1 \%$;

Электрическое питание комплексов осуществляется от сети переменного тока частотой (50 ± 2) Гц и номинальным напряжением 220В с допускаемыми отклонениями $\pm 20 \%$ от номинального значения.

Потребляемая мощность не более 1 кВт·А.
Средний срок службы 10 лет.

Параметры рабочей среды:

- избыточное рабочее давление, МПа от 0,5 до 4,0;
- температура, °С от + 5 до + 90;
- кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$ от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$;
- плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$ от 750 до 1150;
- массовый расход жидкости, т/сут от 2 до 2400;
- объемный расход свободного газа при НУ, $\text{м}^3/\text{сут.}$ от 100 до 300000;
- газосодержание в РУ, $\text{м}^3/\text{м}^3$ от 0,5 до 5
- влагосодержание, % не более 98;
- объемное содержание остаточного свободного газа в жидкости, % не более 1;
- объемное содержание сероводорода, % не более 2.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации комплекса типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки комплекса входят (в зависимости от исполнения):

шкаф управления, шт.	1
шкаф электрооборудования, шт.	1
СИ массы жидкости, шт.	1
СИ расхода газа, шт.	1
СИ влагосодержания, шт.	1
СИ давления, шт.	1
СИ температуры, шт.	1
СИ гидростатического давления, шт.	1
СИ уровня, шт.	1
трубопроводная арматура согласно заказу, компл.	1
Эксплуатационная документация согласно ведомости эксплуатационных документов, компл.	1
методика поверки, экз.	1

Примечание: Номенклатура и типы СИ в зависимости от диапазонов расходов жидкости и газа определяются заказом из перечня, представленного в таблице 1.

Таблица 1

пп	Наименование (обозначение) средства измерений	Номер Госреестра СИ
1	2	3
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF (N, F, R)	13425-06
2	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый STmass MKII	29342-05
3	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	27054-04
4	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS серии 7000, модели MFS	34183-07
5	Расходомер массовый Promass серия	15201-07
6	Счетчик жидкости массовый «МАСК», исп. МАСК-20 (МАСК-50 и МАСК-100)	12182-04
7	Расходомер-счетчик жидкости SONARtrac, исполнение GVF-100	35349-07
8	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой накладной EESIFLO: EASZ-10FP, 4000, 5000, 6000, 7000	32092-06
1	Расходомер на базе сужающего устройства (диафрагма ДКС или аналогичная)	ГОСТ 8.586-2005
2	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS серии 7000, модели MFS	34183-07
3	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF(F)	13425-06
4	Расходомер массовый Promass серии PROline модели A (I, M, F, E, H)	15201-07
5	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	27054-04
6	Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ» с преобразователем расхода «Ирга-РВП»	26133-06
7	Расходомеры-счетчики вихревые тип 8800	14663-06
8	Счетчик-расходомер вихревой погружной «V-bar-700»	14919-05
9	Расходомеры-счетчики газа и пара типа GM868, GN868, GF868, XGM868	16516-06
10	Расходомеры-счетчики вихревые объемные Yewflo модели DY	17675-04
11	Расходомеры-счетчики газа SONARtrac, исполнение VF-100	35349-07
12	Счетчики газа вихревые типа CBG, CBG.M	13489-07
13	Счетчики газа вихревые «Dymetic-9421»	21789-04
14	Преобразователи расхода газа вихревые «ИРВИС-К-300»	25336-08
15	Оптический расходомер газа Focus Wafer	38670-08
16	Счётчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600	36876-08
1	Влагомер сырой нефти «BOECH»	32180-06
2	Влагомер сырой нефти ВСН-1	12394-02
3	Влагомер сырой нефти ВСН-2	24604-03
4	Влагомер нефти поточный ВНП-100	27359-04
5	Влагомер поточный Phase Dynamics моделей L, M, F	25603-03
6	Преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН	19850-04
7	Влагомер нефти поточный RED EYE 2 G	39207-08
8	Влагомер поточный ПВН-615.001	39100-08
1	Преобразователь давления измерительный тип 3051	14061-04
2	Датчик давления тип 1151	13849-04
3	Датчик давления «МЕТРАН-100-ДИ»	22235-01
4	Датчик давления «МЕТРАН-150-ДИ»	32854-06
5	Преобразователь измерительный «Сапфир-22-Ex-M» модели ДИ	11964-91
6	Преобразователь давления измерительный dTRANS p02 Delta	20729-03
7	Преобразователь давления измерительный тип EJA530	14495-00
1	Преобразователь измерительный тип 244 E	14684-06
2	Преобразователь измерительный тип 644, 3144P	14683-04

Продолжение таблицы 1

1	2	3
3	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276	21968-06
4	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	32460-06
1	Преобразователь давления измерительный EJA210	14495-00
1	Установка измерительная КТС-ИУ	35473-07
2	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM	29154-07
3	Система измерений количества сырой нефти тип CCM	28233-04
1	Контроллер программируемый SIMATIC S7-300	15772-06
2	Устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200S	22734-06
3	Контроллеры программируемые SIMATIC C7	15774-06
4	Контроллер на основе измерительных модулей серии 5000 SCADAPackES	16856-03
5	Контроллер программируемый DL205	17444-03
6	Преобразователи измерительные контроллеров программируемые I-8000	20993-06
7	Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC: ControlLogix, SLC500, FlexLogix	15652-04
8	Системы измерительно-управляющие Delta V	16798-02
9	Преобразователи измерительные программируемые KL	30993-06

ПОВЕРКА

Поверка комплекса производится в соответствии с документом по поверке: «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «Мера-ММ». Методика поверки ИВК.00.00.000 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в феврале 2009 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- калибратор токовой петли Fluke-705 или аналогичный с относительной погрешностью не более $\pm 0,1 \%$
- генератор пачки импульсов «DYMETIC-8081» 1...99999 имп.;
- частотомер ЧЗ-63/1 10^8 имп., $10^3 \dots 100$ с ЕЯ2.721.039 ТУ;
- другие эталонные и вспомогательные средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Межповерочный интервал – три года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1 ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

2 ТУ 3667-039-00137182-2008. «Комплексы измерительно-вычислительные ИВК «Мера-ММ». Технические условия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип средства измерений «Комплексы измерительно-вычислительные ИВК «Мера-ММ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ:

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

ЗАО «Нижевартовскремсервис» 628606,
г. Нижневартовск, ул. Авиаторов, 27
тел. (3466) 633-058, факс (3466) 633-167

Руководитель организации заявителя

Управляющий директор ОАО «Нефтемаш»



Н.С. Недосеков