

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕРА-ММ»

Назначение средства измерений

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 измерений, аттестованной в установленном порядке.

Описание средства измерений

По назначению и принципу действия установки относятся к групповым измерительным установкам согласно ГОСТ Р 8.615-2005.

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).

Конструктивно комплекс представляет собой комплект из шкафа управления, содержащего микропроцессорный контроллер (далее – контроллер) для сбора и обработки информации СИ согласно методике измерений 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.

Перечень СИ используемых в комплексах представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень СИ используемых в комплексах

п/п	Наименования (обозначение) средства измерений	Номер в федеральном информационном фонде
1	2	3
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CFM (N,F,R)	45115-10
2	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый STmass МКП	29342-10
3	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	27054-09
4	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS серии 7000, модели MFS	42550-09
5	Расходомер массовый Promass	15201-11
6	Счетчик жидкости массовый «МАСК», исп. МАСК-20 (МАСК-50 и МАСК-100)	12182-09

Продолжение таблицы 1

1	2	3
7	Расходомер-счетчик жидкости SONARtrac, исполнение GVF-100	35349-12
8	Счетчик-расходомер массовый ЭЛИМЕТРО-ФЛОМАК	47266-11
9	Расходомер на базе сужающего устройства (диафрагма ДКС или аналогичная) по ГОСТ 8.586-2010	
10	Расходомеры счетчики вихревые тип 8800	14663-12
11	Счетчик расходомер вихревой погружной «V-bar-700»	47361-11
12	Расходомеры-счетчики газа и пара типа GM868, GN868, GF868, XGM868	50009-12
13	Расходомеры-счетчики вихревые объемные Yewflo модели DY	17675-09
14	Счетчики газа вихревые типа СВГ, СВГ.М	13489-13
15	Счетчики газа вихревые «Dymetic-9423»	37418-08
16	Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600	43981-11
17	Влагомер сырой нефти «ВОЕСН»	32180-11
18	Влагомер сырой нефти ВСН-2	24604-12
19	Влагомер нефти поточный ПВН-615.001	39100-09
20	Влагомер нефти поточный Red Eye	47355-11
21	Преобразователь давления измерительный тип 3051	14061-10
22	Датчик давления «МЕТРАН-150-ДИ»	32854-13
23	Преобразователь измерительный «Сапфир-22Ex-М» модели ДИ	44236-10
24	Преобразователь давления измерительный dTRANS p02 Delta	56239-14
25	Преобразователь давления измерительный тип EJA530	14495-09
26	Преобразователь измерительный тип 644, 3144P	14683-09
27	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276	21968-11
28	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM	39821-13
29	Система измерений количества сырой нефти тип ССМ	43430-09
30	Контроллер программируемый SIMATIC S7-300	15772-11
31	Устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200S	22734-11
32	Контроллер на основе измерительных модулей серии 5000 SCADAPackES	50107-12
33	Контроллеры программируемый DL205	17444-11
34	Преобразователи измерительные контроллеров программируемых I-8000	50676-12
35	Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC: ControlLogix, SLC500, FlexLogix	15652-09
36	Преобразователи измерительные программируемые KL	46386-11

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

а) автоматизированное и ручное измерение, вычисление и индикация согласно методике измерений 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;

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

- 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.

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.

Общий вид установки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – АГЗУ Спутник с комплексом измерительно-вычислительным «ИВК «Мера-ММ»
Схемы пломбирования контроллеров представлены на рисунках 2 – 4.



Рисунок 2 – Схема пломбирования контроллера «Direct Logic»

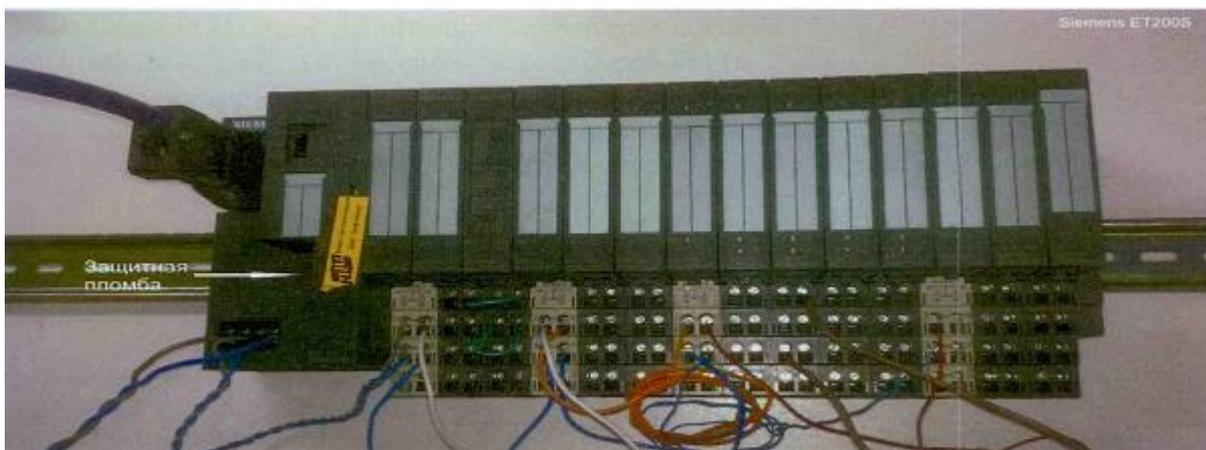


Рисунок 3 – Схема пломбирования контроллера «Siemens»

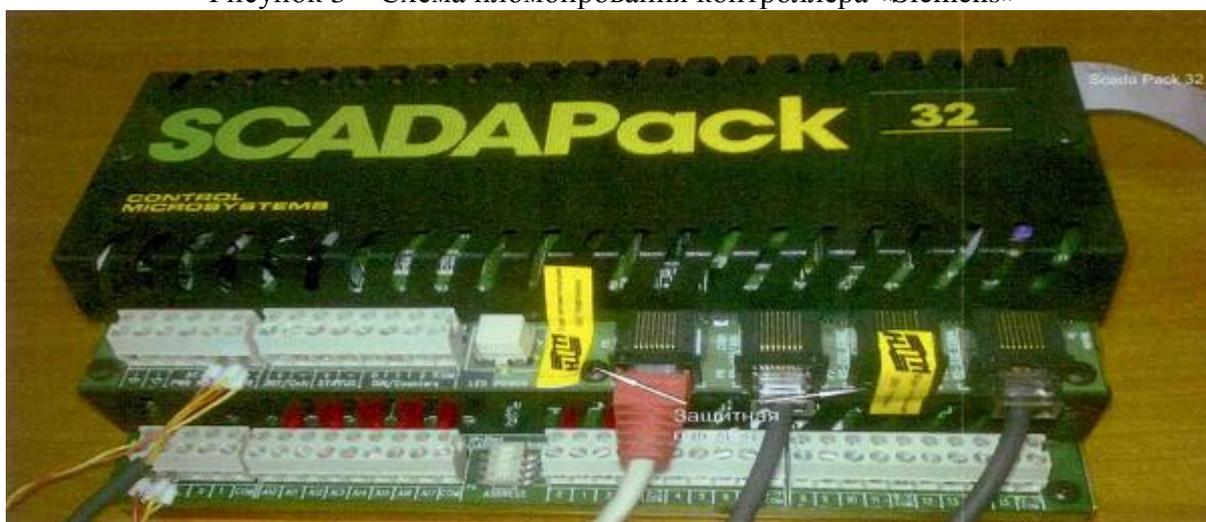


Рисунок 4 – Схема пломбирования контроллера «SCADAPack32»

Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее – ПО) предназначен для обеспечения выполнения измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления ИВК «Мера-ММ».

Таблица 2– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Direct Logic	Siemens ET200S	SCADAPack32
Идентификационное наименование ПО	MG_DL_1212_0501	MG_SM_1212_0501	12120501
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DCC5107	7DCC5135	7DCC5103
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
Другие идентификационные данные (признаки)	-	-	-

Уровень защиты ПО установок от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий».

Метрологические и технические характеристики:

Параметры рабочей среды:

- избыточное рабочее давление, МПа	от 0,5 до 4,0;
- температура, °С	от + 5 до + 90;
- кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶ ;
- плотность жидкости, кг/м ³	от 750 до 1150;
- массовый расход жидкости, т/сут	от 2 до 2400;
- объемный расход свободного газа при НУ, м ³ /сут.	от 100 до 300000;
- газосодержание в РУ, м ³ /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.

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении массы жидкости*

± 1,5 %;

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

от 0 до 70 %

± 5 %;

свыше 70 до 95 %

± 12 %;

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

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при измерении объема газа*, приведенного к НУ,

± 3 %;

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

Потребляемая мощность

не более 1 кВт·А.

Средний срок службы

10 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность комплексов представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность ИВК

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕ-РА-ММ»		1
«Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕ-РА-ММ» Паспорт и руководство по эксплуатации	36.6713.76.00.000-20.ПС и РЭ	1
ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕРА-ММ» Методика поверки		1

Поверка

осуществляется по документу МП 59370-14 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИВК «МЕРА-ММ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 10 июля 2014 г.

* – С учетом погрешности контроллера при вычислении данной характеристики

Основное поверочное оборудование:

- калибратор токовой петли Fluke-705 или аналогичный с относительной погрешностью не более $\pm 0,1$ %
- генератор пачки импульсов «ДУМЕТИС-8081» 1...99999 имп.;
- частотомер ЧЗ-63/1 10^8 имп., 10^3 ...100 с ЕЯ2.721.039 ТУ;

Средства поверки для средств измерений, входящих в состав комплексов, указаны в методиках поверки на данные средства измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Рекомендация ГСИ. Количество нефти и нефтяного газа нефтедобывающей скважины. Методика выполнения измерений количества нефти и нефтяного газа измерительно-вычислительными комплексами «ИВК «Мера-ММ», аттестована ФБУ «Тюменский ЦСМ» (Свидетельство № 262 от 30 апреля 2009 г.).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам измерительно-вычислительным «ИВК «Мера-ММ»

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-при осуществлении торговли

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Нижневартовскремсервис» (ЗАО «НРС»),
Адрес: 628606, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская область, г. Нижневартовск, ул. Авиаторов, 27,
Тел. +7 (3466) 63-30-58, 63-35-32,
Факс +7 (3466) 63-31-67, 93-32-90,
E-mail: pds@nv-rs.ru, www.nv-rs.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»),

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88, Тел. (3452) 20-62-95, Факс (3452) 28-00-84

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Бульгин

М.п. «___» _____ 2014 г.