

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «СПУТНИК МАСС-НТ»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «СПУТНИК МАСС-НТ» (далее - установки) предназначены для измерений объема, объемного расхода и плотности в рабочих условиях эмульсии, нефти, воды в добываемой из нефтяных скважин сырой нефти (газо-жидкостной смеси), объемного расхода и объема нефтяного газа в рабочих условиях и приведения их к стандартным условиям. По результатам измерений в установке вычисляются масса и массовый расход нефти, объемный расход нефтяного газа в стандартных условиях.

#### Описание средства измерения

Принцип работы установки основан на методе сепарации сырой нефти (жидкости) на три фракции - нефть, нефтяной газ и воду – и измерении расхода и количества нефти и нефтяного газа. После измерений все три фракции сбрасываются в общий коллектор.

Установка состоит из аппаратного и технологического блока.

Технологический блок представляет собой сепаратор, состоящий из двух емкостей, сообщающихся посредством патрубка на нижнем уровне. На верхнем уровне емкости соединены газовым сифоном, на среднем уровне – жидкостным сифоном.

Продукция нефтяных скважин, поступающая в сепаратор, разделяется на фракции - воду, эмульсию, нефть и газ. Вода как самая тяжелая фракция скапливается во второй емкости, повышая уровень жидкости в первой емкости. Газ из верхней части емкостей выходит во вторую емкость и далее в общий коллектор. Жидкость из первой емкости по достижении некоторого уровня лавинообразно перетекает по патрубку во вторую емкость и далее сбрасывается в общий коллектор.

Аппаратурный блок содержит средства измерений, перечисленные в столбце 2 табл. 1.

Таблица 1 – Измерительные каналы установок «СПУТНИК МАСС- НТ»

| Наименование измеряемой физической величины                   | Наименование, тип средства измерений, (номер в Госреестре СИ) | Диапазон измерения                             | Пределы допускаемой погрешности  |
|---|---|--|--|
| 1   | 2   | 3  | 4  |
| Объем и объемный расход обезвоженной нефти, воды, эмульсии    | Преобразователь расхода жидкости ЭРВИП (48879-12)             | 2 до 23 м <sup>3</sup> /ч                      | ± 1,0 % в диапазоне расходов от наименьшего Q <sub>0</sub> до наибольшего Q <sub>max</sub>   |
| Объем и объемный расход нефтяного газа в стандартных условиях | Преобразователь расхода газа ЭРВИП (50345-12)                 | 20 до 120 м <sup>3</sup> /ч в рабочих условиях | ± 2,5 % в диапазоне расходов от 0,1 Q <sub>max</sub> до 0,9 Q <sub>max</sub>   |
| Плотность обезвоженной нефти, воды, эмульсии                  | Поточный плотномер 804-Вн (47933-11)                          | 0 до 2000 кг/м <sup>3</sup>                    | $\gamma = \pm (0,1 + (100 \cdot \Delta T / \Delta \rho + 0,05) \%)$ , где $\Delta \rho = (\rho_{max} - \rho_{min}) \text{ кг/м}^3$ |

| Наименование измеряемой физической величины                   | Наименование, тип средства измерений, (номер в Госреестре СИ)  | Диапазон измерения                    | Пределы допускаемой погрешности |
|---|--|---------------------------------------|---------------------------------|
| 1   | 2  | 3                                     | 4                               |
| Температура газа  | Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ (ТСМУ)/1-0288 Ех (36341-07)  | 0... 100 °С                           | ± 0,25 %                        |
| Избыточное давление газа                                      | Преобразователь избыточного давления 415 ДИ-Вн (36555-07)  | 0...4,0 МПа                           | ± 0,5 %                         |
| Объем и объемный расход нефтяного газа в стандартных условиях | Блок вычисления расхода газа БВР.М (13489-13)  | Сигнал давления, 4-20 мА              | ± 0,3 %                         |
|   |  | Сигнал температуры 4 до 20 мА         | ±0,5 °С                         |
|   |  | Сигнал расхода в рабочих условиях     | ±0,10 %                         |
|   |  | Сигнал расхода в стандартных условиях | ± 0,35 %                        |
| Ток преобразователей  | Программируемые измерительные преобразователи контроллеров I-7000, I-8000, М-7000 (20993-06), Контроллерные модули серии МК-400 (24642-03) | от 4 до 20 мА                         | ± 0,5 % (привед.)               |

Расход газа измеряется перед выходом газа в коллектор. Расход жидкости измеряется преобразователем расхода ЭРВИП перед выходом жидкости в коллектор. Поточный плотномер, установленный в верхней части второй емкости, определяет плотность самой тяжелой жидкости — воды и самой легкой жидкости — нефти. Объемный расход и объем попутного нефтяного газа приводятся к стандартным условиям блоком вычисления расхода газа БВР.М с учетом результатов измерений давления и температуры преобразователями, установленными на газовой линии перед выходом в общий коллектор.

Блок измерений и обработки информации (БИОИ) содержит промышленный контроллер, операторскую панель, систему защиты цепей питания и преобразователей напряжения, систему искро- и грозозащиты информационных цепей протоколов R485, RS232. Микропроцессор БИОИ по результатам измерений объемного расхода жидкости комбинированным преобразователем расхода ЭРВИП и плотности жидкости поточным плотномером 804-Вн вычисляет массовый дебит жидкости, эмульсии, нефти, воды. Гидрораспределитель ПСМ-4-НТ управляется по

установленной программе от системы телемеханики через станцию управления. По команде станции управления включается электродвигатель гидропривода ГП-НТ, и в системе гидравлического управления повышается давление. Электродвигатель перемещает каретку гидрораспределителя ПП-НТ, устанавливая в соответствующее положение переключатель скважин. В таблице 2 перечислены средства обработки результатов измерений

Таблица 2 - Средства обработки результатов измерений

| Операции обработки  | Наименование, тип СИ (номер в Госреестре СИ)   |
|---|--|
| Обработка результатов прямых измерений, передача и хранение результатов измерений | Промышленный контроллер типа SKADAPack (16856-08)  |
|   | Преобразователи измерительные контроллеров программируемые I-7000, I-8000, M-7000 (20993-06)   |
|   | Модули контроллерные серии МК-400 (24642-03)   |
|   | Контроллеры измерительные АТ-8000 (42676-09)   |
|   | Контроллеры программируемые измерительно-вычислительных и управляющих комплексов на базе платформы ControlLogix 1756, CompactLogix 1769 (42664-09) |
|   | Контроллеры измерительные R-AT-MM Argosi (43692-10)  |
|   | Комплекс программно-технический «Мега» (48782-11)  |
|   | Контроллеры измерительные DirectLOGIC (17444-11)   |
| Станция СТК Z*181.62 на основе персонального компьютера (ПК)                      |  |

Связь между первичными преобразователями и контроллерами реализована по протоколу RS485

Внешний вид технологического блока «СПУТНИК МАСС-НТ» представлен на рис. 1.



Рис.1

Связь между первичными преобразователями и контроллерами реализована по протоколу RS485.

#### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (ПО) программно-технического комплекса «Мега» делится на две части: встроенное ПО (ВПО) контроллеров «Мега» и внешнее, устанавливаемое на ПК.

Встроенное ПО контроллеров «Мега» разработано фирмой-изготовителем и устанавливается в энергонезависимую память контроллера. ВПО устанавливается на заводе-изготовителе и не может быть изменено потребителем. Идентификация ВПО потребителем не предусмотрена. Текущие значения идентификационных признаков конкретного экземпляра контроллера устанавливаются при первичной поверке ПТК «Мега». ВПО «Мега» состоит из следующих частей:

ПО «Ротор» - программа опроса контроллеров, которая:

- последовательно опрашивает контроллеры в фоновом циклическом режиме;
- предоставляет возможность изменения списка опрашиваемых контроллеров, списка запрашиваемых из них данных и списка выполняемых команд;
- выполняет маршрутизацию передаваемых пакетов;
- ведет статистику качества связи с контроллерами;
- передает данные в контроллер для управления технологическим объектом;
- создает и ведет базу данных контроллеров.

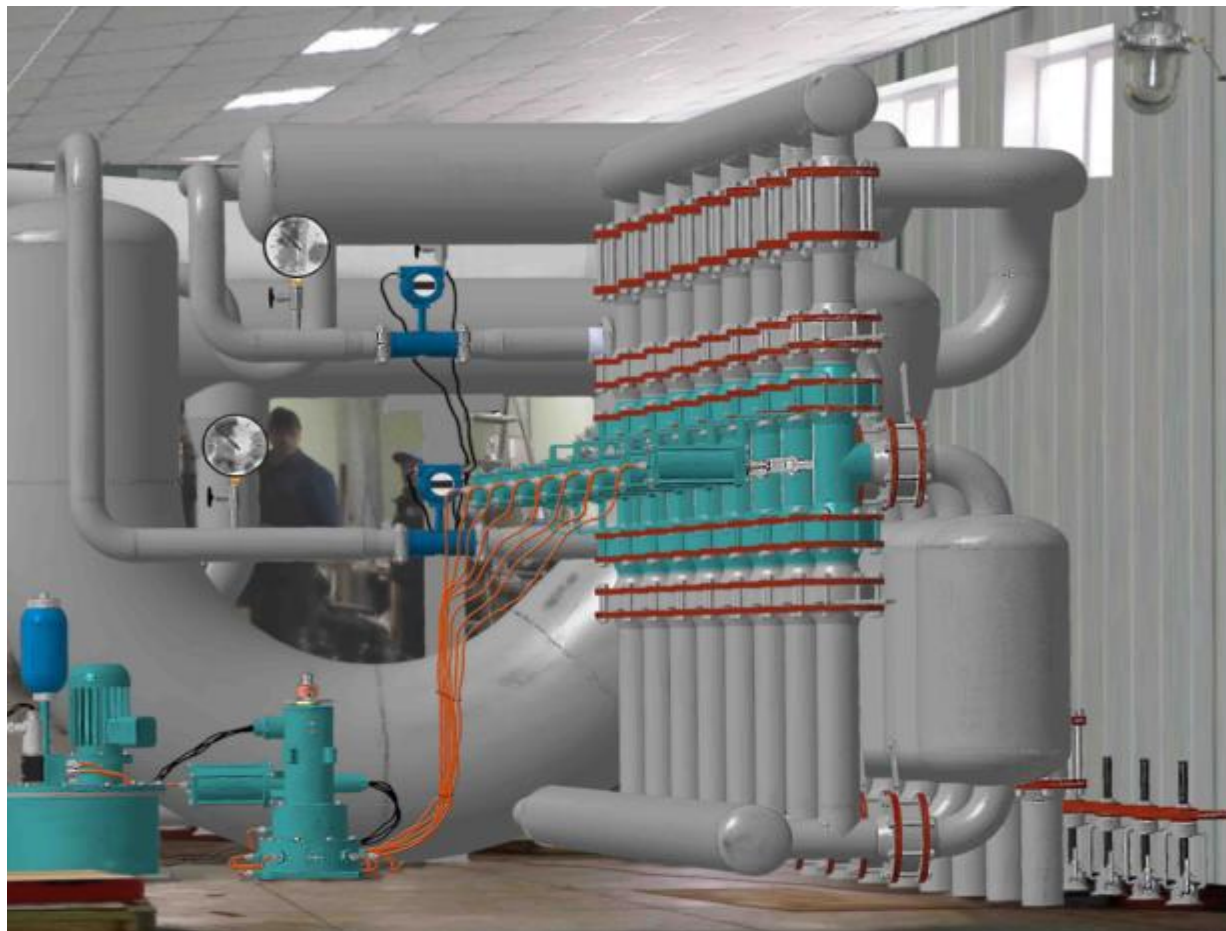


Рис.2 Внутренний вид технологического блока

ПО «OPC-сервер» контроллеров «Мега» получает данные от ПО «Ротор», выполняет необходимые преобразования и предоставляет эти данные клиентам по стандарту OPC ([OLE](#) for Process Control, здесь OLE - object linking and embedding, связь и погружение объектов). Посредством ПО собираются данные с преобразователей объемного расхода, датчика давления, преобразователя температуры, поточного плотномера 804, вычисляются массы и массовые расходы жидких фракций и объема газа, приведенного к стандартным условиям, архивируется информация, формируются отчеты и отображаются результаты измерений. Интерфейс пользователя не позволяет вносить какие-либо изменения, влияющие на ПО.

В ПО ПТК «Мега» защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО;
- контролем целостности данных в процессе выборки из БД;
- автоматической фиксацией в рабочем журнале факта обнаружения дефектной информации в БД;
- автоматическим контролем доступа к хранимой информации согласно роли оператора, используемым стратегиям доступа и имеющимся у оператора правам;
- настройкой доступа на фиксацию в рабочих журналах фактов успешного или неуспешного доступа пользователей к хранимой информации.

В соответствии с разделом 2.6 МИ 3286-2010 и на основании результатов проверок ПО ПТК «Мега» уровень защиты ПО ПТК «Мега» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С.

Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные надежно защищены специальными средствами защиты от преднамеренных изменений.

В поточном плотномере 804 используются встроенное и внешнее ПО. Версия ВПО - 1.04, внешнего ПО «Плотномер 804» - 1.0.0.1. ВПО разработано фирмой-изготовителем специально для решения задач непрерывного преобразования значений измеряемой плотности среды в электрический выходной сигнал. ПО устанавливается на заводе-изготовителе и не может быть изменено потребителем. ВПО плотномеров защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений системой защиты контроллера от чтения и записи.

В соответствии с разделом 2.6 МИ 3286-2010 уровень защиты ВПО «Плотномер 804.exe», используемого в установке, от непреднамеренных и преднамеренных изменений, соответствует уровню А.

ВПО «Плотномер 804.exe» для персонального компьютера под управлением операционной системы MS Windows может использоваться для просмотра и изменения настроечных параметров плотномера, просмотра результатов измерений в реальном времени на дисплее персонального компьютера при проведении технического обслуживания, просмотра памяти данных.

В блоке БВР.М отсутствует возможность внесения несанкционированных изменений (преднамеренных и непреднамеренных) в ПО посредством внешних интерфейсов или меню прибора (с клавиатуры).

Привязка в ПО блока БВР.М входных измерительных каналов к подключаемым датчикам расхода, давления, температуры, давления, плотности изменяется по специальному паролю, изменения настроек вступают в силу только после сохранения изменений в ПЗУ приборов; при этом в архиве (энергонезависимой памяти) формируется специальная запись входа по паролю с идентификацией даты, времени, всех проведенных операций и прав доступа.

ПО «Интротест» установлено на станции СТК Z181.62, реализованной на основе персонального компьютера. Исполняемый файл - UIDS\_xVy.exe, где x, y – номер версии и подверсии ПО; файл находится на несъемном диске контроллера и работает в операционной системе FreeDOS.

В соответствии с разделом 2.6 МИ 3286-2010 и на основании результатов проверок ПО «Интротест» уровень защиты ПО «Интротест» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С».

Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные защищены с помощью специальных средств от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|---|---|---|---|
| 1                                     | 2   | 3   | 4   | 5   |
| ПО «Плотномер 804»                    | Плотномер 804.exe                                       | 1.0.0.1   | 1953c6254aab090d528a8106f0155e18                                | md5   |
| ПО «Ротор» ПТК «Мега»                 | Цикломашина опроса «Ротор»                              | 10XX.X сборка XXX*  | 790413C09D058BD0-A7E70DB8B8C65B73                               | md5   |
| ПО «Mega OPC-сервер» ПТК «Мега»       | Mega OPCDA Server                                       | 10X.X.X.XXX*  | 23C6EA040929354C-928D66FCF66D40D4                               |   |

| Наименование программного обеспечения                 | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---|---|---|---|---|
| 1   | 2   | 3   | 4   | 5   |
| ПО БВР.М в составе счетчика свободного нефтяного газа | СВГ-ПНГ   | v002m   | 0xA0F5  | CRC16   |
| ПО «Интротест»  | UIDS_xVu.exe + код версии                               | См. примечание**  | См. примечание**  | md5   |

Примечания.

\* Номер версии метрологически значимой части ПО «Ротор» и ПО «ОПС-сервер» определяют первые две цифры, в качестве букв «X» могут использоваться любые символы.

\*\* Код версии зависит от комплектации установки и записывается в ее паспорте.

### Метрологические и технические характеристики

|   |                        |
|---|------------------------|
| Количество подключаемых скважин   | от 1 до 14             |
| Верхний предел измерений дебитов:   |                        |
| массового расхода жидкости, т/сут   | 400                    |
| объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /сут  | 3000                   |
| Рабочее давление, МПа, не более   | 4,0                    |
| Температура окружающего воздуха, °С   | от минус 50 до плюс 40 |
| Характеристики рабочей среды – газо-жидкостной смеси (нефть, пластовая вода, газ)   |                        |
| температура, °С   | от плюс 5 до плюс 60   |
| вязкость, 10 <sup>6</sup> м <sup>2</sup> /с, не более   | 120                    |
| давление, МПа, не более   | 4,0                    |
| плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>  | от 700 до 900          |
| плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>   | от 1000 до 1200        |
| объемная доля пластовой воды (обводненность нефти)  | от 0 до 95             |
| содержание парафина, массовая доля, %   | до 7,0                 |
| содержание механических примесей, мг/л  | до 3000                |
| размер механических примесей, мм  | до 5,0                 |
| объемное содержание сероводорода, %   | до 2,0                 |
| содержание газа в нефти (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т в стандартных условиях  | до 150                 |
| Исполнение приборов, устройств и электрооборудования технологического блока взрывозащищенное, по классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ) |                        |
| Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей II А-ТЗ по ГОСТ Р 51330.(11, 19)  |                        |
| Исполнение электрооборудования аппаратурного блока  | обыкновенное           |
| Количество входных и выходных сигналов (каналов) БИОИ станции управления, не менее  | 6                      |
| Унифицированные токовые сигналы   | 0...20 (4...20) мА     |

|  |  |
|--|--|
| Дискретные сигналы   | сухой контакт, переход коллектор-эмиттер транзистора |
| Импульсные сигналы   | 2  |
| Коммуникационные каналы RS48   | протокол Modbus (мастер)                             |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:  |  |
| -массы и массового расхода сырой нефти   | ± 2,5  |
| -объёма и объёмного расхода газа в стандартных условиях  | ± 5,0  |
| -массы и массового расхода нефти с объемом содержания пластовой воды в сырой нефти:                          |  |
| до 70 %  | ± 6,0  |
| от 70 % до 95 %  | ± 15,0   |
| Пределы допускаемой относительной погрешности, вносимой БИОИ в измерения, % унифицированных токовых сигналов | ± 0,5  |
| числа импульсов  | ± 0,15   |
| интервалов времени   | ± 0,15   |
| Пределы допускаемой относительной погрешности, вносимой БИОИ при обработке информации, %                     | ± 0,05   |
| Питание электрических цепей:   |  |
| напряжение, В  | 380/220 переменного тока                             |
| отклонение напряжения питания сети, %  | от минус 15 до плюс 10                               |
| частота переменного тока, Гц   | 50 ± 1   |
| потребляемая мощность, кВт·А   | до 20  |
| Средняя наработка на отказ, ч  | 17250  |
| Срок службы, лет   | 10   |

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на шильдике измерительной установки.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплект поставки установки измерительной «СПУТНИК МАСС- НТ»:

| Обозначение  | Наименование                    | Количество |
|--|---------------------------------|------------|
| «СПУТНИК МАСС- НТ»   | Установка измерительная, в т.ч. | 1          |
|  | Блок технологический            | 1          |
|  | Блок аппаратурный               | 1          |
| 3667-034-77852729-2013 РЭ  | Руководство по эксплуатации     | 1          |
| 3667-034-77852729-2013 ПС  | Паспорт                         | 1          |
| «Инструкция. Установки измерительные «СПУТНИК МАСС- НТ». Методика поверки. 3667-034-77852729-2013 МП » | Методика поверки                | 1          |
|  | Комплект ЗИП                    | 1          |



### **Поверка**

осуществляется по документу 3667-034-77852729-2013 МП «Инструкция. ГСИ. Измерительные установки «СПУТНИК МАСС-НТ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12 марта 2014 г.

Основные средства поверки:

Калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-2000А. Диапазон воспроизведения токового сигнала 0...25 мА. Пределы допускаемой абсолютной погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала  $\pm 0,003$  мА.

Частотомер электронно-счетный АКИП 5102 Госреестр 57319-14 Диапазон измерений 0,001 Гц...400 МГц, погрешность  $\pm 2 \cdot 10^{-8}$  импульсов за год.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений «Масса сырой нефти и объем попутного газа. Методика измерений, выполняемых измерительными установками «СПУТНИК МАСС-НТ» аттестована ФГУП «ВНИИМС» 28.04.2015 г., № 01.00225-2011.208-2009 и внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, номер ФР 01.00225-2011.208/13-19.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «СПУТНИК МАСС- НТ»**

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

2 ГОСТ 8.510-2002.ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема газа и массы жидкости.

3 ТУ 3667-034-77852729-2013. Установки измерительные «СПУТНИК МАСС-НТ». Технические условия.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью инженерно-производственное предприятие «Новые Технологии» (ООО ИПП «Новые Технологии»), 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, а/я71, тел/факс(347)293-93-33, 223-26-85, e-mail: [nt@tech-new.ru](mailto:nt@tech-new.ru), <http://www.tech-new.ru>.

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.