

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 ³ /ч	± 1,0 % в диапазоне расходов от наименьшего Q ₀ до наибольшего Q _{max}
Объем и объемный расход нефтяного газа в стандартных условиях	Преобразователь расхода газа ЭРВИП (50345-12)	20 до 120 м ³ /ч в рабочих условиях	± 2,5 % в диапазоне расходов от 0,1 Q _{max} до 0,9 Q _{max}
Плотность обезвоженной нефти, воды, эмульсии	Поточный плотномер 804-Вн (47933-11)	0 до 2000 кг/м ³	$\gamma = \pm (0,1 + (100 \cdot \Delta T / \Delta \rho + 0,05) \%)$, 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.

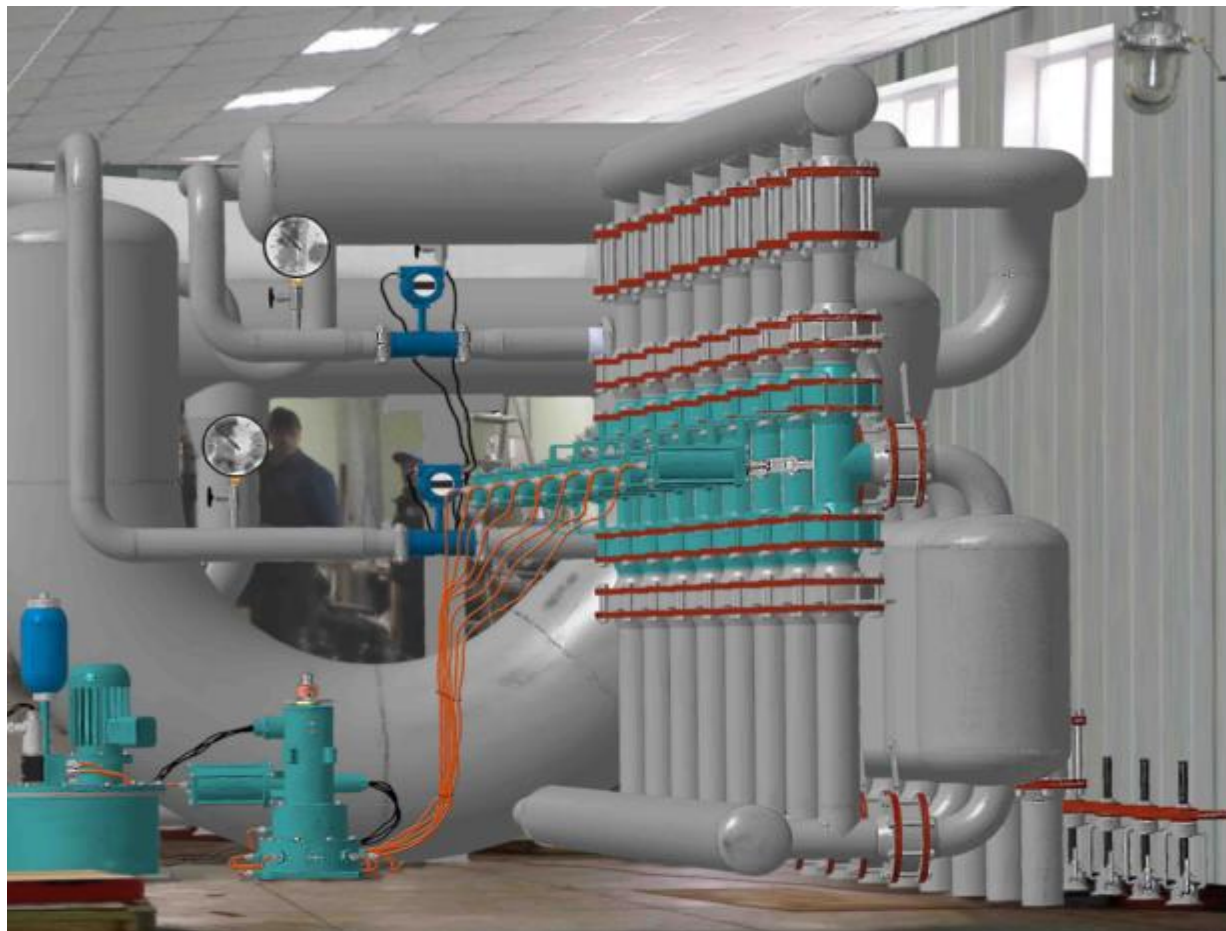


Рис.2 Внутренний вид технологического блока

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 ³ /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 ⁶ м ² /с, не более	120
давление, МПа, не более	4,0
плотность нефти, кг/м ³	от 700 до 900
плотность пластовой воды, кг/м ³	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 ³ /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, <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, 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.