

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установка измерительная нефти и нефтяного газа

#### Назначение средства измерений

Установка измерительная нефти и нефтяного газа (далее - установка) предназначена для автоматизированного измерения дебита нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, по массе сырой нефти без учета воды и по объему попутного нефтяного газа посредством сепарации нефтегазоводяной смеси с последующим измерением количества и параметров сепарированной скважинной жидкости и попутного нефтяного газа.

#### Описание средства измерений

Принцип действия установки заключается в разделении нефтегазоводяной смеси на жидкую (сырая нефть) и газовую (попутный нефтяной газ) фазы с помощью сепаратора и последующем измерении массы сырой нефти и объема попутного нефтяного газа.

Массовый расход, масса и плотность сырой нефти измеряются прямым методом динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых (далее - СРМ).

Объемный расход и объем попутного нефтяного газа в рабочих условиях (при давлении и температуре сепарации) измеряются прямым методом динамических измерений с применением средств измерений объемного расхода или косвенным методом измерений с применением СРМ и результатов измерений плотности попутного нефтяного газа. Приведение измеренного объема и плотности попутного нефтяного газа к стандартным условиям осуществляется по алгоритму, реализованному в системе сбора и обработки информации (СОИ) установки.

Содержание объемной доли воды в сырой нефти определяется одним из трех способов:

- прямым методом динамических измерений с применением поточного преобразователя содержания объемной доли воды (при его наличии);
- косвенным методом динамических измерений по результатам измерений СРМ плотности сырой нефти, а также по результатам периодических определений в испытательной лаборатории плотности обезвоженной дегазированной нефти и плотности пластовой воды, значения которых вводятся в СОИ как условно-постоянные величины, применяемые в течении установленного периода времени;
- в испытательной лаборатории по отобранной пробе, согласно установленной периодичности, определенное значение вводится в СОИ установки как условно-постоянная величина в течении установленного периода времени.

Массовый расход и масса сырой нефти без учета воды измеряются косвенным методом динамических измерений, по результатам которых определяются значения массового расхода, массы сырой нефти и содержания объемной доли воды в сырой нефти.

Избыточное давление измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме прямым методом динамических измерений с применением средств измерений давления. Так же для измерений и индикации давления используются показывающие средства измерений давления.

Температура измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме с применением средств измерений температуры. Так же для измерений и индикации температуры измеряемой среды используются показывающие средства измерений температуры.

СОИ установки реализована на основе системы управления модульной V&R X20. СОИ выполняет функции опроса первичных преобразователей, преобразования их сигналов из аналоговых в цифровые, расчета выходных величин, формирования отчетов.

Перечень применяемых в установке средств измерений и их регистрационные номера в Федеральном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ) приведен в таблице 1

Таблица 1

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Средства измерений массы и массового расхода сырой нефти и попутного нефтяного газа:	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (мод. CMF 300; F 200)	45115-16
Средства измерений содержания объемной доли воды в сырой нефти*:	
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 (мод. ВСН-2-50-100)	24604-12
Влагомеры поточные L и F (мод. F)	56767-14
Влагомеры сырой нефти ВОЕСН	32180-11
Измерители обводненности Red Eye® (мод. 2G)	47355-11
Средства измерений и показывающие средства измерений избыточного давления:	
Датчики избыточного давления Метран-150	32854-13
Манометры показывающие МПА-Кс	50119-12
Средства измерений и показывающие средства измерений температуры:	
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
Система сбора и обработки информации:	
Системы управления модульные В&R X20	57232-14
* Опционально, при установке влагомера.	

Пломбирование установок не предусмотрено.

### Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее - ПО) реализован в компонентах СОИ и обеспечивает обработку входных сигналов, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AgzuIMS-C
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.71.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «высокий».

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики установки и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики установки и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Верхний предел измерений дебита скважины по жидкости, т/сут	250
Максимальное количество попутного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям на тонну нефти (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т	2000

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %, при измерении:*	
массы сырой нефти	±2,5
массы сырой нефти без учета воды:	
- при содержании объемной доли воды до 70 % включ.	±6,0
- при содержании объемной доли воды от св. 70 до 95 % включ.	±15,0
- при содержании объемной доли воды св. 95 %	устанавливается в методике измерений
объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	±5,0
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	98
Диапазон рабочего избыточного давления, МПа	от 1,2 до 10,0
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от -5 до +20
Диапазон кинематической вязкости нефти при +20 °С, сСт	от 1 до 150
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 690 до 1100
Диапазон плотности нефти обезвоженной, дегазированной, кг/м <sup>3</sup>	от 690 до 860
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1407
* Погрешности нормированы для нормальных условий испытаний на эталонах, аттестованных в установленном порядке	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное количество подключаемых скважин	6
Режим работы	Постоянный / периодический
Условия эксплуатации: - температура в помещениях измерительной установки °С, не ниже	+5
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	50
Средний срок службы, лет	15

### Знак утверждения типа

наносится типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорт.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность поставки\*

Наименование	Обозначение	Количество
Установка, заводской номер 005		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.
Руководство по эксплуатации	0801.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0561-9-2017	1 экз.
Паспорт	0801.00.00.000 ПС	1 экз.
*Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта.		

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0561-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные нефти и нефтяного газа. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 03 ноября 2016 г.

Основные средства поверки:

Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков».

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Рекомендация. Количество нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр. Методика измерений с применением Установки измерительной нефти и нефтяного газа» (Свидетельство об аттестации 01.00257-2013/15109-16 от 12 декабря 2016 г. выдано ФГУП «ВНИИР»)

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установке измерительной нефти и нефтяного газа**

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

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

Техническая документация изготовителя

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз») ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская область, Ленинский район, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10. ком. 611

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д.47а

Тел./факс: (495) 221-10-50/(495) 221-10-51

E-mail: [ims@imsholding.ru](mailto:ims@imsholding.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32

E-mail: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.