

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные нефти и нефтяного газа ИУНГ

Назначение средства измерений

Установки измерительные нефти и нефтяного газа ИУНГ (далее - установки) предназначены для автоматизированного измерения дебита нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, по массе сырой нефти без учета воды и по объему свободного нефтяного газа посредством сепарации нефтегазоводяной смеси с последующим измерением количества и параметров сепарированной скважинной жидкости и свободного нефтяного газа, с учетом количества газа, используемого для газлифтной добычи.

Описание средства измерений

Установки состоят из технологического блока (далее - БТ), включающего в себя сепарационную емкость, служащую для разделения потока измеряемой среды на газовую и жидкую фазы, блока переключения скважин, содержащего трехходовые краны или переключатель скважин многоходовой, измерительных линий расхода и количества продуктов сепарации, оснащенных средствами измерений и вспомогательным оборудованием, трубопроводной обвязки и шкафа управления и индикации установки (далее - ШУИ), служащего для обработки измерительной информации и управления режимом работы установок.

Принцип действия установок заключается в разделении нефтегазоводяной смеси на жидкую (сырая нефть) и газовую (нефтяной газ) фазы с помощью сепаратора и последующих измерениях массы сырой нефти и объема свободного нефтяного газа.

Массовый расход, масса и плотность сырой нефти измеряются прямым методом динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых (далее - СРМ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5$ %.

Объемный расход и объем свободного нефтяного газа в рабочих условиях (при давлении и температуре сепарации) измеряются прямым методом динамических измерений с применением средств измерений объемного расхода) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5$ % или с применением СРМ и результатов измерений плотности свободного нефтяного газа с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,0$ %. Приведение измеренного объема, плотности свободного нефтяного газа к стандартным условиям осуществляется в ШУИ.

Объемный расход и объем газлифтного нефтяного газа при рабочих и стандартных условиях по каждой скважине измеряется с применением средств измерений расхода газлифтного газа с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5$ %. Измеренные значения передаются в ШУИ установки для формирования отчетов по всем скважинам и передачи их в систему верхнего уровня.

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

- с применением поточного преобразователя содержания объемной доли воды (при его наличии) с пределом абсолютной погрешности не более 1% при содержании объемной доли воды до 70 % , не более 1,5% при содержании объемной доли воды до 100%.

- по результатам измерений СРМ плотности сырой нефти, а также по результатам периодических определений плотности обезвоженной дегазированной нефти и плотности пластовой воды, значения которых вводятся в ШУИ как условно-постоянные величины, применяемые в течение установленного периода времени;

- по отобранной пробе, согласно установленной периодичности, определенное значение вводится в ШУИ установки как условно-постоянная величина в течение установленного периода времени.

Массовый расход и масса сырой нефти без учета воды измеряются по результатам измерений 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 датчиков давления с пределами приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$. Для индикации давления используются показывающие средства измерений давления.

Температура измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме с применением термопреобразователей с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для индикации температуры используются показывающие средства измерений температуры.

ШУИ установок реализован на основе программируемых логических контроллеров. ШУИ выполняет функции управления работой оборудования установки и сигнализации о ее состоянии, а также обеспечивает опрос первичных преобразователей и преобразования их сигналов в значения физических величин, расчет количества нефти и нефтяного газа по каждой скважине с учетом введенных согласно МИ условно-постоянных величин (констант) для каждой скважины, формирование отчетов и передачу их в систему верхнего уровня.

Типы средств измерений (СИ), используемых в составе установки, выбираются из таблицы 1 на этапе изучения условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

Общий вид БТ установок представлен на рис. 1. Пломбирование установок не предусмотрено.

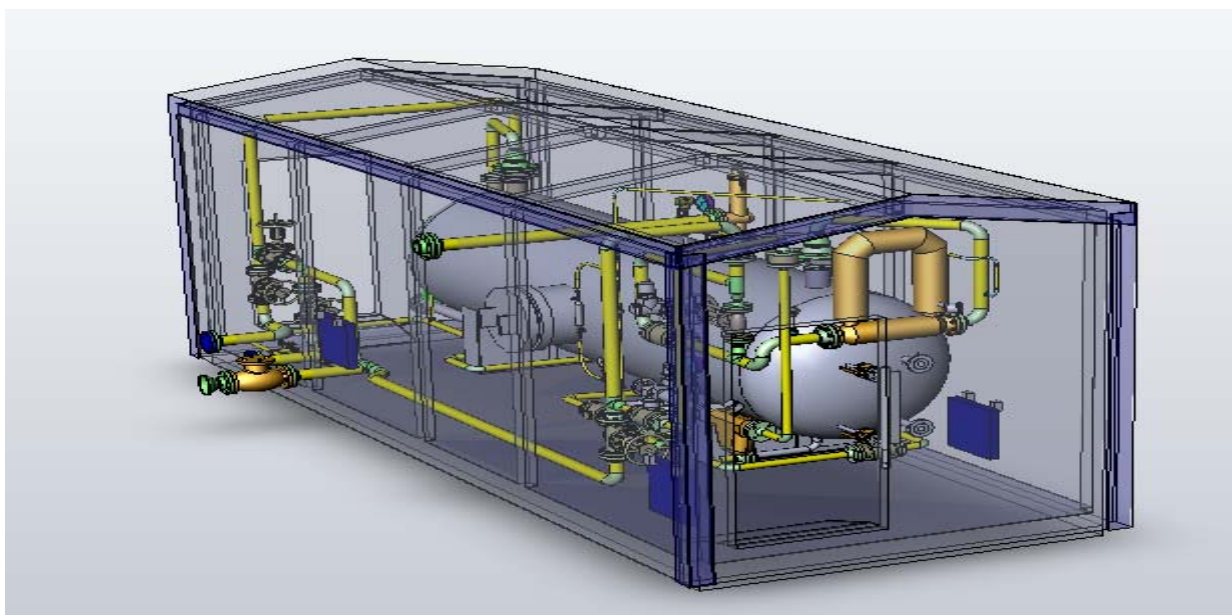


Рисунок 1 - Общий вид БТ установок

Конструкция и вид БТ установки может отличаться от приведенной на рисунке 1 в зависимости от типов используемых в составе установки СИ.

Перечень применяемых в установке СИ и их регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень СИ используемых в установках

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
СИ массы и массового расхода жидкости и газа	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass (мод. Promass 300, Promass 500)	68358-17
СИ объема и объемного расхода газа в рабочих условиях	
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Датчики расхода газа “ДУМЕТИС-1223М”	57997-14
Счетчики газа “ДУМЕТИС-9423М”	57998-14
СИ содержания объемной доли воды в нефти	
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15
Влагомеры поточные L и F	56767-14
Влагомеры сырой нефти ВОЕСН	32180-11
Измерители обводненности Red Eye 2G® и Red Eye 2G® Multiphase	47355-11
СИ давления	
Датчики давления Метран-100	22235-08
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	37667-13
Датчики давления малогабаритные КОРУНД	47336-16
СИ температуры	
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи измерительные АТТ2100	70157-18
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
Преобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	23410-13
Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех	23410-13
ШУИ	
Системы управления модульные V&R X20	57232-14
Примечание: Конкретные модели СИ определяются заказом	

Программное обеспечение

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AgzuIMS.br
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.72.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

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 установок и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3 и таблице 3а.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Наибольший расход жидкости в зависимости от типоразмера (варианта исполнения), т/сут	100; 400; 1500; 2000; 3000; 4000; 6000
Диапазон измерений объемного расхода свободного и газлифтного газа, приведенные к стандартным условиям, м ³ /сут *	от 24 до 240000
Пределы допускаемой относительной погрешности установок, %, при измерениях	
- массы сырой нефти	±2,5
- массы сырой нефти без учета воды: - при содержании объемной доли воды до 70 % включ. - при содержании объемной доли воды свыше 70 % до 95 % включ. - при содержании объемной доли воды свыше 95 %	±6 ±15 Устанавливается в аттестованной методике измерений
объема свободного и газлифтного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	±5
Примечание: * - уточняется при заказе	

Таблица 3а - Основные технические характеристики и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Максимальное количество подключаемых скважин	14
Режим работы	Непрерывный
Условия эксплуатации:	
-температура в блоке технологическом, блоке переключения скважин и блоке автоматики, °С, не ниже*	+5 +10
Средний срок службы, лет	10
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефтегазовая смесь, газлифтный газ
Содержание воды в сырой нефти, %, не более	100
Содержание сероводорода, % объемных, не более	8,0
Рабочее избыточное давление (расчетное), МПа, не более	
-нефтегазовая смесь	6,3
-газлифтный газ	10,0
Температура рабочей среды, °С	
-нефтегазовая смесь	от 0 до 80
-газлифтный газ	от 0 до 80

Наименование характеристики	Значение
Плотность сырой нефти, кг/м ³	от 690 до 1400
Плотность нефти обезвоженной, дегазированной при 20 °С, кг/м ³	от 690 до 1160
Напряжение переменного тока, В	380±38/220±22
Частота переменного тока, Гц	50±1
Примечание: * - уточняется при заказе	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки*

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная нефти и нефтяного газа ИУНГ		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.
Установка измерительная нефти и нефтяного газа. Руководство по эксплуатации	0814.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0711-9-2017	1 экз.

*Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта.

Поверка

осуществляется по документу МП 0711-9-2017 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные нефти и нефтяного газа ИУНГ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 25 декабря 2017 г.

Основные средства поверки:

рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.

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

отсутствуют.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным нефти и нефтяного газа ИУНГ

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

ТУ 3667-003-92743614-2015 Измерительные установки нефти и нефтяного газа. Технические условия

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный машиностроительный завод» (ООО «ДОМЗ»)

ИНН 7710535349

Адрес: 142005, Московская область, г. Домодедово, мкр. Центральный, ул. Кирова, строение 27

Телефон/факс: (495)-419 00-96

E-mail: domz@domz.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия» (ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)

ИНН 3908036487

Адрес: 236039, г. Калининград, ул. Портовая, 41

Телефон: (4012) 31-07-28

Факс: (4012) 31-07-29

E-mail: office@ogsb.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «Системы Нефть и Газ»)

ИНН 5050024775

Адрес: 141101, Московская обл., г. Щелково, ул. Заводская, дом 1, корп. 1

Телефон: (495) 995-01-53

E-mail: office@oosng.ru

Заявитель

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

ИНН 7736545870

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

Телефон: (495) 221-10-50

Факс: (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Web-сайт: <http://www.imsholding.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Телефон: (843)272-70-62

Факс: 272-00-32

E-mail: vniirpr@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.

« ____ » _____ 2018 г.