

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 свободного нефтяного газа посредством сепарации нефтегазоводяной смеси с последующим измерением количества и параметров сепарированной скважинной жидкости и свободного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Установка состоит из технологического блока, включающего в себя сепарационную емкость, служащую для разделения потока измеряемой среды на газовую и жидкую фазы, измерительные линии расхода и количества продуктов сепарации, оснащенные средствами измерений и вспомогательным оборудованием, и трубопроводную обвязку, и блока автоматики, служащего для обработки измерительной информации и управления режимом работы установки.

Принцип действия установки 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).

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 или косвенным методом измерений, с применением СРМ и результатов измерений плотности свободного нефтяного газа. Приведение измеренного объема, плотности свободного нефтяного газа к стандартным условиям осуществляется контроллером шкафа управления и индикации блока автоматики установки (далее - ШУИ) согласно «Методике измерений с применением установки измерительной нефти и нефтяного газа» (далее - МИ).

Объемный расход и объем газлифтного нефтяного газа при рабочих и стандартных условиях по каждой скважине измеряется с применением средств измерений расхода газлифтного газа. 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:

- 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 ШУИ как условно-постоянные величины, применяемые в течении установленного периода времени;

- в испытательной лаборатории по отобранной пробе, согласно установленной периодичности, определенное значение вводится в ШУИ 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 термопреобразователей с унифицированным выходным сигналом.

ШУИ установки реализован на основе системы управления модульной V&R X20. ШУИ выполняет функции управления работой оборудования установки и сигнализации о ее состоянии, а также обеспечивает опрос первичных преобразователей и преобразования их сигналов из аналоговых в цифровые, 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.

Общий вид установки представлен на рис. 1.

Пломбирование установки не предусмотрено.

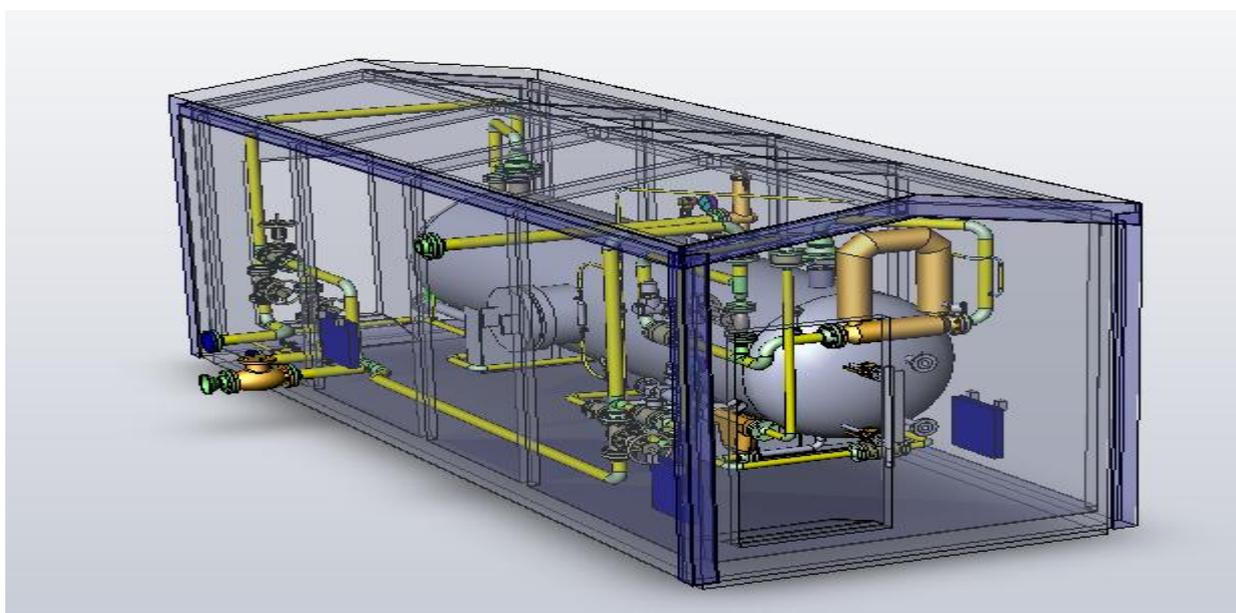


Рисунок 1 - Общий вид установки

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

Таблица 1- Перечень средств измерений и их регистрационные номера

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Средства измерений массы и массового расхода сырой нефти и свободного нефтяного газа:	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (мод. CMF 300; F 200)	45115-16
Средства измерений объемного расхода и объема газлифтного газа:	
Счетчики газа «DYMETIC-9423M» (мод. «DYMETIC-9423M-T-50-60»)	57998-14

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
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.	

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.

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

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)	-

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
Диапазон измерений дебита скважин по жидкости, т/сут	от 1,5 до 150
Диапазон измерений объемного расхода свободного газа в стандартных условиях, м ³ /сут	от 500 до 200000
Диапазон измерений объемного расхода газлифтного газа в стандартных условиях, м ³ /сут	от 300 до 50000
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 %	±6
- при содержании объемной доли воды от 70 % до 95 %	±15
- при содержании объемной доли воды свыше 95 %	не нормируется (устанавливают в методике измерений)

Наименование характеристики	Значение
Объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям	±5
Объема газлифтного газа, приведенного к стандартным условиям	±5
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь, газлифтный газ
Содержание воды в сырой нефти, %	до 100
Рабочее избыточное давление (расчетное), МПа - нефтегазоводяная смесь - газлифтный газ	до 6,3 до 10,0
Температура рабочей среды, °С - нефтегазоводяная смесь - газлифтный газ	от 0 до +20 от 0 до +20
Плотность сырой нефти при 20°С, кг/м ³	от 690 до 1170
Плотность нефти обезвоженной, дегазированной при 20°С, кг/м ³	от 690 до 860
Плотность пластовой воды при 20°С, кг/м ³	1170
Максимальное количество нефтяного газа (свободного) приведенного к стандартным условиям на тонну нефти (газовый фактор), м ³ /т	1000
* Погрешности нормированы для нормальных условий испытаний на эталонах, аттестованных в установленном порядке	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное количество подключаемых скважин	10
Режим работы	непрерывный
Температура, °С - в БТ, БПС; - в БА	не ниже +5 не ниже + 5 с возможностью повышения температуры при необходимости до + 10
Электроснабжение напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	(380/220)±10% 50±5
Режим управления запорно-регулирующей арматурой	Ручной, автоматизированный
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 696		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Руководство по эксплуатации	0814.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0582-9-2017	1 экз.
*Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта.		

Поверка

осуществляется по документу МП 0582-9-2017 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные нефти и нефтяного газа. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 28 апреля 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

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 01.00257-2013/3209-17 от 28 апреля 2017 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 «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

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

Web-сайт: www.imsholding.ru

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

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.