

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» мая 2023 г. № 955

Регистрационный № 88950-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные сырой нефти УИСН

Назначение средства измерений

Установки измерительные сырой нефти УИСН (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) на сырую нефть и нефтяной газ, измерении массы жидкостного потока и объемной доли воды в ней, а также массы (или объема) нефтяного газа и последующего приведения объема газа к стандартным условиям.

Одним из основных элементов установки является сепаратор, в котором нефтегазоводяная смесь разделяется на газ и жидкость. В зависимости от вида сепаратора установки подразделяются на следующие модификации: «УИСН-ДИНАМИК» и «УИСН-ЦИКЛОН».

Установка состоит из блока с технологическим оборудованием (далее – БТ) и блока с системой контроля и управления (далее – БА), расположенного в шкафу.

В состав БТ могут входить: сепаратор, входной и выходной трубопроводы; переключатель скважин многоходовый (далее – ПСМ) с гидроприводом; расходомер жидкости; расходомер газа; влагомер; преобразователи давления и температуры; манометры и термометры для местной индикации давления и температуры; ручной или автоматический пробоотборник; запорно-регулирующая арматура; узел подключения поверочной установки.

Система обработки информации включает в себя программируемый логический контроллер (далее – ПЛК). ПЛК осуществляет сбор и обработку информации от первичных преобразователей, вычисления массы и массового расхода скважинной жидкости, вычисления массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, местное управление оборудованием установки; автоматическое последовательное переключение скважин; управление запорно-регулирующей арматурой и т.д.

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

В состав установки могут входить следующие основные средства измерений (далее – СИ) утвержденных типов:

- счетчики расходомеры массовые Micro Motion, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 45115-10, 45115-16, 71393-18, 84123-21;

- расходомеры-счетчики массовые кориолисовые «ROTA MASS», рег. №№ 27054-09, 27054-14, 75394-19;
 - расходомеры массовые «Promass», рег. №№ 57484-14, 68358-17, 86234-22;
 - счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С, рег. № 75514-19;
 - счетчики-расходомеры массовые UST-Flow, рег. № 78029-20;
 - счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260», рег. №№ 42953-15, 77657-20;
 - счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак, рег. № 47266-16;
 - счетчики-расходомеры массовые МИР, рег. № 68584-17;
 - счетчики жидкости массовые МАССК, рег. № 12182-09;
 - счетчики-расходомеры массовые OPTIMASS, рег. №№ 78635-20, 77658-20;
 - счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс, рег. № 70629-18;
 - счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300, рег. № 65918-16;
 - счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ, рег. № 80540-20;
 - счетчики газа вихревые СВГ, рег. №№ 13489-07, 13489-13;
 - датчики расхода газа ДРГ.М, рег. № 26256-06;
 - расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ), рег. № 73894-19;
 - преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200, рег. №№ 42775-14, 86309-22;
 - влагомер оптический емкостной сырой нефти АМ-ВОЕСН, рег. № 78321-20;
 - измерителя обводненности Red Eye® моделей Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase, рег. № 47355-11;
 - влагомер поточный ВСН-АТ, рег. №№ 62863-15, 86284-22;
 - влагомер нефти поточный ПВН-615Ф, рег. № 63101-16;
 - влагомер микроволновой поточный МПВ700, рег. № 65112-16;
 - влагомер сырой нефти ВСН-2, рег. № 24604-12.
- Вспомогательные средства измерений:
- счетчики жидкости ДЕБИТ, рег. № 60437-15;
 - счетчики жидкости ДЕБИТ-2, рег. № 75258-19;
 - счетчики турбинные ТОР, рег. № 64594-16;
 - счетчики турбинные ТОР-Т, рег. №№ 34071-07, 34071-17;
 - счетчики турбинные ТОРНАДО, рег. № 86554-22;
 - расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ, рег. №№ 60269-15, 70119-18, 74730-19;
 - измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 6,3 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5\%$;
 - измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В зависимости от комплектации существуют модификации установок, в которых отсутствуют средства измерений объемной доли воды и количества свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

В этом случае для вычисления массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и попутного газа используются параметры измеряемой среды, определяемые в испытательной лаборатории на основании пробы, отобранной с помощью пробоотборника, входящего в состав установки и соответствующего ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» или ГОСТ Р 8.880-2015 «ГСИ. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода».

На рисунках 1 и 2 приведены фотографии общего вида установок: «УИСН-ДИНАМИК» (рис. 1) и «УИСН-ЦИКЛОН» с сепаратором вертикального расположения (рис. 2а) и сепаратором горизонтального расположения (рис. 2б).

В сепараторе нефтегазоводяная смесь, поступающая из входного коллектора через входной патрубок, за счет многократного прохождения через сепарирующие элементы разделяется на жидкую и газообразную фазы. После сепарации свободный попутный газ отводится через выходной патрубок в газовую линию, дегазированная жидкость через выходной патрубок в жидкостную линию.

Регулирование уровня жидкости в сепараторе установки «УИСН-ДИНАМИК» осуществляется за счет сигнализатора уровня жидкости и регулирующей арматуры. Данные от сигнализатора уровня поступают на контроллер, а контроллер в зависимости от полученной информации управляет регулирующей арматурой.

Регулирование уровня жидкости в сепараторе установки «УИСН-ЦИКЛОН» осуществляется за счет поплавкового механизма, заслонки газовой, регулятора расхода или за счет сигнализатора уровня жидкости и регулирующей арматуры.



Рис. 1 – Внешний вид сепаратора «ДИНАМИК»



Рис. 2а – Внешний вид сепаратора «ЦИКЛОН» вертикального расположения



Рис. 2б – Внешний вид сепаратора «ЦИКЛОН» горизонтального расположения

В состав БА могут входить следующие средства измерений:

- контроллер SCADA Pack, рег. №№ 50107-12, 64980-16, 69436-17;
- контроллер измерительный R-AT-MM, рег. № 61017-15;
- контроллер программируемый SIMATIC S7-1200, рег. № 63339-16;
- контроллер программируемый логический V290, V530, V570, рег. №№ 56623-14, 53586-13;
- контроллеры программируемые логические ОВЕН ПЛК150 и ОВЕН ПЛК154, рег. № 36612-13;
- контроллер программируемый логический ПЛК200, рег. № 84822-22.

На рисунке 3 приведена фотография технологического блока с закрепленной маркировочной табличкой, на рисунке 4 – фото маркировочной таблички установки. На рисунке 5 приведена фотография внешнего вида установки «УИСН-ЦИКЛОН», на рисунке 6 приведена фотография внешнего вида установки «УИСН-ДИНАМИК».



Рис. 3 – Внешний вид технологического блока



Рис. 4 – Фото маркировочной таблички



Рис. 5 – Внешний вид установки «УИСН-ЦИКЛОН»



Рис. 6 – Внешний вид установки «УИСН-ДИНАМИК»

Структура условных обозначений установки:

	УИСН - X	X	X
Товарный знак (ДИНАМИК или ЦИКЛОН, указывается в зависимости от сепаратора).			
Массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, т/сут*			
Рабочее давление, МПа			

Примечание:

* - массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси в зависимости от исполнения установок приведен в таблице 1

Таблица 1 - Массовый расход жидкой фазы в зависимости от исполнения установок

Наименование характеристики	УИСН-60	УИСН-120	УИСН-210	УИСН-420	УИСН-1500
Массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, т/сут	от 2 до 60	от 2 до 120	от 2 до 210	от 2 до 420	от 2 до 1500

Заводской номер установки указывается в паспорте установки типографским способом и на маркировочной табличке ударным методом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Маркировочная табличка закрепляется на наружной поверхности установки.

Для предотвращения и выявления несанкционированного доступа к метрологически значимой части программного обеспечения установок применяются пломбировочные наклейки на интерфейс связи (рис. 7).



Рис. 7 – Пломбировочная наклейка на интерфейс связи

Пломбирование установки не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установки представляет с собой встроенное программное обеспечение ПЛК.

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 2. Конструкция установок исключает возможность несанкционированного влияния на ПО установок и измерительную информацию. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UISN
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже v.1.00
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазодяной смеси ¹⁾ , т/сут, в зависимости от исполнения	от 2 до 1500
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазодяной смеси, приведенный к стандартным условиям ¹⁾ , м ³ /сут, в зависимости от исполнения	от 2,4 до 450000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа · с, %, не более - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа · с и более, %, не более	±2,5 ±10,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	±6,0 ±15,0 в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям ²⁾ , %	±5,0
¹⁾ - действительный диапазон измерений расхода жидкости и газа зависит от исполнения установки; ²⁾ - не определяется для установок, в составе которых отсутствуют средства измерений объемного или массового расхода газа	

Таблица 4 – Основные технические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефтегазодяная смесь
Рабочее давление, МПа, не более	6,3

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +90
Объемная доля воды в измеряемой среде, %	от 0 до 100
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 700 до 1360
Вязкость измеряемой среды, мм ² /с, не более	1500*
Количество подключаемых скважин, шт.	до 14
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1
Габаритные размеры, не более	габаритные размеры установки зависят от составных частей установки
Масса, кг, не более	масса установки зависит от составных частей установки
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура внутри блоков, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность окружающего воздуха, %	от -60 до +50 от +5 до +45 от 84 до 107 от 40 до 80
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет, не менее	10
* - при условии состояния жидкости в текучем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа	

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на корпусе установок, методом лазерной маркировки или фотохимическим, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность установок

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная сырой нефти УИСН	–	1 экз.
Эксплуатационная документация (руководство по эксплуатации, паспорт)	–	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных сырой нефти «УИСН». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/10709-22 от 08.12.2022.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

ТУ 26.51.52-019-31651777-2022 Установки измерительные сырой нефти «УИСН». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие Автоматики и Метрологии» (ООО «НПП АМ»)

ИНН 6317126518

Юридический адрес: 443010, г. Самара, ул. Чапаевская, д. 206, кв. 22

Телефон: (846) 251-10-20, 251-10-21

e-mail: npp.am@yandex.ru, ambnpp@yandex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие Автоматики и Метрологии» (ООО «НПП АМ»)

ИНН 6317126518

Юридический адрес: 443010, г. Самара, ул. Чапаевская, д. 206, кв. 22

Адрес места осуществления деятельности: 423241, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Воровского, д. 41

Телефон: (846) 251-10-20, 251-10-21

E-mail: npp.am@yandex.ru, ambnpp@yandex.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон/факс: +7(843) 272-70-62/ +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.

