

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2188 от 20.09.2019 г.)

Установки измерительные ЦИКЛОН

Назначение средства измерений

Установки измерительные ЦИКЛОН (далее по тексту - установки) предназначены для измерения массы и объема сырой нефти, объема свободного нефтяного газа, массы сырой нефти без учета воды.

Описание средства измерений

В основу принципа работы установки заложен прямой метод измерений сырой нефти и свободного нефтяного газа после разделения нефтегазоводяной смеси в сепараторе.

Установки конструктивно включают в себя блок технологический (БТ), блок аппаратный (БА) и другие дополнительные функциональные блоки оснащенных системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). Количество и исполнение блоков установки определяется условиями измерения, техническими требованиями и необходимостью реализации дополнительных функций кроме измерительных.

БТ может состоять из измерительного и коллекторного модуля или только из измерительного модуля.

Основным элементом измерительного модуля является сепаратор горизонтального или вертикального типа. Сепаратор состоит из трех основных частей: гидроциклонной, гравитационной и каплеотбойной.

Гидроциклонная часть является первой ступенью сепарации. Она предназначена для сепарации основной части нефтяного газа. Гравитационная камера выполняет функцию повторной сепарации сырой нефти, а также в ней происходит регулирование уровня сырой нефти относительно свободного нефтяного газа. Регулировка уровня предназначена для предотвращения прорыва нефтяного газа в жидкостной трубопровод и прорыва сырой нефти в газовый трубопровод.

Регулировка уровня осуществляется двумя способами: механическим - с помощью поплавка и газовой заслонки и автоматическим - с помощью электроуправляемых устройств. Автоматическая регулировка уровня позволяет накапливать нефтяной газ и сырую нефть в сепараторе для обеспечения расхода, соответствующего диапазону измерений счетчиков (расходомеров) в случаях, если дебиты сырой нефти и нефтяного газа меньше нижнего предела измерений этих счетчиков (расходомеров).

В каплеотбойнике происходит сепарация нефтяного газа (осушка).

Измерительный модуль комплектуется основными и вспомогательными средствами измерений. Применяемые основные средства измерения приведены в таблице 1. Совокупность основных и вспомогательных средств измерений согласуется с заказчиком на стадии оформления заказа.

Таблица 1 – Основные средства измерений, применяемые в установках измерительных ЦИКЛОН

Наименование, тип	Регистрационный номер*
1 Счетчики жидкости СКЖ	14189-13
2 Счетчики кольцевые РИНГ	27699-14
3 Расходомеры массовые Promass, модификации Promass 300, Promass 500	68358-17
4 Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
5 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16

Продолжение таблицы 1

Наименование, тип	Регистрационный номер*
6 Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
7 Расходомеры вихревые Prowirl 200	58533-14
8 Датчики расхода газа ДУМЕТИС-1223М	57997-14
9 Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
10 Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
11 Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
12 Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
* регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

Для приведения объемов сырой нефти и свободного нефтяного газа к стандартным условиям на трубопроводах устанавливаются датчики давления и температуры, относящиеся к вспомогательным средствам измерения.

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи (датчики) давления с диапазоном измерений от 0 до 10 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- измерительные преобразователи температуры (термопреобразователи) с диапазоном измерений от минус 50 до плюс 150 ° С и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,25$ %;
- измерительные преобразователи разности давлений с верхним пределом измерений не более 500 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- микроволновые уровнемеры с диапазоном измерения уровня до 1500 мм и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 2 мм;
- сигнализаторы уровня с гистерезисом не более ± 1 мм;
- манометры показывающие с пределами измерений от 0 до 10 МПа и классом точности не ниже 1,5.

Для оценки качества сепарации нефтегазоводяной смеси применяются устройства:

- для определения остаточной доли содержания свободного нефтяного газа в сырой нефти - УОСГ-100 СКП;
- для определения доли растворённого нефтяного газа в сырой нефти - УОСГ-1РГ.

Вариант исполнения конкретного образца установки выбирается на этапе изучения условий измерения в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси. Каждому варианту исполнения установки присваивается определённый код измеряемых параметров в зависимости от набора средств измерения и необходимых измеряемых величин.

Коллекторный модуль предназначен для подключения скважин к измерительному модулю. Он может включать в себя, в зависимости от варианта исполнения:

- входные трубопроводы с отводом на трубопровод измерительного модуля и выходной коллектор;
- переключатель скважин многоходовой (ПСМ) или блок трехходовых кранов;
- выходной коллектор;
- дренажные линии;
- байпасный трубопровод для подключения передвижной измерительной установки.

БА может состоять из блока измерений и обработки информации (далее по тексту – БИОИ) и блока силового (далее по тексту - БС) или только из БИОИ.

БИОИ индицирует, управляет, обрабатывает, регистрирует и хранит полученные результаты измерений в архиве. Конструктивно БИОИ и БС могут быть размещены в БА, а также устанавливаться удаленно в помещениях, или на специально отведенных площадках вне взрывоопасной зоны. Возможен вариант применения БИОИ взрывозащищенного исполнения, который устанавливается непосредственно в БТ.

Условное обозначение установки измерительной ЦИКЛОН:

ЦИКЛОН - XXX - 4,0 - X - XX / XX - X/X - Д(Х...Х) - XX - X - X - X										
Условное наименование										
Верхний предел измерения расхода сырой нефти: 120, 210, 420, 1440 - м ³ /сут 120, 420, 1500 - т/сут										
Условное (рабочее) давление, МПа										
Способ регулировки уровня сырой нефти в сепараторе: А – автоматическая; Е – естественная; без индекса – механическая										
Код измеряемых параметров										
Код комплектации аппаратного блока										
Индекс и код комплектации устройством электрообогрева КТО-2 или укрытием										
Индекс комплектации дополнительным оборудованием: Д – дополнительное оборудование без индекса – без дополнительного оборудования										
Индекс комплектации монтажными частями										
Индекс исполнения (<i>только для кодов измеряемых параметров – 4, 5, 8, 10, 14</i>): Ф – стационарное с фланцевым соединением Ш – мобильное на шасси без индекса – мобильное без шасси										
Индекс климатического исполнения: С - от минус 60 до плюс 50 °С (для кодов измеряемых параметров 9-11 – до плюс 40 °С) без индекса - от минус 40 до плюс 50 °С (для кодов измеряемых параметров 9-11 – до плюс 40 °С)										
Индекс: К – коррозионностойкое исполнение (защита от коррозии внутренних поверхностей установки измерительной, температура измеряемой среды от 0 до плюс 70 °С); без индекса – обычное исполнение										

Схема условного обозначения блоков измерений и обработки информации БИОИ-2:

БИОИ-2 - XX - X		
Сокращенное наименование блоков измерений и обработки информации для измерительных установок		
Код исполнения: 02, 06, 07 – взрывозащищённое 04, 05 – общепромышленное		
Индекс климатического исполнения: С – от минус 60 до плюс 50 °С (северное исполнение) без индекса – от минус 40 до плюс 50 °С		

Общий вид установки и блока измерений и обработки информации представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 - Фотография установки измерительной ЦИКЛОН



Рисунок 2 - Фотография блока измерений и обработки информации БИОИ

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок измерительных ЦИКЛОН состоит из 2 частей:

Встроенное программное обеспечение выполняет следующие функции:

- измерение мгновенных значений с первичных преобразователей;
- вычисление:
 - массы и объёма сырой нефти;
 - объёма свободного нефтяного газа;
- ввод и редактирование значений параметров конфигурации;
- вывод на дисплей значений конструктивных коэффициентов, измеряемых и вычисляемых параметров;
- ведение архива работы и измеренных параметров с сохранением в энергонезависимой памяти:
 - часового;
 - суточного;
- ведение календаря;
- поддержку протокола «MODBUS RTU» и связь с персональным компьютером через интерфейсы:
 - EIA RS – 485, USB 2.0, Ethernet.

Программное обеспечение «Монитор» работает под управлением операционной системы «Windows» на базе персонального компьютера. Выполняет функции:

- просмотр измеряемых и вычисляемых параметров программным обеспечением блока «БИОИ-2»;
- ввод пользовательских констант в программное обеспечение блока «БИОИ-2»;
- запуск измерений;
- диагностика состояния установки;
- считывание архивов.

Идентификационные данные ПО установок измерительных ЦИКЛОН (блоков БИОИ-2 и ПО верхнего уровня Монитор) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
	БИОИ-2	БИОИ-2-05	БИОИ-2-06	БИОИ-2-07	Монитор	Монитор
Идентификационное наименование ПО	БИОИ-2	БИОИ-2-05	БИОИ-2-06	БИОИ-2-07	Монитор	Монитор
Номер версии ПО	не ниже 2.06	не ниже 1.05	не ниже 3.01	не ниже 3.02	не ниже 7.73	не ниже 7.71
Цифровой идентификатор ПО	7D90	6BC12AB0	473E	A8F0	2FD8DB01	906BE972
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32	CRC16	CRC16	CRC32	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики установок и допустимые параметры измеряемой и окружающей среды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики установок и допустимые параметры измеряемой и окружающей среды

Параметр	Значение
Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Минимальное рабочее давление, МПа,	0,3
Потеря давления в диапазоне расхода, МПа, не более	0,2
Характеристики рабочей среды:	
Измеряемая среда	сырая нефть по ГОСТ Р 8.615, нефтяной газ (попутный)
Содержание (доля) свободного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, %	от 0 до 98
Объёмное содержание (доля) воды в сырой нефти, %	от 0 до 98
Диапазон кинематической вязкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 1·10 ⁻³
Температура измеряемой среды, °С – для всех исполнений кроме коррозионностойкого – для коррозионностойкого исполнения	от 0 до +110 от 0 до +70
Плотность, кг/м ³	от 700 до 1360
Габаритные размеры и масса БТ и БА	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки
Параметры питания электрических цепей:	
Род тока	переменный
Напряжение, В	220 ⁺²² ₋₂₂
Частота, Гц	50 ± 1
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	Унифицированные токовые сигналы 4-20 мА; дискретные; числоимпульсные
Количество подключаемых скважин, шт.	от 1 до 14
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	10
Коммуникационные каналы	RS485; Ethernet;
Климатическое исполнение установок	УХЛ1
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С – для всех исполнений кроме северного – для северного исполнения	от -40 до +50* от -60 до +50*
Показатели надежности: Средняя наработка на отказ, ч Средний срок службы, лет	40000 20
* - при комплектации влагомером ВСН-2 – до плюс 40 °С	

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения установки приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Погрешности измерений установки

Код измеряемых параметров	Условное обозначение УИ (состав основных СИ)	Предел допускаемой относительной погрешности измерений			
		массы сырой нефти, %	массы сырой нефти без учета воды, %	объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, %	объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %
1	ЦИКЛОН-XXX-4,0-1 (счетчик СКЖ)	±2,5	–	–	–
3	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-3 (кориолисовый расходомер)	±1,0; ±2,0	–	±1,0; ±2,0	–
4,8,10	ЦИКЛОН-XXX-4,0-4/-8/-10 (счетчики РИНГ + влагомер)	–	–	±1,0; ±2,0	±5,0
5,14	ЦИКЛОН-XXX-4,0-5/-14 (счетчик РИНГ + счетчик газа)	–	–	±1,0; ±2,0	
6,12	ЦИКЛОН-XXX-4,0-6/-12 (счетчик СКЖ + счетчик газа)	±2,5	–	–	
7,13	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-7/-13 (кориолисовый расходомер + счетчик газа)	±1,0; ±2,0	–	±1,0; ±2,0	
9	ЦИКЛОН-XXX-4,0-9 (счетчик СКЖ + счетчик газа + влагомер)	±2,5	± 6 * ± 15 **	–	
11	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-11 (кориолисовый расходомер + счетчик газа + влагомер)	±1,0; ±2,0	± 6 * ± 15 **	±1,0; ±2,0	
<p>* при содержании воды в сырой нефти до 70 %; ** при содержании воды в сырой нефти от 70 до 95 %; Значения, в зависимости от типов установок, применяемых основных средств измерения и наличия измерительных каналов могут изменяться в пределах указанного диапазона.</p>					

Диапазоны измерений расхода и количества измеряемой среды приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Диапазоны измерений расхода и количества измеряемой среды

Параметр	Значение
Диапазон массового (объемного) расхода сырой нефти, т/сут (м ³ /сут)	от 0,5 до 1500* (от 2,4 до 1440*)
Диапазон объемного расхода свободного нефтяного газа, м ³ /сут	от 1 до 52000*
Диапазон измерения массы сырой нефти и массы сырой нефти без учета воды, т	от 0 до 9 999 999 *
Диапазон измерения объема сырой нефти, приведённого к стандартным условиям, м ³	от 0 до 9 999 999 *
Диапазон измерения объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, м ³	
* Значения, в зависимости от конкретных параметров измеряемой среды, типов и размерного ряда применяемых основных средств измерения могут изменяться в пределах указанного диапазона	

Метрологические характеристики блоков БИОИ-2 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Метрологические характеристики блоков БИОИ-2

Параметр		Значение				
		БИОИ-2-02	БИОИ-2-04	БИОИ-2-05	БИОИ-2-06	БИОИ-2-07
1. Наличие местной индикации		да				
2. Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления	объёма сырой нефти, приведённого к стандартным условиям, %	±0,2				
	объёма свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, %	±0,4				
	массы сырой нефти, %	±0,05				
	массы сырой нефти без учета воды, %	±0,2				

Знак утверждения типа

наносится на табличку, изготовленную фотохимическим способом и закрепленную на лицевой стороне технологического блока установки и на наружной стороне блока измерений и обработки информации. На титульном листе паспорта знак наносится типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок технологический ¹⁾	-	-
БИОИ-2 (аппаратурный блок) ¹⁾	-	-
Комплект монтажных частей ¹⁾	-	-
Комплект ЗИП ¹⁾	-	-
Руководство по эксплуатации ²⁾	-	1 экз.
Паспорт ²⁾	-	1 экз.
Методика поверки	МП 0916-9-2019	1 экз. (на партию)

¹⁾ Обозначение установки, блоков, комплекта монтажных частей, ЗИП входящих в ее состав, их количество выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом

²⁾ Обозначение документа определяется исходя из конфигурации установки, определяемой заказом

Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта на поставку.

Поверка

осуществляется по документу МП 0916-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные ЦИКЛОН. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 09 января 2019 г.

Основные средства поверки:

эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %;

эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %;

генератор электрических сигналов ГСС-10 (регистрационный номер 30405-05) с диапазоном частот от 0,01 до 100 Гц и погрешностью задания частоты не более $\pm 1 \cdot 10^{-2}$ %;

калибратор постоянного тока UPS-III (регистрационный номер 18089-03) с диапазоном от 0 до 20 мА и приведенной погрешностью задания силы тока не более $\pm 0,02$ % ± 2 ЕМР;

средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав установок измерительных ЦИКЛОН.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или (и) в паспорт установки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Количество сырой нефти. Методика измерений с применением установок измерительных ЦИКЛОН производства ООО НПО «НТЭС» (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013 /14409 - 14 от 01.07.2014 г., выдано ФГУП «ВНИИР»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным ЦИКЛОН

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 4318-002-12978946-06 (извещение об изменении К.199-18) Установки измерительные ЦИКЛОН. Технические условия

Изготовитель

Научно-производственное общество с ограниченной ответственностью «Новые технологии эксплуатации скважин» (ООО НПО «НТЭС»)

ИНН 1645001671

Адрес: 423241, г. Бугульма, Республика Татарстан, ул. М. Джалиля, 68

Телефон: (85594) 6 37 27 (приемная)

Факс: (85594) 6 37 01, 6 37 11

Web-сайт: www.npontos.ru

E-mail: npontos@npontos.ru

Испытательный центр

Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, 24

Телефон/факс: (843) 279-59-64, 295-28-30

E-mail: tatcsm@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30065-09 от 06.11.2009 г.

В части вносимых изменений

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

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

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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

(Редакция приказа Росстандарта № 2188 от 20.09.2019 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.