

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «НАФТА-СКАН»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «НАФТА-СКАН» (далее – установки) предназначены для измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) без учета воды.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерениях массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, после разделения в сепараторе нефтегазоводяной смеси, поступающей из скважины, на жидкую фазу нефтегазоводяной смеси и свободный нефтяной газ. При подключении к установке более одной скважины, измерение количества продукции скважин производится отдельно для каждой скважины в установленном порядке. Порядок проведения измерений по каждой скважине, в том числе периодичность и длительность замеров, устанавливается при проведении пусконаладочных работ установок на месте эксплуатации в зависимости от производительности подключенных скважин.

По методу измерений установки изготавливаются в двух исполнениях:

- исполнение 1 – измерение массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды производится комбинированным способом с применением результатов измерений поточного влагомера и канала измерения плотности массового счетчика-расходомера;
- исполнение 2 – измерение массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды производится комбинированным способом с применением результатов измерений плотности компонентов водонефтяной смеси и плотности водонефтяной смеси по каналу измерения плотности массового счетчика-расходомера.

По числу обслуживаемых скважин установки изготавливаются в двух модификациях:

- многоскважинная – предназначена для измерения продукции от двух и более скважин;
- односкважинная – предназначена для измерения продукции от одной скважины или от нескольких скважин при подключении внешнего переключающего устройства.

Установка многоскважинной модификации изготавливается в стационарном исполнении. Установка односкважинной модификации может иметь стационарное или мобильное исполнение. В мобильном исполнении установка размещается на автомобильном шасси повышенной проходимости.

Конструктивно установки состоят из технологического (далее – БТ) и аппаратного (далее – БА) блоков.

В состав БТ входят:

- измерительный и распределительный модули (многоскважинная модификация);
- измерительный модуль (односкважинная модификация).

В состав измерительного модуля БТ входит следующее оборудование и средства измерений (далее – СИ):

- трубопроводная обвязка с запорной и (или) регулирующей арматурой, дренажной системой и узлом отбора проб (узел отбора проб устанавливается по отдельному требованию заказчика);
- счетчик-расходомер массовый (для измерений массового расхода и массы сырой нефти);

- счетчик-расходомер массовый или счетчик (расходомер) объемного расхода газа (для измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям);
- средство измерений влагосодержания нефтегазоводяной смеси (в исполнении 1);
- датчики давления;
- датчики температуры;
- манометры;
- устройство определения уровня жидкости в сепараторе (может быть реализовано на основе СИ разности давлений, СИ гидростатического давления столба жидкости, поплавкового устройства или сигнализаторов уровня);
- электронасосный агрегат;
- системы обогрева, освещения, приточно-вытяжной вентиляции, пожарной и газосигнализации.

В многоскважинной модификации БА размещается в отдельном утепленном блок-боксе, установленном на одном, либо отдельных основаниях с БТ. В односкважинной модификации БА размещается в обогреваемом взрывозащищенном корпусе и устанавливается на одном основании с БТ.

В БА многоскважинной модификации размещены:

- шкаф контроля и управления с системой обработки информации (далее – СОИ);
- силовой шкаф;
- устройство управления исполнительными механизмами;
- системы обогрева, освещения, приточно-вытяжной вентиляции, пожарной и газосигнализации;
- система автоматического ввода резервного питания (устанавливается по отдельному требованию заказчика);
- система телемеханики (устанавливается по отдельному требованию заказчика).

В БА односкважинного исполнения размещены:

- шкаф контроля и управления с СОИ;
- силовой шкаф;
- устройство управления исполнительными механизмами.

В состав СОИ входят:

- контроллер программируемый логический;
- вторичная аппаратура СИ, входящих в состав установки.

Вариант компоновки установок и их состав определяются на основании характеристик рабочей среды, требуемых параметров расходов сырой нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти, а также отдельных требований заказчика.

Перечень СИ, которыми комплектуются установки, приведен в таблице 1.

Условное обозначение установки:

НАФТА–СКАН	X	X	X	X	X	X
Исполнение						
Рабочее давление, МПа						
Количество измеряемых скважин						
Максимальный расход сырой нефти, т/сут						
Максимальный объемный расход газа, м ³ /сут.						
Обозначение технических условий						

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации установок

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые MicroMotion	45115-16
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	27054-14
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Датчики расхода газа ультразвуковые корреляционные DYMETIC-1223	37419-08
Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070	52514-13
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Вычислители УВП-280	53503-13
Приборы вторичные теплоэнергоконтроллеры ИМ2300	14527-17
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	42678-09
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	67996-17

Внешний вид установки приведен на рисунке 1.

Защита установки от несанкционированного доступа производится пломбированием контроллера программируемого логического из состава установки. Внешний вид и место пломбировки контроллера приведено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Внешний вид установки измерительной «НАФТА-СКАН» (блок технологический)

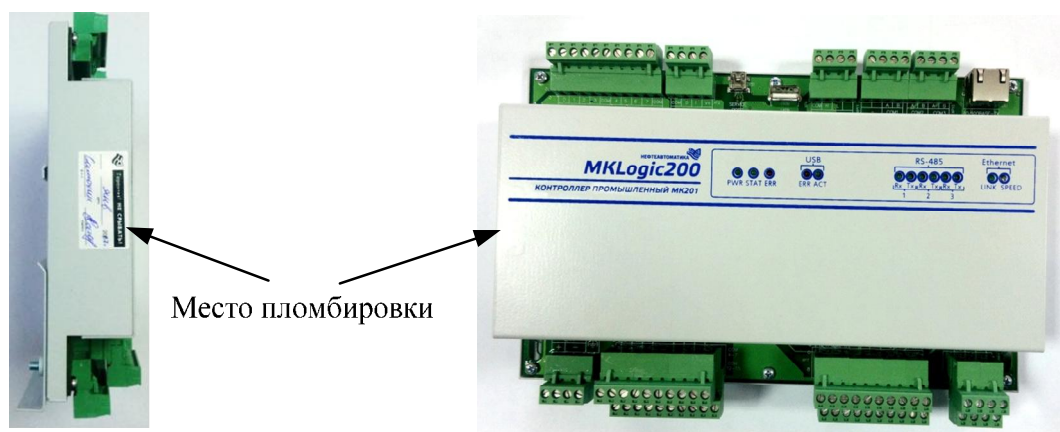


Рисунок 2 – Место пломбировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СОИ предназначено для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на блок сигнализации и управления.

В процессе измерений СОИ принимает информацию от измерительных преобразователей параметров, усредняет, по соответствующим алгоритмам, обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений по каждой скважине за период не менее одного месяца и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

Комплекс ПО состоит из двух частей:

1. ПО операторской панели.
2. ПО контроллера.

ПО контроллера является метрологически значимой частью программного обеспечения. ПО операторской панели расчетов и обработки данных не выполняет, и является только средством визуального интерфейса пользователя.

Исполняемый код ПО контроллера, результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти контроллера СОИ. Замена исполняемого кода ПО контроллера, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в Таблице 2.

Уровень защиты ПО установок «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО установок.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «НАФТА-СКАН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.0.1.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Исполнение 1	Исполнение 2
Диапазон измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, т/ч (т/сутки)	от 0,04 (1) до 20,8 (500)	
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сутки)	от 1,67 (40) до 5000 (120000)	

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях:		
- массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, %	±2,0	±2,5
- массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета пластовой воды при содержании воды (в объемных долях %), %		
- до 70%	±5,0	±6,0
- от 70 до 95%	±10,0	±15,0
- от 95 до 99%	±20,0	±30,0
- объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенных к стандартным условиям, %	±5,0	±5,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	продукция нефтяных скважин
Рабочее давление, МПа	от 0,3 до 4,0
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +90
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	98
Плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³ , не более	1200
Вязкость измеряемой среды, мм ² /с, не более	500
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, не более	0,2
Количество подключаемых скважин, шт.	от 1 до 14
Диаметр условного прохода входного патрубка DN, мм	от 50 до 80
Диаметр условного прохода выходного патрубка DN, мм	от 50 до 150
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	400±10%/230±10%
- частота переменного тока, Гц	50±0,4
Потребляемая мощность, кВт, не более:	
- односкважинная модификация	15
- многоскважинная модификация	25
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	
- односкважинная модификация	4400×2484×2950
- многоскважинная модификация	9200×3180×2950
Масса, кг, не более	
- односкважинная модификация	8 500
- многоскважинная модификация	19 300

Продолжение таблицы 4

Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % среднегодовое значение при 15 °С верхнее значение при 25 °С - атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 75 100 от 86,6 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, час	80 000

Знак утверждения типа

наносится в верхнем левом углу титульного листа руководства по эксплуатации установки типографским способом и на таблички технологического и аппаратурного блока – методом гравировки или шелкографии.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	«НАФТА-СКАН-Х-Х-XXX-XXXXXX»	1 шт.
Установка измерительная «НАФТА-СКАН». Руководство по эксплуатации	КДНА 366713.017.00.00.000 РЭ	1 экз.
Установка измерительная «НАФТА-СКАН». Паспорт	КДНА 366713.017.00.00.000 ПС	1 экз.
«Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «НАФТА-СКАН». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0188-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0188-18 МП «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «НАФТА-СКАН». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 1 февраля 2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий 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 %;

- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном измерений массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %.

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

Знак поверки при первичной и периодической поверке наносится на свидетельство о поверке установки.

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 800-2017 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и объем нефтяного газа. Методика измерений с применением Установки измерительной «НАФТА-СКАН», аттестована ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 21 июня 2017 г. (свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-079/02-2017 от 21.07.2017).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «НАФТА-СКАН»

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 28.99.39-046-00137093-2017 «Установки измерительные «НАФТА-СКАН». Технические условия»

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Телефон (факс): +7 (347) 228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: <http://www.nefteavtomatika.ru>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Телефон (факс): +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.