

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ
ГОЛОВНОЙ НАУЧНОЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕНТРА
АО «НЕФТЕАВТОМАТИКА» в г. Казань

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные «НАФТА-СКАН»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0188-18 МП

г. Казань
2018 г.

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)
Аттестат аккредитации № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

ИСПОЛНИТЕЛИ: Ибрагимов Р.Р. – к.т.н., Алексеев С.В. – к.т.н.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Операции поверки.....	1
2	Средства поверки	1
3	Требования безопасности.....	2
4	Условия поверки	2
5	Подготовка к поверке.....	3
6	Проведение поверки.....	3
7	Оформление результатов поверки.....	7
8	Перечень используемых нормативных документов	8
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	9
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	11

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные «НАФТА-СКАН» (далее – установка) предназначенные для измерения массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета пластовой воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок. Интервал между поверками – 4 года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ)	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки установки применяются следующие средства поверки:

- эталон стационарный газо-жидкостных смесей 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637 с диапазоном воспроизводимого массового расхода газо-жидкостной 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 мобильный газожидкостных смесей 2-го разряда по ГОСТ 8.637 с диапазоном измеряемого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси не более 1,5 %, с диапазоном измеряемого объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) не более 3 %.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают следующие требования:

- соблюдают правила безопасности при эксплуатации используемых СИ, установленные в эксплуатационной документации;
- электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54;
- соблюдают требования безопасности к монтируемым комплектным устройствам согласно ГОСТ 12.2.007.0;
- в целях исключения загрязнения окружающей среды вредными и взрывоопасными веществами место проведения поверки должно соответствовать ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007 и ГОСТ Р 12.3.047. Не допускают вредных выбросов и выделений в окружающую среду.
- лица, выполняющие работы в помещении, должны соблюдать требования охраны труда и пожарной безопасности, установленные в ГОСТ 12.0.004, ГОСТ 12.1.004 и Федеральном законе Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а так же требования внутренних нормативных документов и должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты.
- поверка установки должна проводиться метрологической службой предприятия (организации), аккредитованной в установленном порядке.
- поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип работы.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки установки соблюдают следующие условия:

Таблица 2

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	Температура окружающего воздуха (внутри помещений установки)	°С	от + 15 до + 25
2	Температура внешнего окружающего воздуха	°С	от –60 до +40
3	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
4	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7
5	Давление в трубопроводе	МПа	не более 4,0
6	Температуры измеряемой среды	°С	от 0 до +90

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки. На поверку представляют установки после проведения настройки и калибровки.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав установки. При выявлении не поверенных СИ, поверку установки продолжают только после проведения поверки выявленных СИ.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности установку эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

6.3 Проверка идентификационных данных ПО

6.3.1 В главном меню программы на панели установки активируют кнопку «Инфо». В открывшемся на панели окне должны отобразиться идентификационные данные ПО: наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольная сумма).

6.3.2 Если считанные идентификационные данные ПО: наименование, номер версии и данные, указанные в описании типа установки; считанный цифровой иденти-

фикатор, и контрольная сумма указанная в паспорте на установку идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

6.4.1 Опробование установки на стационарном эталоне 1-го или 2-го разряда

6.4.1.1 Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

6.4.1.2 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки.

6.4.2 Опробование установки на мобильном эталоне 2-го разряда:

6.4.2.1 Опробование установки проводят путем подачи газожидкостного потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

6.4.2.2 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при подаче газожидкостного потока и запуска цикла измерений на установке, соответствующим образом изменялись показания установки.

6.5 Определение МХ установки.

6.5.1 Определение МХ установки в лабораторных условиях

6.5.1.1 Определение относительной погрешности при измерении массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды, объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, осуществляется с помощью стационарного эталона 1-го или 2-го разряда в испытательной лаборатории. Схема подключения установки приведена на рисунке А1, Приложение А.

Относительную погрешность при измерении каждой измеряемой величины определяют сравнением значений каждой измеряемой величины, измеренной установкой, со значениями соответствующей величины, измеренной эталоном, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь, состоящую из масла, воды и воздуха.

Для поверки установки на эталоне создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси масла и воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{ж3}$) в трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) ($Q_{г1}$, $Q_{г2}$, $Q_{г3}$). Расходы масла и воды соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, воспроизводимым на эталоне.

Определение относительных погрешностей измерений массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета пластовой воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенных к стандарт-

ным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу нефтегазоводяной смеси с соответствующим соотношением компонентов за время заполнения сепаратора установки. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.2 Определение МХ установки в условиях эксплуатации установки

6.5.2.1 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды, объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, осуществляется с помощью мобильного эталона 2-го разряда непосредственно на нефтедобывающей скважине (скважинах). Схема подключения установки приведена на рисунке А2, Приложение А.

Допускаемую относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном, используя в качестве измеряемой среды продукцию нефтедобывающих скважин.

Для поверки установки обеспечивают расход потока нефтегазоводяной смеси (продукции нефтедобывающих скважин) через установку и эталон. Для обеспечения потока жидкости из всех подключенных к установке скважин выбирают 3 скважины с минимальным, средним и максимальным расходом газожидкостной смеси которые соответствуют $Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$, $Q_{ж3}$. Если количество подключенных к установке скважин составляет 3 и менее, то поверка осуществляется на каждой скважине.

Определение относительных погрешностей измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета пластовой воды, объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенных к стандартным условиям, производится в каждой точке соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси за время заполнения сепаратора установки. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.3 Обработка результатов измерений

6.5.3.1 Относительную погрешность i -го измерения массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси $\delta Q_{жij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^э}{Q_{жij}^э} \cdot 100 \quad (1)$$

где $i = 1 \dots 3$;

$Q_{жij}$ – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренный установкой, т/ч;

$Q_{жij}^э$ – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренный эталоном, т/ч;

Значение относительной погрешности измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, при каждом измерении, не должно превышать $\pm 2\%$.

6.5.3.2 Относительную погрешность i -го измерения массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100 \quad (2)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{nij} – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный установкой, т/ч;

Q_{nij}^3 – массовый расход жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды при каждом измерении не должно превышать:

- при влагосодержании до 70% $\pm 5\%$;
- при влагосодержании свыше 70% до 95% $\pm 10\%$;
- при объемной доле воды в смеси свыше 95 % до 99 % $\pm 20,0\%$.

6.5.3.3 Допускаемую относительную погрешность i -го измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δV_{rij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (3)$$

где $i = 1 \dots 3$;

Q_{rij} – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, м³/ч;

Q_{rij}^3 – объемный расход газа (воздуха), приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, м³/ч.

Значение относительной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать $\pm 5\%$.

6.5.4 Установка признается прошедшей поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2, 6.5.3.3.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допустимую относительную погрешность измерения соответствующей величины.

Если после этого значение относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют допустимую относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.3.1, 6.5.3.2 или 6.5.3.3, результаты поверки считают отрицательными и установку не допускают к эксплуатации.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом. Форма протокола поверки приведена в приложении Б.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают установку к эксплуатации.

При положительном результате первичной поверки установки при выпуске из производства установки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки установку к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. Установка после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.

8 Перечень используемых нормативных документов

ГОСТ Р 8.637-2013	Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков
ГОСТ Р 8.615-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтя- ного газа. Общие метрологические и технические требования
Постановление Прави- тельства РФ от 16 мая 2014 г. N 451	«Правила учета нефти»
ГОСТ 12.0.004-2015	ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изме- нением N 1);
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1);
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требова- ния безопасности (с Изменениями N 1, 2);
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования без- опасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4);
ГОСТ Р 12.3.047-2012	ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;
ГОСТ Р 50571.5.54- 2013	Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и мон- таж электрооборудования. Заземляющие устройства, защит- ные проводники и защитные проводники уравнивания потен- циалов
Постановление Прави- тельства РФ от 25.04.2012 г. № 390	«Правила противопожарного режима в Российской Федера- ции»;
Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123- ФЗ	«Технический регламент о требованиях пожарной безопас- ности»;
Приказ Минпромторга от 2.07.2015 №1815	Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке;

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)



Рисунок А1

1 – Выход из дренажной системы; 2 – Гибкие рукава; 3 – Трубопровод отвода измеряемой среды; 4 – Трубопровод подачи измеряемой среды

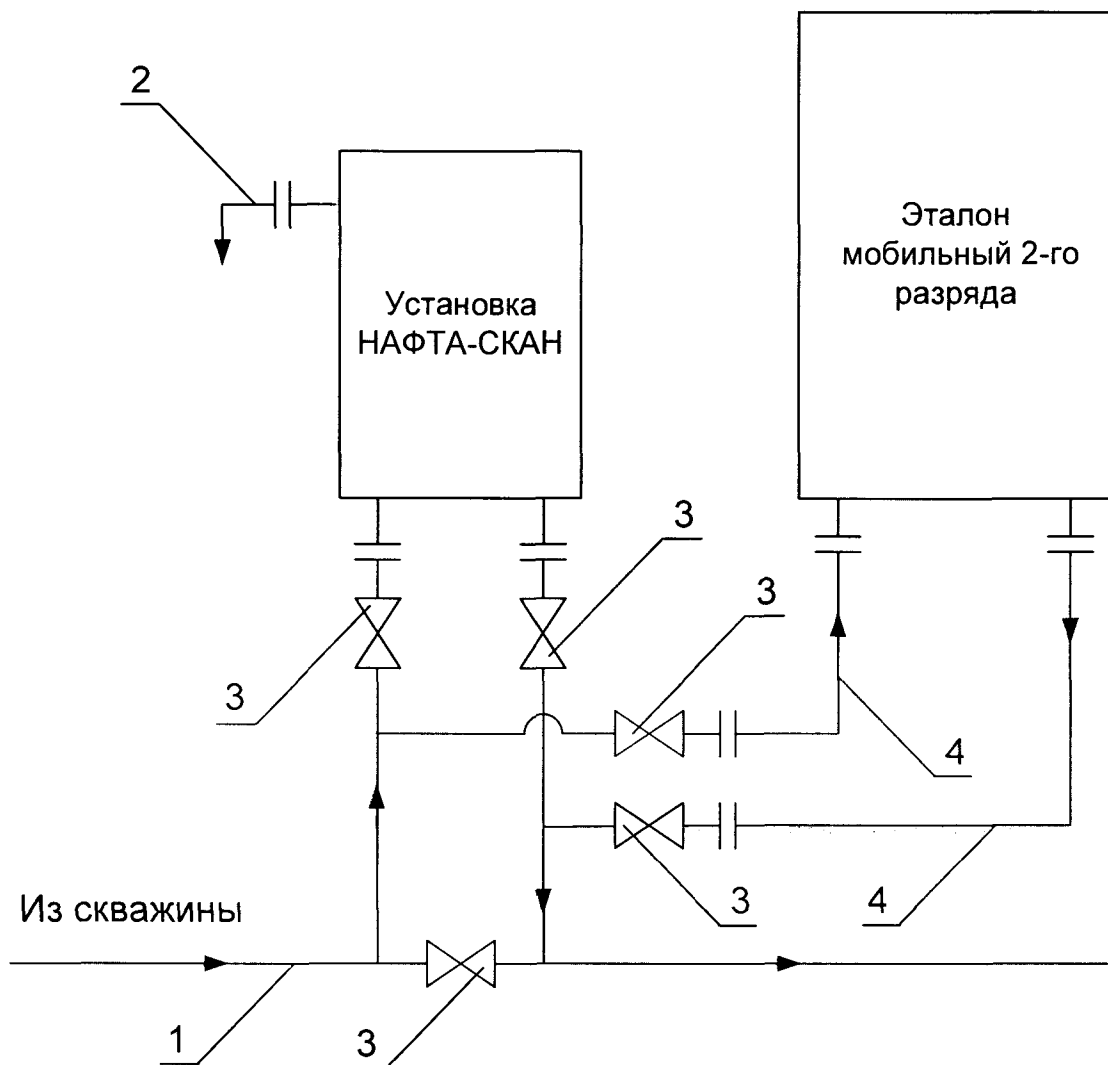


Рисунок А2

1 – Промысловый трубопровод; 2 – Выход из дренажной системы; 3 – Запорная арматура; 4 – Трубопроводы с шарнирными элементами

