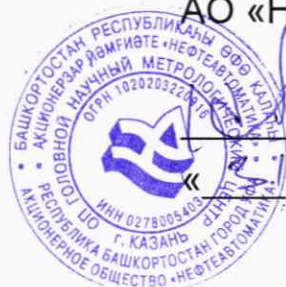



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ
ГОЛОВНОЙ НАУЧНОЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
АО «НЕФТЕАВТОМАТИКА» в г. Казань

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров

« 01 » 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные

«АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0320-19 МП

г. Казань
2019 г.

РАЗРАБОТАНА Обособленным подразделением Головной научной метрологической
центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)
Аттестат аккредитации № RA.RU.311366

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

СОДЕРЖАНИЕ

1	Операции поверки.....	4
2	Средства поверки.....	4
3	Требования безопасности	5
4	Условия поверки.....	6
5	Подготовка к поверке	6
6	Проведение поверки	7
7	Оформление результатов поверки	13
8	Перечень используемых нормативных документов	14
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Схемы подключения поверяемой установки при поверке	16
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Форма протокола поверки	18

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ» (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.

Поверка установки производится проливным способом в лабораторных условиях или на месте эксплуатации или поэтапной поверкой средств измерений входящих в состав установки.

Межповерочный интервал установки: четыре 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	Да
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 проливным способом применяются следующие средства поверки:

– эталон стационарный газожидкостных смесей 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637 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 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 %.

2.2 При проведении поверки поэлементным способом применяются эталоны, вспомогательные средства измерений и средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений из состава измерительной установки «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ».

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают следующие требования:

– соблюдают правила безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (далее – СИ), установленные в эксплуатационной документации;

– электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54-2013;

– 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, ГОСТ Р 12.3.047 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;

– содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать уровня предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных в ГОСТ 12.1.005;

– необходимо соблюдать требования безопасности при работе с нефтью в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0;

- площадку, где установлена установка, содержат в чистоте, без следов нефти и оборудуют первичными средствами пожаротушения;

- при работе во взрывоопасной зоне в темное время суток необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении (напряжение источника питания - не более 12 В).

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 (в условиях лаборатории)	°С	от +10 до +40
2	Температура окружающего воздуха (на месте эксплуатации)	°С	от -40 до +40
3	Относительная влажность воздуха	%	от 20 до 80
4	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 107
5	Давление в трубопроводе	МПа	не более 6,3
6	Температуры измеряемой среды	°С	от +5 до +90

- поверка установки должна проводиться организацией, аккредитованной в установленном порядке.

- поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип работы установки.

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 градуировки.

5.1 Подготовка к поверке в условиях лаборатории

Производят подключение поверяемой установки к стационарному эталону 1-го или 2-го разряда через гибкие соединения в соответствии со схемой на рисунке А1, Приложение А. Производят заземление установки и подключают к установке электропитание.

5.2 Подготовка к поверке в условиях эксплуатации

Производят подключение поверяемой установки к мобильному эталону 2-го или разряда через жесткие шарнирные соединения в соответствии со схемой на рисунке А2, Приложение А. Производят заземление мобильного эталона и подключают электропитание.

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 установки эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения «AGZU-PERESVET» (далее – ПО «AGZU-PERESVET»).

6.3.1 В главном меню программы на панели оператора активируют кнопку «Наладка системы», далее выбирают «О программе».

В открывшемся на панели окне должны отобразиться идентификационные данные ПО «AGZU-PERESVET»: наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольная сумма).

6.3.2 Если считанные идентификационные данные ПО «AGZU-PERESVET»: наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольная сумма); и идентификационные данные указанные в описании типа установки идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО «AGZU-PERESVET». 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.

Определение МХ установки осуществляется одним из способов:

- проливым способом в лабораторных условиях;
- проливым способом на месте эксплуатации;
- поэлементным способом.

6.5.1 Определение МХ установки в лабораторных условиях

6.5.1.1 Определение допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета пластовой воды, объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, осуществляется сличением со стационарным эталоном 1-го или 2-го разряда в испытательной лаборатории.

Допускаемую 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 имитатора нефти (далее – нефть), пластовой воды (имитатора пластовой воды, далее - вода) и воздуха (имитатора газа, далее – газ).

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

стандартным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу нефтегазоводяной смеси с соответствующим соотношением компонентов. 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 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, осуществляется сличением с мобильным эталоном 2-го разряда непосредственно на нефтедобывающей скважине (скважинах).

Сличение производят проведением последовательных измерений поверяемой установкой и мобильным эталоном в следующей последовательности:

- производят подачу измеряемой среды в поверяемую установку;
- производят измерение поверяемой установкой;
- производят подачу измеряемой среды в мобильный эталон;
- производят измерение мобильным эталоном.

Далее в указанной последовательности производят последующие измерения

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 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 стандартным условиям, производится в каждой точке соответствующей определенному расходу газожидкостной. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.3 Определение МХ установки поэлементным способом, осуществляется путем определения МХ СИ, входящих в состав установки, в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа данных СИ.

6.6 Обработка результатов

6.6.1 Обработка результатов измерений при поверке проливным способом.

6.6.1.1 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, %, в j -ой точке определяют по формулам

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

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

где, $i = 1 \dots 3$;

$M_{жij}$ – масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренная установкой, т;

$M_{жij}^э$ – масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, измеренная эталоном, т;

$Q_{жij}$ – 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 массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, при каждом измерении, не должно превышать $\pm 2,5$ %.

6.6.1.2 Относительную погрешность i -го измерения массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, %, в j -ой точке определяют по формулам

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

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^э}{Q_{nij}^э} \cdot 100 \quad (4)$$

где, $i = 1 \dots 3$;

M_{nij} – масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренная установкой, т;

$M_{nij}^э$ – масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, измеренная эталоном, т;

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

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

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

- при объемной доле воды в смеси до 70% вкл. ± 6%;
- при объемной доле воды в смеси свыше 70% до 95% вкл. ± 15 %;
- при объемной доле воды в смеси свыше 95 % согласно методике измерений

6.6.1.3 Допускаемую относительную погрешность *i*-го измерения объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, в *j*-ой точке определяют по формулам

$$\delta V_{rij} = \frac{V_{rij} - V_{rij}^3}{V_{rij}^3} \cdot 100 \quad (5)$$

$$\delta Q_{rij} = \frac{Q_{rij} - Q_{rij}^3}{Q_{rij}^3} \cdot 100 \quad (6)$$

где, $i = 1 \dots 3$;

V_{rij} – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, m^3 ;

V_{rij}^3 – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, m^3 ;

Q_{rij} – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой, $m^3/ч$;

Q_{rij}^3 – объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, $m^3/ч$.

Значение относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, при каждом измерении не должно превышать ± 5 %.

6.6.2 Обработка результатов измерений при поверке поэлементным способом.

6.6.2.1 Относительную погрешность измерений массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, %, в *j*-ой точке определяют по формулам

$$\delta M_{жиj} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \delta_N^2} \quad (7)$$

$$\delta Q_{жиj} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_Q^2 + \delta_N^2} \quad (8)$$

где δ_m , δ_Q – пределы допускаемой относительной погрешности счетчика расходомера массового при измерении массы или массового расхода жидкости, %.

δ_N - пределы допускаемой относительной погрешности системы обработки информации по каналу измерения массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси.

6.6.2.2 Относительную погрешность измерений массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, %, в j-ой точке определяют по формулам

$$\delta M_{nij} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{жij}^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2} \quad (9)$$

$$\delta Q_{nij} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta Q_{жij}^2 + \left(\frac{\Delta W_{MB}}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2} \quad (10)$$

где, $\delta M_{жij}$ – относительная погрешность установки при измерении массы жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, %;

$\delta Q_{жij}$ – относительная погрешность установки при измерении массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, %;

ΔW_{MB} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в скважинной жидкости, %;

W_{MB} – массовая доля воды в скважинной жидкости, %.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды не должно превышать:

- при объемной доле воды в смеси до 70% вкл. ± 6%;
- при объемной доле воды в смеси свыше 70% до 95% вкл. ± 15 %;
- при объемной доле воды в смеси свыше 95 % согласно методике измерений

6.6.2.3 Относительную погрешность измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, определяют по формуле

$$\delta V_{rij} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{гс}^2 + \delta \rho_r^2 + \delta_N^2 + \delta_{\text{допг}}^2 + \delta_{\text{допP}}^2} \quad (11)$$

$$\delta Q_{rij} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta Q_{гс}^2 + \delta \rho_r^2 + \delta_N^2 + \delta_{\text{допг}}^2 + \delta_{\text{допP}}^2} \quad (12)$$

где $\delta M_{гс}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массы попутного газа, %;

$\delta Q_{гс}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика-расходомера массового при измерении массового расхода попутного нефтяного газа, %;

$\delta \rho_r$ – относительная погрешность определения плотности нефтяного газа, %;

δ_N – допускаемая относительная погрешность системы обработки информации по каналу измерений объема нефтяного газа, %;

$\delta_{допт}$ – дополнительная погрешность счетчика-расходомера массового от влияния температуры рабочей среды, %;

$\delta_{допр}$ – дополнительная погрешность массового расходомера от влияния давления рабочей среды, %.

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

6.7 Установка признается прошедшей поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пункте 6.6.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую 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 допускаемую относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пункте 6.6, 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 12.0.004-2015	ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ Р 8.615-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
ГОСТ Р 8.637-2013	Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков
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 монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов

Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390	«Правила противопожарного режима в Российской Федерации»
Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ	«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
Приказ Минпромторга от 2.07.2015 №1815	Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке
Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 451	«Правила учета нефти»

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Схемы подключения поверяемой установки при поверке



Рисунок А1. Гидравлическая схема подключения установки при поверке в условиях лаборатории

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

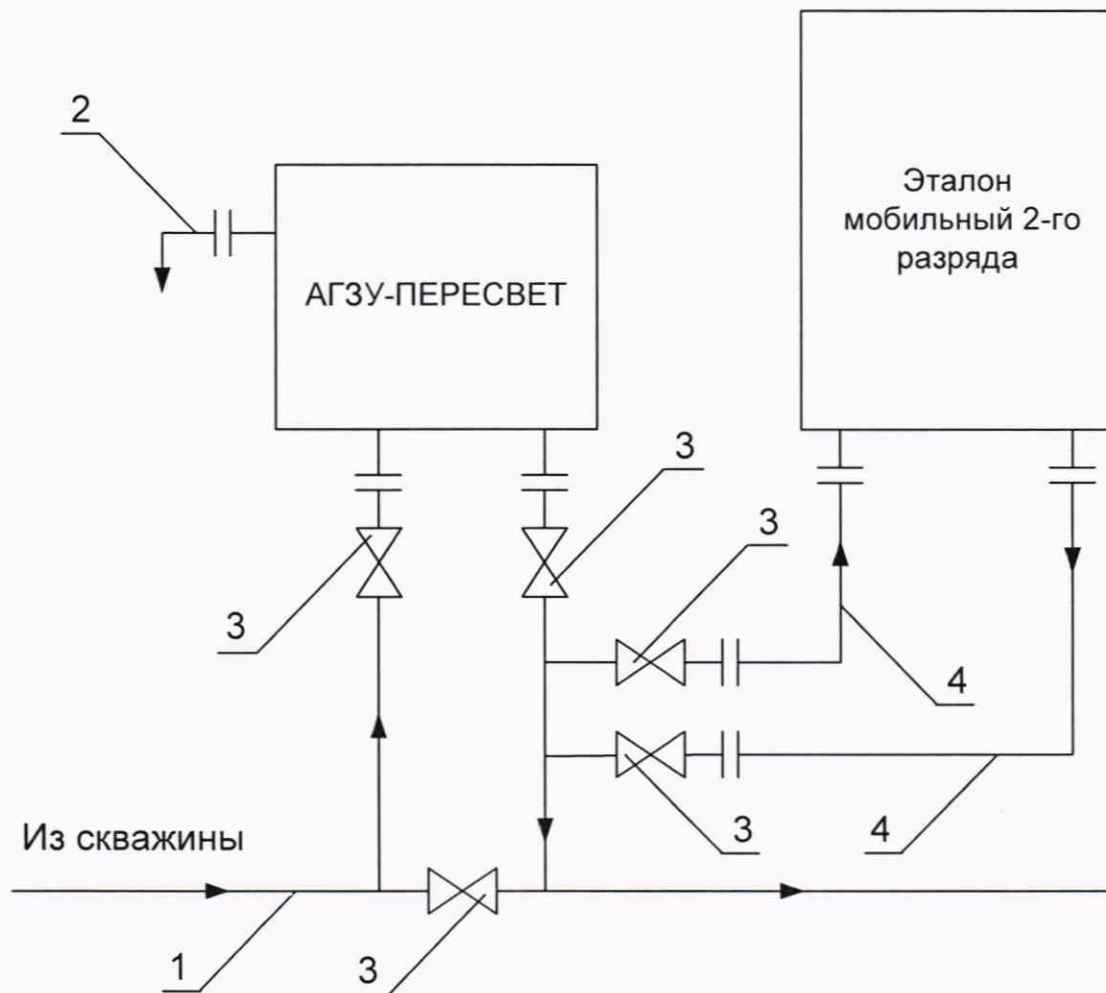


Рисунок А2. Гидравлическая схема подключения установки при поверке на месте эксплуатации

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование _____
 Серийный номер _____
 Наименование собственника _____
 Место проведения поверки _____

Результаты подтверждения соответствия ПО

Идентификационное наименование ПО _____
 Номер версии (идентификационный номер) ПО _____
 Цифровой идентификатор ПО _____

Заключение _____

Результаты определения метрологических характеристик

№ измерения	Масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, т		Масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, т		Объем попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³		Время заполнения сепаратора, ч	Допускаемая относительная погрешность, %		
	Эталон	Установка	Эталон	Установка	Эталон	Установка		измерения массы жидкой фазы нефтегазоводяной смеси	измерения массы жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды	измерения объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям

Заключение _____

Поверитель _____

Подпись

Фамилия, инициалы

Дата поверки _____