

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор

ООО «ИЦРМ»



М. С. Казаков

2019 г.

М. П.

**Комплексы программно-технические системы микропроцессорной
автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей
станции «Спецэлектромеханика»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

ИЦРМ-МП-055-19

СОДЕРЖАНИЕ

1	ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.....	3
2	ОПЕРАЦИЯ ПОВЕРКИ.....	4
3	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	5
4	ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
5	ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ.....	6
6	УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
7	ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	6
8	ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
9	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	10
	Приложение А.....	11
	Приложение Б.....	12

1 ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Настоящая методика распространяется на комплексы программно-технические системы микропроцессорной автоматического регулирования давления нефтеперекачивающей станции «Спецэлектромеханика» (далее – комплексы) и устанавливает объем, условия и методику первичной и периодической поверок комплексов, методы и средства экспериментального исследования метрологических характеристик измерительных каналов комплексов и порядок оформления результатов поверки.

1.2 Интервал между поверками в процессе эксплуатации и хранения устанавливается потребителем с учетом условий и интенсивности эксплуатации, но не реже одного раза в 2 года.

1.3 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов СИ в соответствии с заявлением владельца СИ, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

1.4 Основные метрологические характеристики комплексов приведены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики измерительных каналов комплексов с учетом погрешности ПИП

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) / абсолютной (Δ) погрешности
- канал измерения избыточного давления нефти/нефтепродуктов	$\pm 0,15$ % (γ)
- канал измерения избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\pm 0,3$ % (γ)
- канал измерения избыточного давления/разрежения газа	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения перепада давления нефти/нефтепродукта	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\pm 0,6$ % (γ)
- канал измерения силы переменного/постоянного тока, напряжения переменного тока, активной/полной электрической мощности	$\pm 1,5$ % (γ)
- канал измерения виброскорости	± 15 % (γ)
- канал измерения загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКПРП*	± 15 % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\pm 1,5$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\pm 0,75$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\pm 0,75$ % (γ)
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\pm 0,45$ % (γ)
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,15$ % (γ)
- канал измерения осевого смещения ротора	$\pm 0,15$ мм (Δ)
- канал измерения уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре РП	$\pm 4,5$ мм (Δ)
- канал измерения уровня жидкости во вспомогательных емкостях	± 15 мм (Δ)

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) / абсолютной (Δ) погрешности
- канал измерения температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	$\pm 0,75$ °C (Δ)
- канал измерения температуры стенки трубы накладной	$\pm 1,5$ °C (Δ)
- канал измерения температуры других сред	$\pm 3,0$ °C (Δ)
- канал измерения многоточечной температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	$\pm 0,3$ °C (Δ)
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени	

Таблица 2 – Метрологические характеристики выходных измерительных каналов комплексов типа «4-20 мА униполярный»

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности
- канал цифро-аналогового преобразования силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,25$ % (γ)

Таблица 3 – Диапазоны измерений комплексов

Характеристика	Значение
Диапазоны измерений:	
- избыточного давления, МПа	от 0 до 16
- давления-разрежения, МПа	от 0 до 0,1
- перепада давления, МПа	от 0 до 14
- температуры, °C	от -100 до +200
- расхода, м ³ /ч	от 0,1 до 20000
- уровня, мм	от 0 до 23000
- загазованности, % НКПРП*	от 0 до 100
- виброскорости, мм/с	от 0 до 30
- осевого смещения ротора, мм	от 0 до 10
- силы переменного тока, потребляемого нагрузкой (с учетом понижения токовым трансформатором), А	от 0 до 5
- напряжения переменного тока нагрузки, В	от 0 до 12000
- электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 30 до 180
- силы постоянного тока, мА	от 4 до 20 от 0 до 20
- активной/полной электрической мощности, Вт/В·А	от 0 до 40000000
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени	

2 ОПЕРАЦИЯ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 4.

Таблица 4 - Операции поверки

Наименование операций	Номер пункта методики	Выполнение операций при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	8.1	Да	Да
Опробование и подтверждение соответствия программного обеспечения	8.2	Да	Да
Определение метрологических характеристик	8.3	Да	Да

2.2 Последовательность проведения операций поверки обязательна.

2.3 При получении отрицательного результата в процессе выполнения любой из операций поверки комплекс бракуют и его поверку прекращают.

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки рекомендуется применять средства поверки, приведённые в таблице 5.

3.2 Применяемые средства поверки должны быть исправны, поверены и иметь действующие документы о поверке.

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

Таблица 5 - Средства поверки

Наименование, обозначение	Номер пункта Методики	Рекомендуемый тип средства поверки и его регистрационный номер в Федеральном информационном фонде или метрологические характеристики
Основные средства поверки		
Калибратор - измеритель унифицированных сигналов эталонный	8.3	Калибратор - измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260, рег. № 35062-07
Вспомогательные средства поверки		
Термогигрометр электронный	8.1-8.3	Термогигрометр электронный «CENTER» модель 313, рег. № 22129-09
Барометр-анероид метеорологический	8.1-8.3	Барометр-анероид метеорологический БАММ-1, рег. № 5738-76

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику, эксплуатационную документацию на комплексы и средства поверки.

4.2 К проведению поверки допускаются лица, являющиеся специалистами органа метрологической службы, юридического лица или индивидуального предпринимателя, аккредитованного на право поверки, непосредственно осуществляющие поверку средств измерений.

5 ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 Работу с комплексом может производить персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, допущенный к работе на электроустановках до 1000 В.

5.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные по ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» и указаниям по технике безопасности, оговоренными в технических описаниях, инструкциях по эксплуатации применяемых средств измерений и средств вычислительной техники

5.3 Для защитного заземления болты и клеммы, возле которых имеются знаки заземления, необходимо присоединить к контуру заземления, имеющемуся в помещении.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха от +15 до +25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа.

Примечание: При невозможности обеспечения нормальных условий поверку проводят в фактических условиях эксплуатации. Условия поверки измерительных каналов (далее - ИК) комплексов на месте эксплуатации не должны выходить за пределы рабочих условий, указанных в технической документации на комплексы и эталоны. В этом случае должны быть рассчитаны пределы допускаемых погрешностей ИК комплексов и эталонов для фактических условий поверки.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Перед проведением поверки необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- изучить эксплуатационные документы на поверяемый комплекс, а также эксплуатационные документы на применяемые средства поверки;
- выдержать комплекс в условиях окружающей среды, указанных в п. 6.1, не менее 4 ч, если он находился в климатических условиях, отличающихся от указанных в п. 6.1;
- подготовить к работе средства поверки и выдержать во включенном состоянии в соответствии с указаниями эксплуатационных документов.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 При проведении внешнего осмотра проверить отсутствие механических повреждений составных частей комплексов, изоляции кабельных линий связи.

8.1.2 ИК, внешний вид компонентов которых не соответствует требованиям проектной документации, к поверке не допускаются.

8.1.3 Убедиться, что надписи и обозначения нанесены на компоненты ИК четко и соответствуют требованиям проектной документации.

8.1.4 Проверить наличие следующих документов:

- эксплуатационная документация на комплекс (в соответствии с комплектностью, указанной в описании типа);
- утвержденный перечень ИК с указанием допускаемых погрешностей и типов первичных измерительных преобразователей (при проведении первичной поверки) или действующие свидетельства о поверке (отметка о поверке в паспорте) первичных

измерительных преобразователей, входящих в состав измерительных каналов комплексов (при проведении периодической поверки).

8.2 Опробование и подтверждение соответствия программного обеспечения

8.2.1 Опробование

Поверяемый комплекс и основные эталонные средства измерений (далее - СИ) после включения в сеть прогревают в течение времени, указанного в эксплуатационной документации.

Опробование комплекса проводят в соответствии с руководством по эксплуатации. Допускается совмещать опробование с процедурой поверки погрешности измерительных каналов (далее - ИК).

8.2.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО)

1) Подготовить и включить комплекс в соответствии с эксплуатационной документацией.

2) Запустить на персональном компьютере (далее - ПК) программное обеспечение.

3) В открывшейся вкладке на экране ПК зафиксировать номер версии ПО, а также идентификационное наименование.

Результат проверки считают положительным, если номер версии и идентификационное наименование ПО совпадает с данными, представленными в таблице 6.

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	APROL
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 4.0
Цифровой идентификатор ПО	-

8.3 Определение метрологических характеристик

8.3.1 Определение погрешности канала измерений силы постоянного тока

1) Отсоединить первичный измерительный преобразователь (далее - ПИП) от входных клемм проверяемого канала.

2) Подключить калибратор - измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-260 (далее - калибратор) к проверяемому измерительному каналу. При подключении необходимо руководствоваться эксплуатационной документацией на калибратор.

3) Последовательно подать с помощью калибратора на вход канала пять значений силы постоянного тока, равномерно распределенных по диапазону выходного сигнала (0-5 %, 20-30 %, 50-60 %, 70-80 %, 95-100 % от диапазона выходного сигнала).

4) Для каждого значения установленной силы постоянного тока произвести отсчет результатов измерения физической величины в проверяемом канале по показаниям на дисплее автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) комплекса и рассчитать значения абсолютной погрешности измерений без учета ПИП Δ_1 по формуле (1) или приведенной к диапазону измерений погрешности измерений без учета ПИП γ_1 по формуле (2):

$$\Delta_1 = A_{\text{изм}} - A_{\text{зад}} \quad (1)$$

где $A_{\text{изм}}$ – измеренное значение физической величины, соответствующее заданному (текущему) значению силы постоянного тока;

$A_{\text{зад}}$ – заданное значение физической величины, соответствующее заданному (текущему) значению силы постоянного тока.

$$\gamma_I = \left(\frac{A_{\text{изм}} - A_{\text{зад}}}{D} \cdot 100\% \right) \quad (2)$$

где D – диапазон измерений физической величины.

Значения физической величины, соответствующие заданному или измеренному значению силы постоянного тока (электрического сопротивления постоянному току), рассчитывать по формуле (3) при линейно-возрастающей зависимости:

$$A_{\text{изм(зад)}} = A_H + \left(\frac{A_B - A_H}{I(R)_B - I(R)_H} \cdot (I(R) - I(R)_H) \right) \quad (3)$$

где $A_{\text{изм(зад)}}$ – измеренное (заданное) значение физической величины, соответствующее заданному (текущему) значению силы постоянного тока (электрического сопротивления постоянному току);

A_H и A_B - соответственно нижнее и верхнее значение диапазона измерений физической величины;

$I(R)$ - текущее значение силы постоянного тока (электрического сопротивления постоянному току);

$I(R)_H$ и $I(R)_B$ - соответственно нижнее и верхнее значение диапазона выходного сигнала силы постоянного тока (электрического сопротивления постоянному току).

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если полученные значения погрешностей измерительного канала без учета ПИП не превышают значений, рассчитанных по формуле (4) при нормировании абсолютной погрешности и по формуле (5) при нормировании приведенной к диапазону измерений погрешности:

$$\Delta_1 = \pm \sqrt{\frac{(\Delta_{\text{ИК}})^2}{(1,1)^2} - (\Delta_0)^2} \quad (4)$$

где Δ_1 - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК комплекса без учета ПИП;

Δ_0 - пределы допускаемой абсолютной погрешности первичного преобразователя (приложение Б);

$\Delta_{\text{ИК}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений измерительного канала с учетом погрешности ПИП (таблица 1);

$$\gamma_1 = \pm \sqrt{\frac{(\gamma_{\text{ИК}})^2}{(1,1)^2} - (\gamma_0)^2} \quad (5)$$

где γ_1 - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК комплекса без учета ПИП;

γ_0 - пределы допускаемой абсолютной погрешности первичного преобразователя (приложение Б);

$\gamma_{\text{ИК}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений измерительного канала с учетом погрешности ПИП (таблица 1).

При проведении периодической поверки допускается определение погрешности измерительного канала с учетом погрешностей первичных преобразователей.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если в наличии присутствуют свидетельства о поверке (или присутствует отметка о поверке в паспорте) на первичные преобразователи, а полученные значения погрешностей измерительного канала с учетом ПИП не превышают значений, указанных в таблице 1.

8.3.2 Определение погрешности канала преобразования сигналов электрического сопротивления постоянному току в значения температуры

1) Отсоединить первичный измерительный преобразователь от входных клемм проверяемого канала.

2) Подключить калибратор к проверяемому измерительному каналу. При подключении необходимо руководствоваться эксплуатационной документацией на калибратор.

3) Последовательно подать с помощью калибратора на вход канала пять значений электрического сопротивления постоянному току, соответствующих значению температуры (по ГОСТ 6651-2009), равномерно распределенных по диапазону измерений температуры (0-5 %, 20-30 %, 50-60 %, 70-80 %, 95-100 % от диапазона измерений температуры).

4) Для каждого установленного значения произвести отсчет результатов измерения физической величины в проверяемом канале по показаниям на дисплее АРМ комплекса и рассчитать значения абсолютной погрешности измерений без учета ПИП Δ_R по формуле (6):

$$\Delta_R = T_{\text{изм}} - T_{\text{зад}} \quad (6)$$

где $T_{\text{изм}}$ – измеренное значение температуры, соответствующее заданному (текущему) значению электрического сопротивления постоянному току;

$T_{\text{зад}}$ – заданное значение температуры, соответствующее заданному (текущему) значению электрического сопротивления постоянному току.

Значения физической величины, соответствующие заданному или измеренному значению силы постоянного тока (электрического сопротивления постоянному току), рассчитывать по формуле (3) при линейно-возрастающей зависимости.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если полученные значения погрешностей измерительного канала без учета ПИП не превышают значений, рассчитанных по формуле (7):

$$\Delta_R = \pm \sqrt{\frac{(\Delta_{\text{ИК}})^2}{(1,1)^2} - (\Delta_0)^2} \quad (7)$$

где Δ_R - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений без учета ПИП;

Δ_0 - пределы допускаемой абсолютной погрешности первичного преобразователя;

$\Delta_{\text{ИК}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений измерительного канала с учетом погрешности ПИП (таблица 1).

При проведении периодической поверки допускается определение погрешности измерительного канала с учетом погрешностей первичных преобразователей.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если в наличии присутствуют свидетельства о поверке (или присутствует отметка о поверке в паспорте) на первичные преобразователи, а полученные значения погрешностей измерительного канала с учетом ПИП не превышают значений, указанных в таблице 1.

8.3.3 Определение погрешности канала цифро-аналогового преобразования в сигналы силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА

1) Отсоединить исполнительное устройство от входных клемм проверяемого канала.

2) Подключить калибратор к проверяемому измерительному каналу. При подключении необходимо руководствоваться эксплуатационной документацией на калибратор.

3) Последовательно задать с дисплея АРМ комплекса пять значений управляемого параметра, соответствующих выходным значениям силы постоянного тока, равномерно распределенных по диапазону управления (0-5 %, 20-30 %, 50-60 %, 70-80 %, 95-100 % от диапазона).

4) Для каждого заданного значения выполнить измерение силы постоянного тока с помощью калибратора и рассчитать значения приведенной к диапазону измерений погрешности

измерений $\gamma_{\text{вых}}$ по формуле (8):

$$\gamma_1 = \left(\frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{зад}}}{D} \cdot 100\% \right) \quad (8)$$

где $I_{\text{изм}}$ – измеренное значение силы постоянного тока;

$I_{\text{зад}}$ – заданное значение силы постоянного тока;

D – диапазон выходного сигнала силы постоянного тока.

Результаты поверки считаются удовлетворительными, если полученные значения погрешностей измерительного канала не превышают значений, указанных в таблице 2.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 Положительные результаты поверки комплексов оформляют свидетельством о поверке по форме, установленной в документе «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденном приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 и нанесением знака поверки.

9.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

9.3 Отрицательные результаты поверки комплексов оформляют извещением о непригодности по форме, установленной в документе «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденном приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815, свидетельство о предыдущей поверке аннулируют, а комплексы не допускают к применению.

Начальник отдела испытаний ООО «ИЦРМ»



А. В. Гладких

Приложение А
 (рекомендуемое)
 Форма протокола поверки

Канал	Проверяемая точка, % диапазона	Значения физической величины контролируемого параметра		Полученная погрешность ИК	Пределы допускаемой погрешности измерительного канала
		Заданное значение	Измеренное значение		
	5				
	25				
	50				
	75				
	95				

Приложение Б
(обязательное)

Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей (ПИП)
Таблица Б.1 – Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей
утвержденного типа

Назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности	Пределы допускаемой абсолютной (Δ) погрешности
ПИП избыточного давления нефти/нефтепродукта	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-
ПИП избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\gamma = \pm 0,2 \%$	-
ПИП избыточного давления/разрежения газа	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП перепада давления нефти/нефтепродуктов	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП перепада давления жидких сред вспомогательных систем	$\gamma = \pm 0,4 \%$	-
ПИП силы переменного/постоянного тока, напряжения переменного/постоянного тока, активной/полной электрической мощности	$\gamma = \pm 1,0 \%$	-
ПИП виброскорости	$\gamma = \pm 10 \%$	-
ПИП уровня загазованности атмосферы парами углеводородов, % НКПРП*	$\gamma = \pm 5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\gamma = \pm 1,0 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\gamma = \pm 0,5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным методом	$\gamma = \pm 0,5 \%$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом	$\gamma = \pm 0,3 \%$	-
ПИП измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-
ПИП осевого смещения ротора	-	$\Delta = \pm 0,1 \text{ мм}$
ПИП измерения уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре РП	-	$\Delta = \pm 3,0 \text{ мм}$
ПИП уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	$\Delta = \pm 10,0 \text{ мм}$
ПИП температуры нефти/нефтепродукта в трубопроводах	-	$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы Б.1

Назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ПИП температуры стенки трубы накладной	-	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$
ПИП температуры других сред	-	$\Delta = \pm 2,0 \text{ }^\circ\text{C}$
ПИП многоточечный температуры нефти/нефтепродукта в резервуаре	-	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
* НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени		