



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
 И.А. Яценко
« 30 » _____ 2018 г.


ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система информационно–измерительная учета количества нефти в
резервуарном парке Береговых сооружений**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2003/1-311229-2018

г. Казань
2018

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки.....	3
3 Средства поверки	3
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	5
5 Условия поверки	6
6 Подготовка к поверке	6
7 Проведение поверки	6
8 Оформление результатов поверки.....	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое) Форма протокола поверки ИИС РП	13

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему информационно–измерительную учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений (далее – ИИС РП), заводской № 4545–ИИС РП, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Интервал между поверками ИИС РП – 2 года.

1.3 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов (далее – ИК) и (или) отдельных средств измерений из состава ИИС РП в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне (если это предусмотрено методикой поверки) в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Опробование	7.2	Да	Да
Градуировка резервуаров и определение относительной погрешности их вместимости	7.3	Да*	Да**
Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти	7.4	Да	Да
Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти	7.5	Да	Да
Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти	7.6	Да	Да

* Градуировка резервуаров и определение относительной погрешности их вместимости выполняется в случаях изменения базовой высоты резервуара более чем на 0,1% и (или) при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

** Градуировка резервуаров и определение относительной погрешности их вместимости осуществляется по истечению срока действия градуировочной таблицы резервуара(ов).

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталоны и средства измерений (далее – СИ), приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные эталоны и СИ

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.3 – 7.6	Термогигрометр ИВА–6 (далее – термогигрометр) (регистрационный номер 46434-11): диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения относительной влажности ± 2 % в диапазоне от 0 до 90 %, ± 3 % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 40 до плюс 60 °С; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры ± 1 °С в диапазоне от минус 40 до минус 20 °С, $\pm 0,3$ °С в диапазоне от минус 20 до плюс 60 °С
7.3	Линейка измерительная металлическая (регистрационный номер 20048-05), предел измерений 500 мм
7.3	Толщиномер ультразвуковой А1207 (регистрационный номер 48244-11)
7.3	Нивелир электронный SDL30 (регистрационный номер 51740-12)
7.3, 7.4	Рулетка измерительная металлическая с грузом РНГ модификации Р30Н2Г (далее – рулетка) (регистрационный номер 43611-10): диапазон измерений от 0 до 30000 мм, класс точности 2
7.4	Уровнемер электронный переносной HERMetric UTImeter Otex (регистрационный номер 51436-12), диапазон измерений уровня нефти от 0,004 до 30 м, цена деления 1,0 мм, диапазон измерений температуры нефти от минус 40 до 90 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефти, границы раздела сред $\pm(2+0,05H^*)$, пределы абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,1$ °С в диапазоне от 0 до 70 °С, рабочий диапазон температур окружающей среды от минус 20 до 50 °С
7.4, 7.5	Плотномер портативный DM–230.2A с датчиком температуры (регистрационный номер 51123-12), диапазон измерений температуры от минус 40 до 85 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,2$ °С
7.6	Калибратор давления портативный Метран–517 (далее – калибратор Метран–517) (регистрационный номер 39151-12) с модулем давления эталонным Метран–518 (код модуля 160К) (регистрационный номер 39152-12): диапазон измерений избыточного давления от 0 до 160 кПа; пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,02$ %; пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С от температуры (20 ± 2) °С $\pm 0,01$ %

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик ИИС РП с требуемой точностью.

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ, компонентов ИИС РП, работающих под напряжением, должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ, компонентам ИИС РП, должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», правилами промышленной безопасности и охраны труда, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ–НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ–КАЛМЫКИЯ», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», эксплуатационной документацией ИИС РП, ее компонентов и применяемых средств поверки;
- предусмотренные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.03.2013 № 96;
- предусмотренные другими документами, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ–НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ–КАЛМЫКИЯ» в сфере безопасности, охраны труда и окружающей среды;

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;
- изучившие эксплуатационную документацию на ИИС РП, функциональную схему ИИС РП, СИ, входящие в состав ИИС РП, и средства поверки;
- изучившие требования безопасности, действующие на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ–НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ–КАЛМЫКИЯ», а также предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

4.3 При появлении загазованности и других ситуациях, нарушающих нормальный ход работ, поверку прекращают.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 35
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

5.2 Допускается проводить поверку при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и отличающихся от указанных в пункте 5.1, но удовлетворяющих условиям эксплуатации ИИС РП и средств поверки.

5.3 Условия градуировки резервуаров по ГОСТ 8.570–2000.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- изучают техническую и эксплуатационную документацию ИИС РП;
- изучают настоящую инструкцию и руководства по эксплуатации средств поверки;
- подготавливают средства поверки с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 5 настоящей инструкции;
- средства поверки выдерживают при температуре, указанной в разделе 5 настоящей инструкции, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- используя автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора), дисплей уровнемеров проверяют параметры конфигурации ИИС РП (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в АРМ и в уровнемеры) на соответствие эксплуатационным документам ИИС РП, действующим градуировочным таблицам резервуаров;
- выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия.

6.2 При изучении технической документации проверяют наличие:

- эксплуатационной документации ИИС РП;
- свидетельства о предыдущей поверке ИИС РП (при периодической поверке);
- инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой информационно–измерительной учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2003/2-52-311459-2018;

6.3 Поверку продолжают при выполнении всех требований, описанных в пунктах 6.1 и 6.2 настоящей инструкции.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре ИИС РП проверяют:

- соответствие состава ИИС РП, монтажа и маркировки компонентов ИИС РП требованиям технической и эксплуатационной документации ИИС РП;

- заземление компонентов ИИС РП, работающих под напряжением;
- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки ИИС РП.

7.1.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если состав ИИС РП, монтаж и маркировка компонентов ИИС РП соответствуют требованиям технической и эксплуатационной документации ИИС РП, компоненты ИИС РП, работающие под напряжением, заземлены, а также отсутствуют повреждения и дефекты, препятствующие проведению поверки ИИС РП.

7.2 Опробование

7.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.2.1.1 Соответствие программного обеспечения (далее – ПО) ИИС РП проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа ИИС РП и отраженными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Идентификационные данные ПО ИИС РП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Entis Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v2.400RU
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–

7.2.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО ИИС РП и наличие авторизации (введение логина и пароля).

7.2.1.3 Результаты подтверждения соответствия ПО считают положительными, если идентификационные данные ПО ИИС РП совпадают с идентификационными данными, которые приведены в таблице 7.1, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО ИИС РП и обеспечивается авторизация.

7.2.2 Проверка работоспособности

7.2.2.1 Проверку работоспособности ИИС РП проводят одновременно с определением метрологических характеристик по пунктам 7.3 – 7.6 настоящей инструкции.

7.3 Градуировка резервуаров и определение относительной погрешности их вместимости

7.3.1 Градуировку резервуаров выполняют для каждого резервуара в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

7.3.2 Градуировку резервуара выполняют геометрическим методом по ГОСТ 8.570–2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» (с Изменениями № 1, 2).

7.3.3 Первичную градуировку резервуара выполняют перед вводом в эксплуатацию, а также в случаях изменения базовой высоты резервуара более чем на 0,1% и (или) при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

7.3.4 Периодическую градуировку резервуара выполняют через 5 (пять) лет.

7.3.5 По результатам градуировки резервуара составляют градуировочную таблицу резервуара.

7.3.6 Относительную погрешность вместимости резервуара определяют по действующей градуировочной таблице резервуара. Значение погрешности вместимости резервуара приводят в градуировочной таблице.

7.3.7 Результаты градуировки резервуара и определения относительной погрешности вместимости резервуара считают положительными, если для резервуара имеется действующая градуировочная таблица и относительная погрешность вместимости резервуара, указанная в градуировочной таблице, находится в пределах $\pm 0,1$ %.

7.3.8 Градуировочные таблицы резервуаров вносят в память ИИС РП, используя АРМ оператора.

7.4 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти

7.4.1 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти выполняют для каждого ИК уровня в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

7.4.2 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации в соответствии с 7.4.3 настоящей инструкции или поэлементно в соответствии с 7.4.4 настоящей инструкции.

7.4.3 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти на месте эксплуатации комплектно

7.4.3.1 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти выполняют в настроенном диапазоне измерений уровнемера методом сравнения с эталонным переносным СИ уровня.

7.4.3.2 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти проводят в контрольных точках измеряемой среды, ориентировочно 95, 75, 55, 35, 15 % от максимального уровня наполнения резервуара в соответствии с его градуировочной таблицей.

7.4.3.3 Измерения в каждой контрольной точке выполняют в статическом режиме резервуара. Перемешивание измеряемой среды в резервуаре, опорожнение и заполнение резервуара в процессе измерений в контрольной точке не допускается.

7.4.3.4 Перед началом измерений проверяют базовую высоту резервуара. Измерение базовой высоты выполняют эталонным переносным СИ уровня. Полученный результат сравнивают со значением базовой высоты, приведенным в градуировочной таблице резервуара. Относительное отклонение значения базовой высоты, полученного по результатам измерения эталонным переносным СИ уровня от значения базовой высоты приведенного в градуировочной таблице резервуара не должно превышать 0,1 %.

Примечание – при измерении базовой высоты переносным электронным уровнемером HERMetric UTImeter Oteх к показаниям уровнемера прибавляют поправку на «индекс отсчета» равную 4 мм, составляющую разницу между нижней точкой датчика и точкой срабатывания датчика уровнемера.

7.4.3.5 Наполняя либо опорожняя резервуар устанавливают уровень измеряемой среды в резервуаре, соответствующий выбранной контрольной точке с точностью ± 100 мм. После этого дают резервуару отстояться не менее 30 минут, для исключения влияния возмущений поверхности измеряемой среды в резервуаре на результат измерений.

7.4.3.6 Фиксируют с дисплея уровнемера и с монитора АРМ оператора ИИС РП значения уровня измеряемой среды в контрольной точке $L_{ик}$, мм, измеренного ИК уровня нефти.

Примечание – показания уровня на дисплее уровнемера и на мониторе АРМ оператора ИИС РП должны быть одинаковыми, при расхождении показаний поверку ИИС РП останавливают до выяснения причин расхождения.

7.4.3.7 Выполняют определение уровня измеряемой среды в резервуаре с использованием эталонного переносного СИ уровня нефти. Уровень нефти в резервуаре определяют путем измерения высоты пустоты в резервуаре. Измерение высоты пустоты в

резервуаре выполняют дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений пустоты принимают их среднее значение с округлением до 1 мм. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения пустоты в резервуаре повторяют еще дважды и берут среднее по трем наиболее близким измерениям с округлением до 1 мм. Уровень нефти в резервуаре рассчитывают вычитанием полученного значения высоты пустоты в резервуаре из значения базовой высоты, указанного в градуировочной таблице.

7.4.3.8 Повторно фиксируют значение уровня измеряемой среды в резервуаре по показанию ИК уровня нефти.

7.4.3.9 За время определения уровня измеряемой среды в резервуаре с использованием эталонного СИ уровня, значение уровня измеряемой среды по показанию ИК уровня нефти не должно измениться более чем на 1 мм. При несоблюдении данного условия выясняют причины изменения уровня, устраняют их и процедуру измерений уровня измеряемой среды в резервуаре согласно пунктам 7.4.3.6 – 7.4.3.8 повторяют.

7.4.3.10 Рассчитывают абсолютную погрешность ИК уровня нефти в каждой контрольной точке Δ_{Li} , мм, по формуле

$$\Delta_{Li} = L_{ИКи} - L_{Эи} \quad (1)$$

где $L_{Эи}$ – значение уровня измеряемой среды в резервуаре в i -той контрольной точке, определенное с использованием эталонного переносного СИ уровня, мм.

7.4.3.11 Полученные результаты вносят в протокол поверки ИИС РП, форма которого приведена в приложении А настоящей инструкции.

7.4.3.12 Повторяют процедуры по пунктам 7.4.3.6 – 7.4.3.11 в оставшихся контрольных точках.

7.4.3.13 Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня нефти считают положительными, если рассчитанная для всех контрольных точек абсолютная погрешность ИК уровня нефти не выходит за пределы ± 3 мм.

7.4.4 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти поэлементно

7.4.4.1 Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке на уровнемер радарный SmartRadar. При отсутствии действующего свидетельства о поверке на уровнемер радарный SmartRadar выполняют его поверку. Поверку и оформление ее результатов выполняют в соответствии с документом, устанавливающим методику поверки уровнемера радарного SmartRadar.

7.4.4.2 Устанавливают уровнемер на резервуар (если уровнемер был демонтирован) и производят его настройку (поверку настроек).

7.4.4.3 Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня нефти считают положительными, если уровнемер радарный SmartRadar имеет действующее свидетельство о поверке и настроен для работы на данном резервуаре.

7.5 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти

7.5.1 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют для каждого ИК температуры в соответствии с заявлением владельца ИИС РП

7.5.2 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации в соответствии с 7.5.3 или поэлементно в соответствии с 7.5.4 настоящей инструкции

7.5.3 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти на месте

эксплуатации комплектно

7.5.3.1 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют методом сравнения с эталонным погружным СИ температуры.

7.5.3.2 Определение абсолютной погрешности ИК выполняют при заполненном резервуаре. Уровень измеряемой среды в резервуаре должен быть не менее 14 метров. Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют в статическом режиме резервуара, перемешивание измеряемой среды в резервуаре, опорожнение и заполнение резервуара в процессе определения погрешности ИК не допускается.

7.5.3.3 Эталонное погружное СИ температуры с кабелем, имеющим метрическую разметку, погружают в резервуар на уровень, соответствующую местоположению одного из чувствительных элементов преобразователя температуры VITO модели 762 с датчиками температуры модели 768 (далее – преобразователь температуры). Уровни местоположения чувствительных элементов преобразователя температуры определяют по проектной и эксплуатационной документации ИИС РП. Расстояние между чувствительным элементом эталонного погружного СИ температуры и проверяемым чувствительным элементом преобразователя температуры по горизонтали и по вертикали должно быть не более 0,5 метра.

7.5.3.4 Выдерживают эталонное погружное СИ температуры на заданном уровне не менее 10 минут для стабилизации измеряемой температуры.

7.5.3.5 Фиксируют значения температуры нефти, измеренной эталонным СИ и температуры нефти, измеренной чувствительным элементом преобразователя температуры. Значение температуры нефти, измеренной чувствительным элементом преобразователя температуры считывают с соответствующего окна на мониторе АРМ оператора ИИС РП.

7.5.3.6 Рассчитывают абсолютную погрешность чувствительного элемента преобразователя температуры $\Delta_{чЭi}$, °С, по формуле

$$\Delta_{чЭi} = t_{изм_чЭi} - t_{ЭTi}, \quad (2)$$

где $t_{изм_чЭi}$ – значение температуры, измеренное i -тым чувствительным элементом преобразователя температуры, °С;

$t_{ЭTi}$ – значение температуры, измеренное эталонным СИ температуры, °С.

7.5.3.7 Повторяют процедуры по 7.5.3.3 – 7.5.3.6 для каждого чувствительного элемента преобразователя температуры.

7.5.3.8 Полученные результаты вносят в протокол поверки ИИС РП, форма которого приведена в приложении А настоящей инструкции.

7.5.3.9 Результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти считают положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность измерений каждого чувствительного элемента преобразователя температуры не превышает ± 1 °С.

7.5.4 Определение метрологических характеристик ИК температуры поэлементно

7.5.4.1 Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке на преобразователь температуры. При отсутствии действующего свидетельства о поверке на преобразователь температуры выполняют поверку преобразователя температуры. Поверку и оформление ее результатов выполняют в соответствии с документом, устанавливающим методику поверки преобразователя температуры.

7.5.4.2 Устанавливают преобразователь температуры в резервуар (если преобразователь был демонтирован).

7.5.4.3 Результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти считают положительными, если преобразователь температуры, входящий в состав ИК температуры имеет действующее свидетельство о поверке.

7.6 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти

7.6.1 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти выполняют для каждого ИК гидростатического давления в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

7.6.2 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации по 7.6.3 или поэлементно в соответствии с 7.6.4 настоящей инструкции.

7.6.3 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления на месте эксплуатации комплектно

7.6.3.1 Перекрывают шаровой кран, соединяющий датчик давления SmartLine ST800 (далее – датчик давления) с резервуаром.

7.6.3.2 Сбрасывают давление на датчике давления через дренажное отверстие до атмосферного. Значение давления контролируют в соответствующем окне на дисплее АРМ оператора ИИС РП.

7.6.3.3 Подключают к дренажному отверстию датчик давления (помпу) и эталон давления.

7.6.3.4 Проверяют герметичность соединения путем задания давления 150 кПа. Давление задают с помощью датчика давления (помпы). Значение давления контролируют с помощью эталона давления. Соединение считают герметичным, если изменение давления в течение 3 минут не превысило 4 кПа.

Примечание – При невыполнении условия герметичности соединений определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления прекращают до устранения негерметичности.

7.6.3.5 С помощью датчика давления (помпы) по показаниям эталона давления задают избыточное давление 0 кПа.

Примечание – Отклонение давления от заданного значения не должно превышать $\pm 3\%$, значение давления должно находиться в пределах диапазона измерений ИК гидростатического давления ИИС РП.

7.6.3.6 После стабилизации давления фиксируют значения:

– давления по показаниям монитора АРМ оператора ИИС РП, $P_{измi}$, кПа;

– давления по показаниям эталона давления, $P_{эти}$, кПа.

Примечание – Ввиду инерционности цифрового канала передачи данных допустимо контролировать показания давления не по показаниям монитора АРМ оператора, а на мониторе подключенного к преобразователю HART-коммуникатора.

7.6.3.7 Рассчитывают приведенную погрешность ИК гидростатического давления γ_{Pi} , %, по формуле

$$\gamma_{Pi} = \frac{P_{измi} - P_{эти}}{P_{max} - P_{min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где P_{max} , P_{min} – верхний (150 кПа) и нижний (0 кПа) пределы диапазона измерений ИК гидростатического давления соответственно, кПа.

7.6.3.8 Повторяют процедуры по пунктам 7.6.3.5 – 7.6.3.7 при значениях давления 37,5;

75; 112,5; 150; 112,5; 75; 37,5; 0 кПа.

7.6.3.9 Полученные результаты вносят в протокол поверки ИИС РП, форма которого приведена в приложении А настоящей инструкции.

7.6.3.10 Результаты определения приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти считают положительными, если рассчитанная приведенная погрешность ИК гидростатического давления нефти не превышает $\pm 0,1$ %.

7.6.4 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти поэлементно

7.6.4.1 Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке на датчик давления. При отсутствии действующего свидетельства о поверке на датчик давления выполняют поверку датчика давления. Поверку и оформление ее результатов выполняют в соответствии с документом, устанавливающим методику поверки датчика давления. Диапазон измерений давления датчиком давления должен быть от 0 до 150 кПа.

7.6.4.2 Устанавливают датчик давления на резервуар (если датчик был демонтирован).

7.6.4.3 Результаты определения приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти считают положительными, если датчик давления, входящий в состав ИК гидростатического давления нефти имеет диапазон измерений от 0 до 150 кПа и действующее свидетельство о поверке.

7.7 Результаты поверки ИИС РП

7.7.1 Результаты поверки ИИС РП считают положительными, при положительных результатах, полученных в ходе выполнения операций по 7.1 – 7.6.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки ИИС РП заносят в протокол поверки (рекомендованная форма протокола приведена в Приложении А).

8.2 При положительных результатах поверки ИИС РП оформляют свидетельство о поверке в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации.

8.2.1 При поверке отдельных ИК из состава ИИС РП в соответствии с заявлением владельца, при положительных результатах оформляют свидетельство о поверке ИИС РП с указанием информации об объеме проведенной поверки.

8.2.2 Свидетельства о поверке ИИС РП в части отдельных ИК из состава ИИС РП (при наличии), прикладываются к свидетельству о поверке ИИС РП.

8.2.3 Свидетельства о поверке средств измерений, входящих в состав ИИС РП, поверенных по методикам поверки этих СИ (при наличии), прикладываются к свидетельству о поверке ИИС РП.

8.2.4 Действующие градуировочные таблицы резервуаров прикладываются к свидетельству о поверке ИИС РП.

8.3 Отрицательные результаты поверки ИИС РП оформляют в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации. При этом выписывается извещение о непригодности к применению ИИС РП с указанием причин непригодности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки ИИС РП

Дата ____ . ____ .20__ г.

Поверитель: (наименование юридического лица или индивидуального предпринимателя, выполнившего поверку)

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений: Система информационно–измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений

Заводской номер: № 4545–ИИС РП

Владелец: (наименование юридического лица или индивидуального предпринимателя, являющегося владельцем ИИС РП)

Условия проведения поверки:

а) температура окружающего воздуха, °С

б) относительная влажность, % _____

в) атмосферное давление, кПа _____

Наименование эталонов и вспомогательных средств: (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке (свидетельства об аттестации))

Поверка проведена в соответствии с документом: МП 2003/1–311229–2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система информационно–измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Методика поверки», утвержденным ООО Центр Метрологии «СТП» 20 марта 2018 г.

Проведение поверки:

1 Внешний осмотр: соответствует (не соответствует) требованиям 7.1 методики поверки.

2 Опробование: соответствует (не соответствует) требованиям 7.2 методики поверки.

3 Определение относительной погрешности вместимости резервуаров (геометрический метод)

Результаты определения относительной погрешности вместимости резервуаров (геометрический метод): положительные (отрицательные).

4 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти

4.1 Состав ИК уровня нефти

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер
	от 0 до 100 % настроенного диапазона	Уровнемер радарный SmartRadar	
		Устройство (модуль) серии 880 CIU Prime	
		Устройство (модуль) серии 880 CIU Plus	

4.2 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти на месте эксплуатации комплектно

№ ИК	$L_{ИКi}$, мм	$L_{Эi}$, мм	Δ_{Li} , мм

Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня нефти: положительные (отрицательные).

4.3 Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти поэлементно

Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня нефти: положительные (отрицательные).

Примечание: Определение абсолютной погрешности ИК уровня нефти выполняют для каждого ИК уровня нефти в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

5 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти

5.1 Состав ИК температуры нефти

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер
	от 5 до +50 °С	Преобразователь температуры VITO модели 762 с датчиками температуры модели 768	
		Устройство (модуль) серии 880 CIU Prime Устройство (модуль) серии 880 CIU Plus	

5.2 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти комплектно

№ ИК	№ $t_{изм_чЭi}$	$t_{изм_чЭi}$, °С	$t_{ЭTi}$, °С	$\Delta_{чЭi}$, °С

Результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти: положительные (отрицательные).

5.3 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти поэлементно

Результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти: положительные (отрицательные).

Примечание: Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют для каждого ИК температуры нефти в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

6 Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти

6.1 Состав ИК избыточного давления

№ ИК	Диапазон измерений	Наименование СИ	Заводской номер
	от 0 до 150 кПа	Датчик давления SmartLine ST800	
		Устройство (модуль) серии 880 CIU Prime Устройство (модуль) серии 880 CIU Plus	

6.2 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти комплектно

№ ИК	$P_{\text{изб1}}, \text{кПа}$	$P_{\text{изм1}}, \text{кПа}$	$\gamma_{\text{Р1}}, \%$
	0		
	37,5		
	75		
	112,5		
	150		
	112,5		
	75		
	37,5		
	0		

Результаты определения приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти: положительные (отрицательные).

6.3 Определение приведенной погрешности ИК избыточного давления нефти поэлементно

Результаты определения приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти: положительные (отрицательные).

Примечание: Определение приведенной погрешности ИК гидростатического давления нефти выполняют для каждого ИК гидростатического давления нефти в соответствии с заявлением владельца ИИС РП.

7 Результаты поверки ИИС РП.

Результаты поверки ИИС РП: положительные (отрицательные).