



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

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И.А. Яценко



_____ 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерительная количества и параметров нефти в резервуарном
парке Береговых сооружений**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 0505/1-311229-2017

г. Казань
2017

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки.....	3
3 Средства поверки	4
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	4
5 Условия поверки	5
6 Подготовка к поверке	6
7 Проведение поверки	6
8 Оформление результатов поверки.....	18
ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое) Форма протокола поверки СИКН РП.....	19

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерительную количества и параметров нефти в резервуарном парке Береговых сооружений (далее – СИКН РП), заводской № 4545–632014, 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 СИКН РП – 2 года.

1.3 Поверку СИ в составе СИКН РП осуществляют в соответствии с их методиками поверки

1.4 Допускается проведение комплектной поверки отдельных измерительных каналов (далее – ИК) СИКН РП в соответствии с заявлением владельца СИКН РП по настоящей инструкции с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

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 методик и поверки	Проведение операции при			
		первичной поверке			периодической поверке
		перед вводом в эксплуатацию	после ремонта (замены) ИП ИК	после ремонта (замены) связующих компонентов ИК	
Внешний осмотр	7.1	Да	Да	Да	Да
Опробование	7.2	Да	Да	Да	Да
Определение метрологических характеристик ИК температуры	7.3	Да	Да	Да	Да
Определение метрологических характеристик ИК давления	7.4	Да	Да	Да	Да
Определение метрологических характеристик ИК уровня	7.5	Да	Да	Да	Да
Определение погрешности измерения массы брутто нефти	7.6	Да	Да	Да	Да
Определение погрешности измерения массы нетто нефти	7.7	Да	Да	Да	Да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталоны и 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
7.3-7.5	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	Плотномер портативный DM-230.2A с датчиком температуры (далее – погружной датчик температуры) (регистрационный номер 51123-12), диапазон измерений температуры от минус 40 до 85 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,2$ °С
7.4	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 \pm 2) °С $\pm 0,01$ %
7.5	Рулетка измерительная металлическая с грузом РНГ модификации Р30Н2Г (далее – рулетка) (регистрационный номер 43611-10): диапазон измерений от 0 до 30000 мм, класс точности 2

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН 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, заверенной 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 должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;

– ко всем используемым СИ 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 СИКН 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 СИКН РП, функциональную схему СИКН РП, СИ, входящие в состав СИКН 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 18 до плюс 27
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 86,0 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 СИКН РП и средств поверки.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКН РП;
 - изучают настоящую инструкцию и руководства по эксплуатации средств поверки;
 - эталонные СИ и вторичные измерительные преобразователи (далее – ИП) ИК СИКН РП устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
 - контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 5 настоящей инструкции;
 - эталонные СИ выдерживают при температуре, указанной в разделе 5 настоящей инструкции, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
 - проверяют параметры конфигурации СИКН РП (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок) на соответствие градуировочным таблицам резервуаров, а так же данным, зафиксированным в эксплуатационных документах СИКН РП;
 - выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия.
- 6.2 При изучении технической документации проверяют наличие:
- руководства по эксплуатации СИКН РП;
 - формуляра СИКН РП;
 - свидетельства о предыдущей поверке СИКН РП (при периодической поверке);
- 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 СИКН РП проверяют:

- соответствие состава СИКН РП, монтажа, маркировки и пломбировки компонентов СИКН РП требованиям технической и эксплуатационной документации СИКН РП;
- заземление компонентов СИКН РП, работающих под напряжением;
- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки СИКН РП.

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

7.2 Опробование

7.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения

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

Таблица 7.1 – Идентификационные данные ПО СИКН РП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Entis Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v2.400RU

Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–

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

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

7.2.2 Проверка работоспособности

7.2.2.1 Проверку работоспособности СИКН РП проводят одновременно с определением метрологических характеристик по пунктам 7.3 – 7.5 настоящей инструкции.

7.3 Определение метрологических характеристик ИК температуры

7.3.1 Определение метрологических характеристик ИК температуры проводится выполняются комплектно на месте эксплуатации. При отсутствии такой возможности определение метрологических характеристик ИК температуры проводят поэлементно в соответствии с 7.3.3 настоящей инструкции

7.3.2 Определение метрологических характеристик ИК температуры комплектно.

7.3.2.1 При проведении измерений температуры поверхность жидкости в резервуаре должна быть ровной. Опорожнение и заполнение резервуара в процессе измерений не допускают.

7.3.2.2 Погружной датчик температуры с кабелем, имеющим метрическую разметку, погружают на глубину, соответствующую местоположению первого чувствительного элемента преобразователя температуры VITO модели 762 с датчиками температуры модели 768 (далее – преобразователь температуры). Местоположение чувствительного элемента преобразователя температуры указывается в эксплуатационной документации на СИКН РП.

7.3.2.3 Выдерживают погружной датчик температуры на указанной глубине в течении 20 минут для стабилизации температуры.

7.3.2.4 Считывают с жидкокристаллического дисплея плотномера портативного DV-230.2A значение температуры, измеренное погружным датчиком температуры. Считывают с дисплея автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) значение температуры, измеренное чувствительным элементом преобразователя температуры.

7.3.2.5 Значения измеренной температуры считывают не менее трех раз с интервалом в 2 минуты между считываниями.

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

$$\Delta_{чэi} = t_{изм_чэi} - t_{этi}, \quad (1)$$

где $t_{изм_чэi}$ – значение температуры, измеренное чувствительным элементом преобразователя температуры при i-том измерении, °С;

$t_{кпi}$ – значение температуры, измеренное калибратором температуры при i-том измерении, °С.

7.3.2.7 Повторяют процедуры по 7.3.2.2 – 7.3.2.6 для каждого чувствительного элемента преобразователя температуры.

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

7.3.2.9 Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры комплектно считаются положительными, если абсолютная погрешность измерений температуры не превышает ± 1 °С.

7.3.3 Определение метрологических характеристик ИК температуры поэлементно

7.3.3.1 Проверяют действующее свидетельство о поверке на преобразователь температуры.

Примечание – преобразователь температуры должен быть поверен в соответствии с документом, устанавливающим его методику поверки.

7.3.3.2 Погружной датчик температуры погружают на глубину, соответствующую местоположению произвольно выбранного чувствительного элемента преобразователя температуры. Местоположение чувствительного элемента преобразователя температуры указывается в эксплуатационной документации на СИКН РП.

7.3.3.3 Выдерживают погружной датчик температуры на указанной глубине в течении 20 минут для стабилизации температуры.

7.3.3.4 Считывают с жидкокристаллического дисплея плотномера портативного DV-230.2А значение температуры, измеренное погружным датчиком температуры. Считывают с дисплея АРМ оператора значение температуры, измеренное чувствительным элементом преобразователя температуры.

7.3.3.5 Рассчитывают абсолютную погрешность измерений температуры $\Delta_{t_ик}$, °С

$$\Delta_{t_ик} = t_{чз} - t_{эт}, \quad (2)$$

где $t_{чз}$ – значение температуры, измеренное произвольно выбранным чувствительным элементом преобразователя температуры, °С;

$t_{эт}$ – значение температуры, измеренное погружным датчиком температуры, °С.

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

7.3.3.7 Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры поэлементно считают положительными, если преобразователь температуры, входящий в состав ИК температуры имеет действующее свидетельство о поверке и абсолютная погрешность измерений температуры не превышает ± 1 °С.

7.4 Определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления

7.4.1 Определение метрологических характеристик выполняют для каждого ИК гидростатического давления в соответствии с заявлением владельца СИКН РП.

7.4.2 Определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления выполняют комплектно на месте эксплуатации. При отсутствии такой возможности определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления проводят поэлементно в соответствии с 7.4.4 настоящей инструкции.

7.4.3 Определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления комплектно

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

7.4.3.2 Сбрасывают давление до атмосферного через дренажное отверстие. При этом контролируют значение давления с дисплея АРМ оператора СИКН РП.

7.4.3.3 Подключают к дренажному отверстию задатчик давления (помпу) и калибратор Метран-517 с эталонным модулем 160К.

7.4.3.4 Проверяют герметичность соединения путем задания давления 160 кПа. Давление задают с помощью задатчика давления (помпы). Значение давления контролируют с помощью калибратора Метран-517 с эталонным модулем 160К. Соединение считают герметичным, если изменение давления в течении 3 минут не превысило 4 кПа.

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

7.4.3.5 С помощью задатчика давления (помпы) по показаниям калибратора Метран-517 с эталонным модулем 160К задают избыточное давление 0 кПа.

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

7.4.3.6 После стабилизации давления фиксируют значения:

– давления, измеренного ИК гидростатического давления (по показаниями монитора АРМ операторов СИКН РП), $P_{изм1}$, МПа;

– давления, измеренного калибратором Метран-517 с эталонным модулем 160К, $P_{изб1}$, МПа;

7.4.3.7 Рассчитывают приведенную погрешность ИК гидростатического давления в каждой точке γ_{Pi} , %, по формуле

$$\gamma_{Pi} = \frac{P_{изм1} - P_{изб1}}{P_{max} - P_{min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где P_{max}, P_{min} – верхний и нижний предел диапазона измерений ИК гидростатического давления соответственно, кПа.

7.4.3.8 Повторяют процедуры по пунктам 7.4.3.5-7.4.3.9 при значениях давления 37,5; 75; 112,5; 150; 112,5; 75; 37,5; 0 кПа.

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

7.4.3.10 Результаты определения метрологических характеристик ИК гидростатического давления комплектно считаются положительными, если рассчитанная приведенная погрешность ИК гидростатического давления не превышает $\pm 0,05\%$.

7.4.4 Определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления поэлементно

7.4.4.1 Проверяют наличие действующего свидетельства на датчик давления

Примечание – датчик давления должен быть поверен в соответствии с документом МП 56421-14 «Датчики давления SmartLine серии ST 700 и ST 800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.11.2013 г.

7.4.4.2 Перекрывают шаровой кран, соединяющий датчик давления с резервуаром.

7.4.4.3 Сбрасывают давление на датчике давления до атмосферного через дренажное отверстие. При этом контролируют значение давления с дисплея АРМ оператора СИКН РП.

7.4.4.4 Подключают к дренажному отверстию задатчик давления (помпу) и калибратор Метран-517 с эталонным модулем 160К.

7.4.4.5 Проверяют герметичность соединения путем задания давления 160 кПа. Давление задают с помощью задатчика давления (помпы). Значение давления контролируют с помощью калибратора Метран-517 с эталонным модулем 160К. Соединение считают герметичным, если изменение давления в течении 3 минут не превысило 4 кПа.

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

7.4.4.6 После проверки герметичности фиксируют значения:

– давления, измеренного ИК гидростатического давления (по показаниями монитора АРМ операторов СИКН РП), $P_{изм}$ МПа;

7.4.4.7 давления, измеренного калибратором Метран-517 с эталонным модулем 160К, $P_{изб}$, МПа

7.4.4.8 Рассчитывают приведенную погрешность измерений давления $\gamma_{P-ик}$, %

$$\gamma_{P-ик} = \frac{P_{изм} - P_{изб}}{P_{max} - P_{min}} \cdot 100, \quad (4)$$

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

7.4.4.10 Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры поэлементно считают положительными, если датчик давления, входящий в состав ИК гидростатического давления имеет действующее свидетельство о поверке и приведенная погрешность измерений гидростатического давления не превышает $\pm 0,05$ %.

7.5 Определение метрологических характеристик ИК уровня

7.5.1 Определение метрологических характеристик выполняют для каждого ИК уровня в соответствии с заявлением владельца СИКН РП.

7.5.2 Определение абсолютной погрешности ИК уровня комплектно на месте эксплуатации. При отсутствии такой возможности определение метрологических характеристик ИК уровня проводят поэлементно в соответствии с 7.5.4 настоящей инструкции

7.5.3 Определение метрологических характеристик ИК уровня комплектно

7.5.3.1 Поверку ИК уровня проводят в настроенном диапазоне измерений уровнемера радарного SmartRadar (далее - уровнемер).

7.5.3.2 Резервуар, на который установлен первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК уровня, отключают от технологического процесса и сбрасывают давление в резервуаре до атмосферного.

7.5.3.3 Проверяют исправность рулетки и подготавливают ее к работе в соответствии с требованиями технической документации.

7.5.3.4 Измерительную ленту рулетки раскладывают на горизонтальной поверхности. Начальный штрих ленты совмещают с нижней поверхностью фланца уровнемера, другой конец ленты натягивают с помощью груза для обеспечения плотного прилегания к поверхности.

7.5.3.5 Поверку ИК уровня проводят на контрольных точках, соответствующих 100, 75, 50, 25, 0 % от настроенного диапазона уровнемера.

7.5.3.6 Устанавливают уровень нефти в резервуаре, соответствующий начальной контрольной точке 100 % от настроенного диапазона уровнемера с точностью ± 50 мм. После

этого выжидают определенное время, достаточное для исключения влияния возмущений поверхности продукта в резервуаре на результат измерений.

Примечание – Необходимо учитывать, что уровнемер не может мгновенно обрабатывать резкие изменения уровня. Для увеличения быстродействия уровнемера рекомендуется, только на время поверки, уменьшить в настройках значение постоянной времени до 1 секунды и увеличить скорость отслеживания уровня по 10 м/мин.

7.5.3.7 Фиксируют значения уровня нефти на контрольной точке $L_{икі}$, мм, с дисплея уровнемера или с монитора АРМ оператора СИКН РП, температуры окружающей среды в месте уровнемера $t_{вп}$, °С, измеренного термогигрометром.

Примечание – при расхождении показаний уровня на дисплее уровнемера радарного SmartRadar и на мониторе АРМ оператора СИКН РП поверку останавливают до выяснения причин расхождения.

7.5.3.8 Протирают шкалу рулетки тряпкой насухо и наносят слой бензочувствительной или водочувствительной пасты (при необходимости) на участок шкалы рулетки, в пределах которого будет находиться контрольная отметка.

7.5.3.9 Опускают через измерительный лок в резервуар рулетку до дна, и отмечают измеренное значение «смоченной» части рулетки $L_{эі}$, мм. Вводят поправку на температурный коэффициент линейного расширения материала шкалы рулетки, если требуется.

7.5.3.10 В каждой контрольной точке измерения проводят три раза.

7.5.3.11 Рассчитывают абсолютную погрешность ИК уровня на контрольной точке при каждом измерении $\Delta_{Лі}$, мм, по формуле

$$\Delta_{Лі} = L_{икі} - L_{эі} \quad (5)$$

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

7.5.3.13 Повторяют процедуры по пунктам 7.5.3.7 – 7.5.3.12 при значениях уровня 75, 50, 25, 0 % от настроенного диапазона уровнемера.

7.5.3.14 Результаты определения метрологических характеристик ИК уровня считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность ИК уровня не выходит за пределы ± 1 мм.

7.5.4 Определение метрологических характеристик ИК уровня поэлементно

7.5.4.1 Проверяют наличие действующего свидетельства на датчик уровня.

Примечание – датчик уровня должен быть поверен в соответствии с документом МП 48856-12 «Уровнемеры радарные SmartRadar. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2011 года.

7.5.4.2 Проводят процедуры по 7.5.3.2 – 7.5.3.4.

7.5.4.3 Фиксируют значения уровня нефти на контрольной точке $L_{ик}$, мм, с дисплея уровнемера или с монитора АРМ оператора СИКН РП, температуры окружающей среды в месте уровнемера $t_{вп}$, °С, измеренного термогигрометром.

7.5.4.4 Протирают шкалу рулетки тряпкой насухо и наносят слой бензочувствительной или водочувствительной пасты (при необходимости) на участок шкалы рулетки, в пределах которого будет находиться контрольная отметка.

7.5.4.5 Опускают через измерительный лок в резервуар рулетку до дна, и отмечают измеренное значение «смоченной» части рулетки $L_{э}$, мм. Вводят поправку на температурный

коэффициент линейного расширения материала шкалы рулетки, если требуется.

7.5.4.6 Рассчитывают абсолютную погрешность ИК уровня на контрольной точке при каждом измерении Δ_{L_i} , мм, по формуле

$$\Delta_{L_{ик}} = L_{ик} - L_{э} \quad (6)$$

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

7.5.4.8 Результаты определения метрологических характеристик ИК уровня поэлементно считают положительными, если датчик уровня, входящий в состав ИК уровня, имеет действующее свидетельство о поверке и абсолютная погрешность измерений уровня не превышает ± 1 мм.

7.6 Определение погрешности измерения массы брутто нефти

7.6.1 Расчет действительного объема нефти в резервуаре

7.6.1.1 Действительный объем нефти в резервуаре до имитации учетной операции отпуска нефти V_1 , м³, рассчитывают по формуле

$$V_1 = (V_{0_1} + \Delta V_n) \cdot [1 + (2 \cdot \alpha_{cm}) \cdot (t_{cm} - 20)], \quad (7)$$

- где V_{0_1} – вместимость резервуара, соответствующая уровню налива h_1 согласно градуировочной таблице
- ΔV_n – поправка на изменение объема нефти, обусловленное влиянием понтона, м³;
- α_{cm} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, 1/°С;
- t_{cm} – среднее значение температуры стенки резервуара, принимаемое равной средней температуре нефти t_V в мере вместимости, °С.

Примечание – при уровне нефти от 450 до 1790 мм в расчетах массы брутто не учитывают поправку на изменение объема нефти, обусловленное влиянием понтона

7.6.1.2 Вместимость резервуара V_{0_1} , м³, соответствующую уровню налива h согласно градуировочной таблице, рассчитывают по формуле

$$V_{0_1} = V_{град_1} + V_{зумпф}, \quad (8)$$

- где $V_{град_1}$ – вместимость резервуара по градуировочной таблице, соответствующая уровню налива h , м³;
- $V_{зумпф}$ – объем зумпфа зачистки, м³.

7.6.1.3 Поправку на изменение объема нефти, обусловленное влиянием понтона ΔV_n , м³, рассчитывают по формуле

$$\Delta V_n = M_{понт} \cdot \left(\frac{1}{\rho_V} - \frac{1}{\rho_{град}} \right), \quad (9)$$

- где $M_{понт}$ – масса понтона по протоколу поверки (градуировки) резервуара, кг;
- $\rho_{град}$ – плотность жидкости, использованная при поверке (калибровке) резервуара для расчета объема жидкости, вытесненной понтоном, по протоколу поверки (градуировки) резервуара, кг/м³;

ρ_V – плотность нефти, в условиях измерений объема нефти в мере вместимости, кг/м³.

7.6.1.4 Плотность нефти в условиях измерений объема нефти в мере вместимости ρ_V , кг/м³, рассчитывают по формуле

$$\rho_V = \frac{P}{g \cdot h} \cdot 1000, \quad (10)$$

где P – измеренное значение гидростатического давления нефти в мере вместимости, Па;

g – ускорение силы тяжести, кг/с²;

h – измеренный уровень нефти с учетом высоты установки датчика гидростатического давления, мм.

7.6.1.5 Имитируют учетную операцию отпуска нефти, понижая уровень нефти в резервуаре. При этом должно выполняться следующее условие

$$h_2 \leq k \cdot h_1 + b, \quad (11)$$

где h_1 – значение уровня нефти при операции отпуска (до отпуска нефти), мм;

h_2 – значение уровня нефти при операции отпуска (после отпуска нефти), мм;

k, b – параметры, определяемые по таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Значения параметров k и b

Резервуар	k	b , мм
№1	1,248497	-4818,6573
№2	1,248497	-4818,6573
№3	1,248497	-4818,6573
№4	1,252505	-4835,5711

7.6.1.6 Действительный объем нефти в резервуаре после имитации учетной операции отпуска нефти V_2 , м³, рассчитывают по формуле

$$V_2 = (V_{0_2} + \Delta V_n) \cdot [1 + (2 \cdot \alpha_{cm}) \cdot (t_{cm} - 20)], \quad (12)$$

где V_{0_2} – вместимость резервуара, соответствующая уровню налива h_2 согласно градуировочной таблице.

Примечание – при уровне нефти от 450 до 1790 мм в расчетах массы брутто не учитывают поправку на изменение объема нефти, обусловленное влиянием понтона

7.6.1.7 Вместимость резервуара V_{0_2} , м³, соответствующую уровню налива h согласно градуировочной таблице, рассчитывают по формуле

$$V_{0_2} = V_{град_2} + V_{зумф}, \quad (13)$$

где $V_{град_2}$ – вместимость резервуара по градуировочной таблице, соответствующая уровню налива h_2 , м³.

7.6.2 Расчет массы брутто нефти в резервуаре

7.6.2.1 Массу брутто нефти до имитации учетной операции отпуска нефти m_1 , т, рассчитывают по формуле

$$m_1 = V_1 \cdot \rho_V \cdot 10^{-3}. \quad (14)$$

7.6.2.1 Массу брутто нефти после имитации учетной операции отпуска нефти m_2 , т, рассчитывают по формуле

$$m_2 = V_2 \cdot \rho_v \cdot 10^{-3}. \quad (15)$$

7.6.3 Расчет массы брутто нефти при имитации операции отпуска нефти

7.6.3.1 Массу брутто нефти, отпущенной с помощью СИКН РП m_0 , т, рассчитывают по формуле

$$m_0 = |m_1 - m_2|, \quad (16)$$

где m_1 – масса брутто нефти до имитации учетной операции отпуска, т;

m_2 – масса брутто нефти после имитации учетной операции отпуска, т.

7.6.4 Расчет массы нетто нефти при имитации операции отпуска нефти

7.6.4.1 Массу нетто нефти m_n , т, рассчитывают по формуле

$$m_n = m_0 - m_{0_б}, \quad (17)$$

где $m_{0_б}$ – масса балласта, т

7.6.4.2 Массу балласта $m_{0_б}$, т, рассчитывают по формуле

$$m_{0_б} = m_0 \cdot \frac{W_{мв} + W_{xc} + W_{мп}}{100}. \quad (18)$$

где $W_{мв}$ – массовая доля воды в товарной нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %.

7.6.4.3 Массовую долю хлористых солей W_{xc} , %, в нефти рассчитывают по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{xc}}, \quad (19)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, определенная в ХАЛ по ГОСТ 21534, мг/дм³ (г/м³);

ρ_{xc} – плотность нефти в условиях определения концентрации хлористых солей в нефти в ХАЛ, кг/м³.

7.6.4.4 Массовую долю воды W_a , %, в нефти (при измерении объемной доли воды в ХАЛ) рассчитывают по формуле

$$W_a = \frac{\varphi_a \cdot \rho_a}{\rho_{на}}, \quad (20)$$

где φ_a – объемная доля воды в нефти, определенная в ХАЛ по ГОСТ 2477, %;

ρ_a – плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, определяется в ХАЛ, кг/м³;

$\rho_{на}$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в

нефти, кг/м³.

7.6.5 Расчет относительной погрешности измерения массы брутто нефти

7.6.5.1 Для расчета относительной погрешности измерений массы брутто нефти используют показания системы учета и контроля резервуарных запасов Entis, а именно уровень нефти, давление столба нефти, температура нефти.

7.6.5.2 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти до начала имитации учетной операции отпуска нефти $\delta m_{\text{брп}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta m_{\text{брп}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (K_{\phi} \cdot \delta h)^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_{\rho}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_{V}^2 + \delta N^2}, \quad (21)$$

- где δK – относительная погрешность составления градуировочной таблицы, %;
 K_{ϕ} – коэффициент, учитывающий геометрическую форму мер вместимости, принимается равным 1;
 δh – относительная погрешность измерений уровня нефти, %;
 G – коэффициент, рассчитываемый по формуле (25);
 $\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, определяемый по ГОСТ Р 8.959–2004;
 $\Delta t_{\rho}, \Delta t_{V}$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях её плотности и объема соответственно, °С;
 δN – пределы допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации при вычислении массы, %.

7.6.5.3 Относительную погрешность измерений уровня нефти до операции отпуска δh , мм, рассчитывают по формуле

$$\delta h = \frac{\Delta h}{h_{\text{изм}}} \cdot 100, \quad (22)$$

- где Δh – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм;
 $h_{\text{изм}}$ – измеренное значение уровня нефти в мере вместимости, мм.

Примечание – начальный уровень нефти в резервуаре должен быть в диапазоне от 14200 до 4220 мм

7.6.5.4 Пределы относительной погрешности измерений плотности нефти $\delta \rho$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta \rho = \sqrt{\delta h_1^2 + \delta P^2 + \delta N_{\rho}^2}, \quad (23)$$

- где δP – относительная погрешность измерений гидростатического давления, %;
 δN_{ρ} – пределы допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации при вычислении плотности нефти, %.

7.6.5.5 Пределы относительной погрешности измерений гидростатического давления δP , %, рассчитывают по формуле

$$\delta P = \gamma P \cdot \frac{P_0}{P_{\text{изм}}}, \quad (24)$$

где γP – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений гидростатического давления, %;

P_0 – диапазон измерений гидростатического давления, мБар;

$P_{изм}$ – измеренное значение гидростатического давления, мБар.

7.6.5.6 Коэффициент G рассчитывают по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p} \quad (25)$$

7.6.5.7 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти после имитации учетной операции отпуска нефти δm_{op} , %, рассчитывают по формуле.

$$\delta m_{op2} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta h_2)^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_V^2 + \delta N^2}, \quad (26)$$

где δh – относительная погрешность измерений уровня нефти, %.

7.6.5.1 Относительную погрешность измерений уровня нефти после имитации учетной операции отпуска нефти δh_2 , мм, рассчитывают по формуле

$$\delta h_2 = \frac{\Delta h}{h_{изм2}} \cdot 100, \quad (27)$$

где $h_{изм2}$ – измеренное значение уровня нефти в мере вместимости, мм.

7.6.5.2 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти при проведении учетной операций δm_{op} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta m_{op} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{m_{op1}^2}{m_0^2} \cdot (A_1^2 + B^2) + \frac{m_{op2}^2}{m_0^2} \cdot (A_2^2 + B^2) + \delta N^2}, \quad (28)$$

где m_{op1}, m_{op2} – масса нефти в мере вместимости до и после проведения учетной операции соответственно, т;

m_0 – масса брутто нефти, отпущенной с помощью СИКН РП, т;

A_1, A_2 – коэффициенты, рассчитываемые по формулам (29) и (30);

B – коэффициент, рассчитываемый по формуле (31).

7.6.5.3 Коэффициенты A_1, A_2, B рассчитывают по формулам

$$A_1 = \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta h_1)^2 + (G \cdot \delta \rho)^2}, \quad (29)$$

$$A_2 = \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta h_2)^2 + (G \cdot \delta \rho)^2}, \quad (30)$$

$$B = \sqrt{(G \cdot \beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_p)^2 + (\beta \cdot 10^2 \cdot \Delta t_V)^2}. \quad (31)$$

7.6.6 Расчет относительной погрешности измерения массы нетто нефти

7.6.6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти δm_H , %, рассчитывают по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m_{гр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_w^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_w + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (32)$$

- где $\delta m_{гр}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_w – допускаемая абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
- $\Delta W_{мп}$ – допускаемая абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
- ΔW_{xc} – допускаемая абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %.

7.6.6.2 Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей $\Delta W_{мп}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \sqrt{\frac{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}{2}}, \quad (33)$$

- где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;
- $r_{мп}$ – сходимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

7.6.6.3 Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей ΔW_{xc} , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho}, \quad (34)$$

- где $\Delta \psi_{xc}$ – абсолютная погрешность измерений концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

7.6.6.4 Пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в нефти $\Delta \psi_{xc}$, мг/дм³, рассчитывают по формуле

$$\Delta \psi_{xc} = \pm \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (35)$$

- где R_{xc} – воспроизводимость метода, принимаемая равной удвоенному значению сходимости, мг/дм³;
- r_{xc} – сходимость метода по ГОСТ 21534 (метод А), мг/дм³.

7.6.6.5 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \phi_B \cdot \rho_B}{\rho}, \quad (36)$$

- где $\Delta \phi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти, %.

7.6.6.6 Пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти $\Delta \phi_B$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta \phi_B = \pm \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (37)$$

- где R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;
- r_B – сходимость метода по ГОСТ 2477, %.

7.6.7 Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти не превышают следующих значений:

- 0,50 % массы брутто товарной нефти;
- 0,60 % массы нетто товарной нефти.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН РП в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РП.

8.3 Отрицательные результаты поверки СИКН РП оформляют в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКН РП с указанием причин непригодности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки СИКН РП

Дата ____ . ____ .20__ г.

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

Место проведения поверки:

Наименование поверяемого средства измерений: Система измерительная количества и параметров нефти в резервуарном парке Береговых сооружений

Заводской номер: № 4545–632014

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 0505/1–311229–2017 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерительная количества и параметров нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Методика поверки», утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 5 мая 2017 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 абсолютной погрешности ИК температуры

3.1 Состав ИК температуры

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

3.2 Определение метрологических характеристик ИК температуры комплектно

№ ИК	№ $t_{\text{изм_чЭi}}$	$t_{\text{изм_чЭi}}$, °С	$t_{\text{ЭTi}}$, °С	$\Delta_{\text{чЭi}}$, °С	Δ_{max} , °С
	1				
	...				
	9				

Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры комплектно: положительные (отрицательные).

3.3 Определение абсолютной погрешности измерений произвольного чувствительного элемента ИК температуры

№ ИК	$t_{чэ}, ^\circ\text{C}$	$\Delta_{чэ}, ^\circ\text{C}$	$\Delta_{t_ИК}, ^\circ\text{C}$

Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры поэлементно: положительные (отрицательные).

4 Определение метрологических характеристик ИК гидростатического давления

4.1 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	

4.2 Результаты определения приведенной погрешности ИК избыточного давления комплектно

№ ИК	$P_{изб}, \text{кПа}$	$P_{изм}, \text{кПа}$	$\gamma_{PI}, \%$	$\gamma_{Pmax}, \%$

4.3 Определение приведенной погрешности измерений ИК гидростатического давления

№ ИК	$P_{изб}, \text{кПа}$	$P_{изм}, \text{кПа}$	$\gamma_{P_ИК}, \%$

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

5 Определение абсолютной погрешности ИК уровня

5.1 Состав ИК уровня

№ 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	

5.2 Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня комплектно на месте эксплуатации

№ ИК	$L_{ИК}, \text{мм}$	$L_{ИКj}, \text{мм}$	$t_{ВП}, ^\circ\text{C}$	$L_{э}, \text{мм}$	$\Delta_{Lij}, \text{мм}$	$\Delta_{Li}, \text{мм}$

5.3 Результаты определения абсолютной погрешности ИК уровня поэлементно

№ ИК	$L_{ИК}$, мм	$L_э$, мм	$\Delta_{L_ИК}$, мм

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

6 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти

5.4.1 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти до начала учетной операции

5.4.2 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти после окончания учетной операции

5.34.3 Расчет относительной погрешности учетной операции измерений массы брутто нефти

Результаты расчета относительной погрешности измерения массы брутто нефти: положительные (отрицательные).

7 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Результаты расчета относительной погрешности измерения массы нетто нефти: положительные (отрицательные).