Научно-техническое предприятие
«ГОДСЭНД-СЕРВИС»

141190 МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ, Г.ФРЯЗИНО, А/Я 2063
ТЕЛ. 8(495) 728-89-87
WWW.UDVN.RU
E-mail: office@udvn.ru

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

УШЕФ.414432.003 РЭ

ВЛАГОМЕР НЕФТИ ПОТОЧНЫЙ УДВН -1пм__

Зав.№_____

1. НАЗНАЧЕНИЕ 2
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ 3
3. КОМПЛЕКТНОСТЬ 5
4. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ 5
5. ПОДГОТОВКА ВЛАГОМЕРА К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ 6
6. ПОРЯДОК РАБОТЫ 9
7. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ 12
8. УПАКОВКА 13
9. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ, НАСТРОЙКА И ПОВЕРКА 13
10. СВЕДЕНИЯ О РЕКЛАМАЦИЯХ 16
11. ХРАНЕНИЕ 17
12. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ 17
13. УТИЛИЗАЦИЯ 18
14. ПРИЛОЖЕНИЯ 18

Настоящее руководство по эксплуатации (далее РЭ) предназначено для ознакомления с устройством, работой, правилами подготовки и эксплуатации влагомера нефти поточного типа УДВН-1пм (далее влагомер).

К работе с влагомером допускается специально подготовленный персонал, освоивший правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [20] и правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [21], имеющий необходимую квалификацию и изучивший РЭ.

1. НАЗНАЧЕНИЕ

1.1. Влагомер предназначен для измерения содержания воды в нефти и нефтепродуктах в объемных долях в автоматическом режиме. Влагомер используется в составе блока контроля качества нефти и нефтепродуктов, а также для контроля влагосодержания нефти в процессе ее подготовки. Параметры измеряемой среды представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Параметры измеряемой среды

Параметры измеряемой среды	Значения
содержание сернистых соединений, мас. %, не более	5
содержание мехпримесей, мас. %, не более	0,1
содержание парафина, мас. %, не более	26
содержание асфальтенов, об. %, не более	10
содержание свободного газа, об. %, не более	3

1.2. Влагомер внесен в государственный реестр федерального информационного фонда по обеспечению единства средств измерений под регистрационным номером **14557-15**.

1.3. Влагомер в части взрывозащиты соответствует требованиям ТР ТС 012/2011[1], ГОСТ 31610.0 [4], ГОСТ 31610.11 [5].

Первичный преобразователь в составе влагомера относится к взрывозащищенному электрооборудованию группы II по ГОСТ 31610.0 [4] и предназначен для применения во взрывоопасных зонах в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты **1 Ex ib IIA T6 Gb X**.

Блок электронный в составе влагомера относится к связанному электрооборудованию группы II по ГОСТ 31610.0 [4] и предназначен для применения вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты **[Ex ib Gb] IIA**.

1.4. Вид климатического исполнения влагомера соответствует исполнению УХЛ4 по ГОСТ 15150[3].

1.5. Влагомер состоит из первичного измерительного СВЧ-преобразователя (далее первичный преобразователь) и блока электронного, соединенных между собой кабелем. Внешний вид влагомера представлен на рисунке 1.

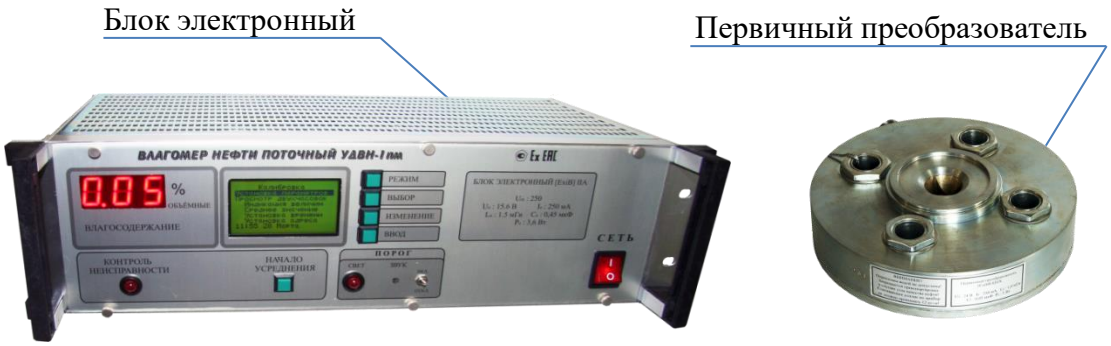


Рисунок 1 – Внешний вид влагомера нефти поточного УДВН-1пм

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Основные метрологические и технические характеристики влагомера приведены в таблицах 2.1, 2.2.

Таблица 2.1 – Метрологические характеристики

Модификация влагомера	**Диапазон измерений, объемная доля воды, %**	**Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля воды, % (W – показания влагомера, об. доля воды,%)**	**Дополнительная погрешность влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10° С от средней температуры рабочего диапазона не должна превышать, объемная доля воды, %**
УДВН-1пм	0,01 – 2,0	± 0,05	± 0,01
УДВН-1пм1	0,01 – 6,0	± 0,08	
УДВН-1пм2	0,01 – 10,0	± 0,10	
УДВН-1пм3	0,1 – 20,0	± (0,10 + 0,01·W)	± 0,02
УДВН-1пм4	0,1 – 30,0	± (0,10 + 0,015·W)	

ПРИМЕЧАНИЯ:

Максимальное значение содержания воды в измеряемой среде, индицируемое на блоке электронном W_m, соответствует максимальному значению диапазона измерений влагомера W_{max}, увеличенному на 2 % объемной доли воды. При этом в диапазоне от W_{max} до W_m погрешность влагомера не нормируется, и он работает только в качестве индикатора.

Пример: для влагомера УДВН-1пм2 W_{max} = 10 % объемной доли воды, W_m = 12 % объемной доли воды.

Таблица 2.2– Технические характеристики

Характеристика	**Показатель**
Диапазон температур измеряемой среды, °С (исполнение указано в п.1.1 паспорта УШЕФ.414432.003 ПС1)	
- исполнение обычное (в модели не обозначается)	от + 5 до + 50
- исполнение Т (T_{min} … T_{max}) T_{min} и T_{max} выбираются из интервала (где $T_{max} - T_{min} \leq 35$ °С)	от T_{min} до T_{max}, от –2 до +75
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м^3 (исполнение указано в п.1.1 паспорта УШЕФ.414432.003 ПС1)	
- исполнение обычное (в модели не обозначается)	от 730 до 930
- исполнение Р (P_{min} … P_{max}) P_{min} и P_{max} выбираются из интервала (где $P_{max} - P_{min} \leq 200$ кг/м^3)	от P_{min} до P_{max}, от 530 до 1050
Давление измеряемой среды в трубопроводе МПа, не более	6,4
Материал корпуса первичного преобразователя (исполнение указано в п.1.1 паспорта УШЕФ.414432.003 ПС1)	
- исполнение обычное (в модели влагомера не обозначается)	сталь СТ20 с покрытием Ц6ХР
- исполнение НС	нержавеющая сталь 12Х18Н10Т

Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, °С - относительная влажность при 30 °С, % - атмосферное давление, кПа	от + 5 до + 50 не более 75 от 84 до 106,7
Представление результатов измерений	в цифровом виде
Обработка результатов измерений	автоматическая
Режим работы влагомера	непрерывный
Время установления рабочего режима, с, не более	20
Выходные сигналы:	
- с первичного преобразователя сигнал постоянного напряжения, мВ	от 0 до 2400
- с электронного блока унифицированный сигнал постоянного тока, мА	от 4 до 20
Цифровой интерфейс	RS – 485
Максимальное расстояние от первичного преобразователя до электронного блока, м (при сопротивлении одного провода линии связи не более 5 Ом)	700
Средняя наработка на отказ с доверительной вероятностью 0,95, час	25000
Средний срок службы, лет	10
Сопротивление изоляции, МОм, не менее	20
Потребляемая мощность, В·А, не более	20
Напряжение электропитания переменного тока, В	от 198 до 242
Масса, кг, не более	
- первичный преобразователь	10
- блок электронный	10
Габаритные размеры, мм, не более	
- первичный преобразователь	260×210×65
- блок электронный	482×132×314
Степень защиты оболочки	
- первичный преобразователь	IP 67
- блок электронный	IP 30

ПРИМЕЧАНИЯ:

Если в обозначении модели влагомера отсутствуют значения $\mathbf{T_{min}}$,$\mathbf{T_{max}}$, $\mathbf{P_{min}}$, $\mathbf{P_{max}}$, то он предназначен для диапазона температуры измеряемой среды от плюс 5 до плюс 50 °С и настраивается на диапазон плотности измеряемой среды от 730 до 930 кг/м^3.

Примеры обозначения модели влагомера:

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2-Т(+40…+75)-Р(800…1000) - влагомер нефти поточный типа УДВН-1пм с диапазоном измерений объемной доли воды в нефти от 0,01 до 10 %, для диапазона температуры измеряемой среды от плюс 40 до плюс 75 °С и диапазона плотности измеряемой среды от 800 до 1000 кг/м^3, с первичным преобразователем из стали СТ20 с покрытием Ц6ХР.

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм-НС - влагомер нефти поточный типа УДВН-1пм с диапазоном измерений объемной доли воды в нефти от 0,01 до 2,00 %, для диапазона температуры измеряемой среды от плюс 5 до плюс 50 °С и диапазона плотности измеряемой среды от 730 до 930 кг/м^3 , с первичным преобразователем из нержавеющей стали 12Х18Н10Т.

3. КОМПЛЕКТНОСТЬ

3.1. Комплект поставки влагомера приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Комплект поставки влагомера

Наименование	Обозначение	Количество
Первичный преобразователь	УШЕФ.434844.001	1 шт.
Блок электронный	УШЕФ.433811.003	1 шт.
Кабель соединительный	УШЕФ.685662.001	1 шт.
Вставка	УШЕФ.864153.001	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УШЕФ.414432.003 РЭ	1 экз.
Паспорт	УШЕФ.414432.003 ПС1	1 экз.
Методика поверки (копия)	МП 0309-6-2015	1 экз.
Свидетельство о первичной поверке		1 экз.
Сертификат об утверждении типа СИ (копия)		1 экз.
Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 (копия)		1 экз.
Кольца паранитовые уплотнительные		2 шт.
Вилка 2РМ14 КПН 4Ш		1 шт.
Кабель сетевой		1 шт.
Ящик упаковочный		1 шт.

4. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ

4.1. Принцип работы влагомера основан на поглощении энергии микроволнового излучения водонефтяной эмульсией.

4.2. Первичный преобразователь состоит из СВЧ сигнального модуля и платы управления и выдает аналоговые сигналы пропорциональные СВЧ мощности в опорном и измерительном каналах. Величина сигнала в измерительном канале зависит от влагосодержания в измеряемой среде.

4.3. Блок электронный осуществляет подачу искробезопасных питающих напряжений и токов на первичный преобразователь, а также обработку поступающих с первичного преобразователя сигналов в сигнал, пропорциональный влагосодержанию нефти. Значение влагосодержания высвечивается в цифровом виде на светодиодном индикаторе и преобразуется в выходной токовый сигнал 4 – 20 мА. Блок электронный осуществляет также контрольные и сервисные функции. Для подключения персонального компьютера блок электронный имеет цифровой интерфейс RS – 485.

ПРИМЕЧАНИЯ:
Изготовитель оставляет за собой право вносить изменения в конструкцию влагомера, не ухудшающие его метрологические и функциональные характеристики.

4.4. Программное обеспечение (далее ПО)

ПО является встроенным в микропроцессорный контроллер, обеспечивает хранение калибровочных коэффициентов, осуществляет преобразование и вывод результатов измерений на внешнее регистрирующее устройство токовым сигналом 4 – 20 мА и по цифровому интерфейсу RS – 485. Идентификационные данные встроенного программного обеспечения приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UDVN
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Ver_150424
Цифровой идентификатор ПО	-

Встроенное ПО защищено от несанкционированного доступа пломбами-стикерами на корпусе блока электронного: по одной – на боковой и задней крышках, две – на лицевой.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» по Р 50.2.077-2014 [19].

5. ПОДГОТОВКА ВЛАГОМЕРА К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

5.1. Меры безопасности

5.1.1. Корпус блока электронного должен быть заземлен в соответствии с гл.1.7. ПУЭ[17] на клемму, расположенную на задней панели блока электронного и обозначенную знаком «⏚».

5.1.2. К эксплуатации влагомера допускаются лица, имеющие необходимую квалификацию.

5.1.3. В блоке электронном имеются опасные для жизни напряжения, поэтому при эксплуатации, при проведении контрольно-профилактических и регулировочных работ необходимо строго соблюдать правила техники безопасности, требования гл. 7.3. ПУЭ[17], гл.3.4 ПТЭЭП[20] и ГОСТ IEC 60079-14[9].

ВНИМАНИЕ!
Эксплуатация влагомера с повреждениями и неисправностями категорически ЗАПРЕЩЕНА.

5.2. Подготовка к работе

5.2.1. Перед вскрытием упаковки необходимо проверить ее целостность и сохранность.

5.2.2. После транспортирования или хранения при температуре ниже 0 °С влагомер необходимо выдержать в заводской упаковке в течение 24 часов при комнатной температуре.

5.2.3. После транспортирования или хранения при температуре от 0 до плюс 5 °С влагомер необходимо выдержать в заводской упаковке в течение не менее двух часов при комнатной температуре.

5.2.4. Влагомер необходимо распаковать, произвести внешний осмотр и проверить:

- соответствие комплектности паспорту;
- наличие и целостность пломб;
- наличие маркировки взрывозащиты;
- отсутствие вмятин, видимых механических повреждений корпуса первичного преобразователя и блока электронного;
- соответствие номеров первичного преобразователя и блока электронного.

5.2.5. Перед началом эксплуатации необходимо изучить РЭ, паспорт, сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 и другие документы на влагомер.

5.2.6. В случае обнаружения повреждений влагомера и/или некомплектности составляется акт, в котором обязательно должны быть указаны:

- номер влагомера;
- содержание повреждения и/или некомплектности;
- контактные данные для оперативной связи.

Акт высылается изготовителю для определения возможных причин повреждений и/или некомплектности и способов их устранения.

5.2.7. Монтаж, пуско-наладочные работы, настройка, регулирование и опробование влагомера проводится на месте эксплуатации специалистами, имеющими допуск к вышеперечисленным работам.

5.3. Монтаж влагомера

5.3.1. Для монтажа первичного преобразователя необходимо установить ответные фланцы на соответствующий участок трубопровода. Габаритные и присоединительные размеры фланцев указаны в Рис.3 (Приложение №2 к РЭ).

ВНИМАНИЕ!
При установке (сварке) фланцев не допускается использовать первичный преобразователь. Для точного определения расстояния между фланцами необходимо использовать вставку УШЕФ.864153.001 из комплекта поставки влагомера.

5.3.2. При установке первичного преобразователя на горизонтальном участке ось между белыми вставками внутри измерительной ячейки должна располагаться горизонтально (рис. 2).

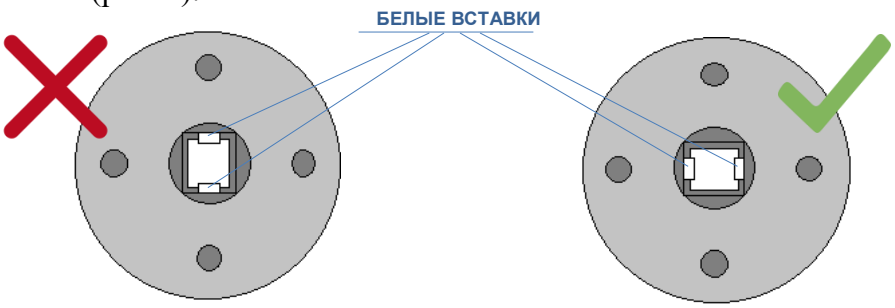


Рисунок 2 – Положение первичного преобразователя на горизонтальном участке трубопровода

5.3.3. При установке первичного преобразователя на вертикальном участке трубопровода направление потока через первичный преобразователь значения не имеет. Тем не менее, предпочтительнее выбирать направление потока в зависимости от свойств измеряемой среды с учетом следующих рекомендаций:

- при большом влагосодержании – направление потока «сверху – вниз»;
- при большом содержании свободного газа – направление потока «снизу – вверх»;
- при малой вязкости – направление потока «сверху – вниз».

ВНИМАНИЕ!
С целью обеспечения однородности измеряемой среды рекомендуется обеспечивать скорость ее потока через измерительную ячейку влагомера, исключающую расслоение водонефтяной эмульсии (особенно для маловязких сред).

5.3.4. Установить первичный преобразователь на измерительную линию в соответствии со схемой монтажа (Рис.3 Приложения №2 к РЭ). При монтаже необходимо соблюдать следующие правила:

- перед монтажом первичный преобразователь необходимо выдержать при комнатной температуре не менее 24 часов;
- нагрузка на первичный преобразователь должна быть равномерно распределена;
- не допускать перекосов фланцев нефтепровода при затягивании крепёжных болтов.

ВНИМАНИЕ!
Механический момент при стягивании крепежных болтов не должен превышать 12 кГм.

ВНИМАНИЕ!
Опрессовка влагомера водой недопустима. При опрессовке водой необходимо использовать вставку УШЕФ.864153.001 из комплекта поставки влагомера.

5.3.5. Установить блок электронный влагомера вне взрывоопасной зоны.

5.3.6. Проложить соединительную кабельную линию между клеммными коробками в местах установки первичного преобразователя и блока электронного. Измерить сопротивление кабельной линии мультиметром. Величина сопротивления каждой жилы не должна превышать 5 Ом. Способ прокладки кабельной линии – согласно гл.7.3 ПУЭ[17], ГОСТ IEC 60079-14[9].

5.3.7. Разрезать кабель соединительный УШЕФ.685662.001 (из комплекта поставки влагомера) на две части. Подключить свободные концы кабеля соединительного к клеммным коробкам. Подключить разъемы кабеля соединительного к первичному преобразователю и блоку электронному. При подключении первичного преобразователя к блоку электронному необходимо соблюдать схему соединения согласно Рис.4 (Приложение №2 к РЭ).

ВНИМАНИЕ!
Параметры линии связи блока электронного и первичного преобразователя не должны превышать следующих значений:
- **индуктивность – 1,5 мГн;**
- **емкость – 0,45 мкФ;**
- **сопротивление одной жилы– 5 Ом.**

5.3.8. Пустить нефть через измерительную линию.

5.3.9. Подключить сетевой кабель к блоку электронному и включить его тумблером **СЕТЬ** (Рис.5 Приложения №2 к РЭ)

5.3.10. Измерить мультиметром напряжение на клеммной коробке первичного преобразователя. Напряжения $\mathbf{U_{1\text{-}3}}$, $\mathbf{U_{2\text{-}3}}$, $\mathbf{U_{5\text{-}4}}$, $\mathbf{U_{7\text{-}6}}$ должны соответствовать нормативным значениям, приведенным для $\mathbf{U_1}$, $\mathbf{U_2}$, $\mathbf{U_3}$, $\mathbf{U_4}$ в Таблице режимов и параметров (Приложение №1 к РЭ).

5.3.11. В режиме **«Индикация величин»** (см. п. 6.2.7) проверить соответствие индицируемых калибровочных коэффициентов **A**, **B** и **C** данным, указанным в последней заполненной строке Приложения №1 к паспорту влагомера и в протоколе последней поверки.

5.3.12. В режиме **«Калибровка»** (см. п. 6.2.4) проверить модификацию влагомера, заводской номер и дату выпуска на соответствие данным, указанным в паспорте влагомера, на корпусе первичного преобразователя и корпусе блока электронного.

5.3.13. Влагомер готов к работе.

6. ПОРЯДОК РАБОТЫ

6.1. Влагомер обеспечивает автоматическое измерение влагосодержания измеряемой среды, протекающей через измерительную линию и не требует обслуживающего персонала (за исключением работ в рамках проведения технического обслуживания).

6.2. **Описание работы электронного блока.**

6.2.1. На передней панели блока электронного (Рис.5 Приложения №2 к РЭ) находятся:

- светодиодный 3-разрядный 7-сегментный индикатор красного свечения (1) используется для отображения результатов измерений влагосодержания;
- графический ЖК-дисплей (2) используется для отображения значений измеряемых аналоговых величин и калибровочных коэффициентов, а также данные усреднения, текущее время и значения влагосодержания в виде графика;
- светодиод **КОНТРОЛЬ НЕИСПРАВНОСТИ** (3) загорается при наличии одной из ошибочных ситуаций во время работы. При этом отключается индикация на светодиодном индикаторе. После устранения причины неисправности светодиод гаснет и индикация восстанавливается;
- светодиод **СВЕТ** (4) загорается в случае, если текущее значение влагосодержания в нефти превысило установленное пороговое значение $П_1$;
- звуковой излучатель **ЗВУК** (5) срабатывает в случае, если текущее значение влагосодержания в нефти превысило установленное пороговое значение $П_2$. Звуковой сигнал может быть отключен тумблером **ВКЛ/ОТКЛ** (6);
- кнопка **РЕЖИМ** (7) используется для перехода в меню установок и калибровки влагомера и возврата в предыдущее меню;
- кнопка **ВЫБОР** (8) служит для выбора пунктов меню или изменяемого параметра;
- кнопка **ИЗМЕНЕНИЕ** (9) изменяет величину выбранного параметра;
- кнопка **ВВОД** (10) служит для перехода в выбранный пункт меню или подтверждения установки нового значения параметра;
- кнопка **НАЧАЛО УСРЕДНЕНИЯ** (11) включает/выключает режим усреднения значения влагосодержания. Если режим включен, то в правом нижнем углу графического дисплея появляется символ «•».

6.2.2. В рабочем режиме после включения питания влагомера на светодиодном индикаторе (1) отображается текущее значение влагосодержания в измеряемой среде в объемных долях, в процентах.

На графическом дисплее (2) в виде графика отображается значение объёмной доли воды в нефти. Графическое представление позволяет качественно оценить изменение влагосодержания за последние 2 часа. График масштабируется на величину W_{max}. После достижения графиком левого края дисплея, вывод каждой последующей точки приводит к сдвигу всего графика влево и самая крайняя левая точка стирается. В нижней строке дисплея индицируется текущее время (часы и минуты) и текущая дата (число и месяц).

6.2.3. При нажатии кнопки **РЕЖИМ** на графическом дисплее (2) появляются строки пунктов меню установок и калибровки влагомера. Выбранный пункт отображается в инвертированном виде – светлые буквы на темном фоне. Для перемещения по пунктам используется кнопка **ВЫБОР**, для входа в выбранный пункт – кнопка **ВВОД**. Возврат в режим индикации измерений производится нажатием на кнопку **РЕЖИМ**.

6.2.4. Работа влагомера в режиме **«Калибровка»** производится при его периодической поверке с обязательным присутствием специалиста (имеющего допуск к

обслуживанию и калибровке влагомера от изготовителя) и представителя поверяющей организации.

6.2.5. В режиме **«Установка времени»** на дисплее индицируются значения времени и даты. Для ввода требуемого значения (или его коррекции), кнопкой **ВЫБОР** необходимо переместить указатель «►» на нужную строку, и затем кнопкой **ИЗМЕНЕНИЕ** установить действительное значение. Влагомер имеет встроенные часы реального времени с питанием от батарейки, т.е. отсчет времени продолжается и при выключенном питании прибора.

6.2.6. Работа влагомера в режиме **«Установка параметров»** производится только специалистами, имеющими допуск к обслуживанию и калибровке влагомеров от изготовителя и представителями поверяющих организаций. После входа в этот пункт меню на дисплее индицируются значения калибровочных коэффициентов. Для ввода требуемого значения (или его коррекции), кнопкой **ВЫБОР** необходимо переместить указатель «►» на нужную строку, и затем кнопкой **ИЗМЕНЕНИЕ** установить действительное значение.

6.2.7. В режиме **«Индикация величин»** на дисплее отображаются следующие значения:

- $\mathbf{U_1}$ и $\mathbf{U_2}$ – напряжения в рабочем и опорном каналах в милливольтах;
- $\mathbf{U_3}$ и $\mathbf{U_4}$ – напряжения питания аналоговой части прибора в вольтах;
- **A**, **B**, **C**, $\mathbf{K_t}$ – калибровочные коэффициенты;
- $\mathbf{W_m}$ – максимальное значение влагосодержания, которое может индицироваться на индикаторе, равное максимальному значению диапазона измерения влагомера плюс 2 %;
- $\mathbf{П_1}$ и $\mathbf{П_2}$ – пороговые значения влагосодержания.

6.2.8. Режим **«Просмотр двухчасовок»** предусмотрен для усреднения значений измерений влагосодержания и их сохранения. В этом режиме на дисплей выводятся средние значения $\mathbf{W_{cp}}$, дата и время начала усреднения.

При входе в этот режим на дисплее отображается страница, на которой находится последняя запись.

Нажатие на кнопку **ВЫБОР** позволяет найти суточную запись по календарной дате.

Кнопками **ИЗМЕНЕНИЕ** и **ВВОД** можно перелистывать значения по убыванию времени или по возрастанию, соответственно, при этом в правом нижнем углу выводится индикатор положения:

- символ «▼», если индицируется первая страница массива;
- символ «▲», если индицируется последняя страница массива;
- символ «⧫», если просматриваются остальные страницы массива.

После включения питания автоматически начинается вычисление среднего значения $\mathbf{W_{cp}}$ за каждый двухчасовой интервал времени. Начало усреднения привязано по времени к ближайшему четному часу. Период выборки значений W – 1 секунда.

По истечении двухчасового промежутка вычисленное значение вместе с датой и временем начала усреднения записывается в энергонезависимую память. Всего в этой памяти может храниться до 1023-ти суточных записей, что позволяет просматривать данные почти за 3 года непрерывной работы влагомера.

Если в какой-то промежуток времени влагомер был выключен или этот промежуток еще не закончился, то вместо значения W выводятся пробелы.

При переполнении памяти самое старое значение удаляется и весь массив сдвигается на одну запись, освобождая место для нового значения.

6.2.9. Кроме усреднения данных в виде массива двухчасовок, существует режим **«Среднее значение»**, который предназначен для вычисления текущего среднего значения влагосодержания, который может быть включен и выключен при помощи кнопки **НАЧАЛО УСРЕДНЕНИЯ**. Это может быть сделано, когда

влагомер находится в режиме индикации величин (на дисплее выведен график). Символ «•» в правом нижнем углу дисплея означает, что режим включен.

При выборе пункта меню **«Среднее значение»** на дисплей выводится текущее среднее значение влагосодержания, время и дата начала усреднения. Если режим усреднения не включен, то на дисплее отображается соответствующее сообщение.

6.3. Интерфейс с внешними устройствами

6.3.1. Текущее измеряемое значение влагосодержания выводится через аналоговый интерфейс – токовый выход 4 – 20 мА на разъеме на задней панели (Рис.4 Приложения №2 к РЭ). Току 20 мА соответствует максимальное значение индикации влагосодержания (W_m), которое равно максимальному значению диапазона измерения влагосодержания плюс 2 %. Току 4 мА соответствует 0 % объемных долей воды в нефти.

Влагомер имеет цифровой последовательный интерфейс RS-485. По запросу от внешнего компьютера может быть прочитано текущее значение W. Параметры настройки интерфейса: 9600 бод, длина слова 8 бит, 1 стоп-бит, с контролем четности.

Для передачи данных предназначен интерфейс RS-485, на котором реализован протокол Modbus RTU. Параметры интерфейса, а именно: адрес влагомера и настройки последовательного порта (скорость передачи, тип контроля и количество стоп-битов), задаются в режиме **«Адрес ModBus»** главного меню. После ввода новых значений адреса и настроек изменения вступают в силу только после выключения и включения влагомера.

Карта регистров Modbus приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Карта регистров ModBus

Адрес регистра	Параметр	Формат	Значение
0	Коэффициент A	Read/Write	K_A = (Reg -10000)/1000
1	Коэффициент B	Read	K_B = (Reg -10000)/1000
2	Коэффициент C	Read	K_C = (Reg -10000)/1000
3	Коэффициент K_t	Read	K_t = (Reg -10000)/1000
4	W_{max}	Read	W_{max} = Reg/1000
5	P_1	Read/Write	P_1 = Reg/1000
6	P_2	Read/Write	P_2 = Reg/1000
7	DeltaT	Read	DeltaT = (Reg-500)/10
8	Смещение 0 канала 1	Read	Reg
9	Смещение 0 канала 2	Read	Reg
10	Адрес прибора	Read	Reg
11	Резерв	Read	
12	Влагосодержание	Read	W = Reg/100
13	Температура	Read	T = (Reg-500)/10
14	U_1	Read	U(mv) = (Reg×2500)/0xffff
15	U_2	Read	U(mv) = (Reg×2500)/0xffff
16	U_3	Read	U(mv) = Reg
17	U_4	Read	U(mv) = Reg
18	N_t	Read	Reg

Все регистры имеют формат Unsigned Int. Reg – значение регистра. В правом столбце приведены формулы пересчета значений регистра в искомые величины.

Реализованы команды 0x03 (чтение регистров) и 0x06 (запись одного регистра).

Коэффициент K_t – расчетный, зависит от влагосодержания.

6.4. Перечень возможных неисправностей

6.4.1. Устранение неисправностей должно проводиться в соответствии с ГОСТ IEC 60079-17[10], правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей [20] и правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок [21].

6.4.2. Перечень возможных неисправностей и способы их устранения приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Перечень возможных неисправностей и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Метод устранения
При включении влагомера на блоке электронном не светятся цифры табло и нет подсветки экрана дисплея	Перегорели сетевые предохранители	Сменить предохранители на блоке электронном
При включении влагомера на табло высвечивается 8.8.8. и нет строки времени и даты на дисплее	Неисправен источник питания	Заменить плату питания +5 В и +15 В
	Влагомер неисправен	Составить акт неисправности в соответствии с п. 10.1 РЭ и отправить его в адрес изготовителя
Горит светодиод **КОНТРОЛЬ НЕИСПРАВНОСТИ**	Нарушена связь первичного преобразователя с блоком электронным	Проверить исправность цепей внешних соединений первичного преобразователя и блока электронного. При необходимости восстановить связь
	Влагомер неисправен	Составить акт неисправности в соответствии с п. 10.1 РЭ, заполнить Таблицу режимов и параметров в соответствии с п. 10.3 РЭ и отправить их в адрес изготовителя

7. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

7.1. На корпусе блока электронного влагомера расположена информация с маркировками:

- наименование влагомера;
- знак утверждения типа средств измерений;
- регистрационный номер в государственном реестре средств измерений;
- знак взрывобезопасности «Ex»;
- знак соответствия ТР ТС «ЕАС»;
- маркировка взрывозащиты:

Блок электронный [Ex ib Gb] IIA U_m : 250 U_o : 15,6 В I_o : 250 мА L_o : 1,5 мГн C_o : 0,45 мкФ P_o : 3,6 Вт

- заводской номер влагомера;
- год выпуска влагомера.

7.2. Разъем RS-232 (на задней крышке блока электронного) – место для пломбы со знаком поверки (устанавливает организация, проводящая поверку).

7.3. На корпусе первичного преобразователя размещена табличка, содержащая информацию о заводском номере влагомера и маркировка взрывозащиты:

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм Первичный преобразователь
1Ex ib IIA T6 Gb X Ui : 24 В Ii : 250 мА Li : 1,0 мГн Ci : 0,05 мкФ Pi : 5 Вт
ОС ВСИ ВНИИФТРИ, № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00.../23
ООО «НТП «Годсэнд-сервис»

7.4. Корпус первичного преобразователя пломбируется свинцовой пломбой изготовителя.

8. УПАКОВКА

8.1. Заводской упаковкой влагомера является пластиковый кейс с ложементом либо ящик из многослойной фанеры со специальными внутренними креплениями, обеспечивающими неподвижность влагомера внутри упаковки.

8.2. На комплект поставки влагомера оформляется упаковочный лист в двух экземплярах, один экземпляр вкладывается в упаковку и отправляется вместе с влагомером, второй – хранится в ОТК изготовителя.

8.3. Упаковочный лист должен содержать следующую информацию:

- дата упаковки;
- наименование и заводской номер влагомера;
- содержимое упаковочного ящика с указанием количества вложенных комплектных частей;
- фамилия и подпись упаковщика.

9. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ, НАСТРОЙКА И ПОВЕРКА

9.1. Техническое обслуживание

9.1.1. Техническое обслуживание влагомера направлено на обеспечение безотказной работы, сохранение его метрологических характеристик при эксплуатации и производится в соответствии с ГОСТ IEC 60079-17[10], Положением о системе технического обслуживания и ремонта влагомеров нефти поточных УДВН-1пм и РЭ.

9.1.2. Техническое обслуживание на месте эксплуатации подразумевает:

9.1.2.1. Проверку исправности цепей внешних соединений в соответствии с ГОСТ 31610.19[12];

9.1.2.2. Внешний осмотр монтажа и устройства заземления в соответствии с ГОСТ 31610.19[12];

9.1.2.3. Внешний осмотр влагомера и проверку:

- отсутствия загрязнений и механических повреждений первичного преобразователя и блока электронного;
- целостности защитного заземления блока электронного;
- электрических параметров подводящих кабелей, их соединений в местах пайки к разъемам влагомера и подключения к клеммной коробке;
- фланцевых и резьбовых соединений на отсутствие протечек нефти;
- положения запирающих задвижек (кранов) в блоке измерения качества нефти для осуществления беспрепятственного прохождения нефти через влагомер;
- соответствия коэффициентов A, B, C, W_m паспортным данным на влагомер;

- соответствия значений сигналов U_1, U_2, U_3, U_4, T и других параметров влагомера нормативным значениям, указанным в Таблице режимов и параметров влагомера нефти поточного (Приложение №1 к РЭ).

9.1.2.4. Сравнение результатов измерения влагосодержания контрольной порции смеси «нефть (нефтепродукт) – вода», полученных с помощью влагомера и с помощью одного из лабораторных методов (Дина-Старка, К.Фишера) или эталонного влагомера типа УДВН. В случае подтверждения влагомером своих метрологических характеристик он признается годным к дальнейшей эксплуатации, в противном случае заполняется протокол и направляется в электронном виде по адресу: **office@udvn.ru** для проведения дальнейших консультаций со специалистами изготовителя.

9.1.2.5. Демонтаж первичного преобразователя и промывку измерительной ячейки бензином.

ВНИМАНИЕ!
Для обеспечения безотказной работы влагомера в течение всего срока службы рекомендуется ежегодно проводить техническое обслуживание влагомера в объеме ТО-3 в условиях предприятия изготовителя.

9.2. **Ремонт**

9.2.1. Ремонт влагомера производится в условиях предприятия изготовителя в случае, если неисправность влагомера невозможно устранить по месту эксплуатации.

9.2.2. При обнаружении неисправности влагомера необходимо составить акт и направить его по адресу: **office@udvn.ru** для проведения дальнейших консультаций со специалистами изготовителя и определения возможности устранения неисправности на месте эксплуатации.

9.2.3. В случае невозможности устранения неисправности влагомера на месте эксплуатации для проведения диагностики и ремонта влагомер необходимо направить на предприятие изготовителя по адресу: **141195, Московская обл., г. Фрязино, ул. Советская, д.21Б**, в рабочие дни **с 10:00 до 16:00**.

Дату и время приезда необходимо предварительно согласовать по телефонам: **8 (495) 728-89-87, 8 (905) 710-83-54.**

Влагомер должен быть очищен от загрязнений, укомплектован в соответствии с таблицей 9.1 и упакован в заводскую упаковку.

Таблица 9.1 – Комплектность влагомера для технического обслуживания и ремонта

Наименование	Обозначение	Количество
Первичный преобразователь	УШЕФ.434844.001	1 шт.
Блок электронный	УШЕФ.433811.003	1 шт.
Паспорт	УШЕФ.414432.003 ПС1	1 экз.
Ящик упаковочный		1 шт.

ПРИМЕЧАНИЯ:
Ремонт влагомеров с нарушенными пломбами, имеющих механические или электрические повреждения, вызванные нарушением потребителем условий эксплуатации, транспортирования и хранения в течение гарантийного срока, а также послегарантийный ремонт производится за счет потребителя.

9.3. Настройка

9.3.1. Настройка проводится с целью коррекции показаний влагомера на измеряемую среду с места эксплуатации. Настройка проводится персоналом, получившим допуск от изготовителя. Настройка может проводиться в статических условиях (п.9.3.4) либо в потоке (п.9.3.5). Настройка по п.9.3.5 может проводиться только в случае, если влагосодержание в измеряемой среде с места эксплуатации, измеренное эталонным влагомером или титратором, не превышает 0,2 % объемной доли воды.

9.3.2. Необходимое оборудование:

- влагомер эталонный или титратор по методу К. Фишера с абсолютной погрешностью измерений не более ½ основной абсолютной погрешности измерений настраиваемого влагомера при влагосодержании до 0,2 % объемной доли воды (далее – «влагомер эталонный/титратор»);
- измеряемая среда (с места эксплуатации влагомера) с влагосодержанием не более 0,2 % объемной доли воды;
- ареометр по ГОСТ 18481[13];
- термометр группы 3 с диапазоном измерений от 0 до плюс 55 ºС по ГОСТ 28498[16];
- бензин (растворитель) по ГОСТ 26377 [14].

9.3.3. Условия настройки:

- температура окружающего воздуха, ºС — 20 ± 5
- температура измеряемой среды T_1, ºС — $(T_{max} + T_{min}) / 2 \pm 5$
- температура первичного преобразователя T_2,ºС — $(T_{max} + T_{min}) / 2 \pm 5$

ВНИМАНИЕ!
Запрещается превышать температуру на поверхности корпуса первичного преобразователя выше 80 ºС.

9.3.4. Проведение настройки в статических условиях

Шаг 1. Установить первичный преобразователь через круг резиновый на горизонтальную поверхность (стол).

Шаг 2. Соединить первичный преобразователь с блоком электронным кабелем, входящим в комплект поставки влагомера.

Шаг 3. Включить влагомер.

Шаг 4. Подготовить пробу нефти (нефтепродукта) и измерить влагосодержание нефти ($W_{эт}$) влагомером эталонным /титратором.

Шаг 5. Заполнить измерительную ячейку первичного преобразователя подготовленной нефтью (нефтепродуктом).

Шаг 6. Убедиться, что значение влагосодержания $W_{вл1}$ (показания влагомера) не изменяется, т. е эмульсия хорошо перемешана.

Шаг 7. Рассчитать значение $W_{эт} – W_{вл1}$,
если $|W_{эт} – W_{вл1}| \leq 0.02$, коррекция показаний влагомера на нефть (нефтепродукт) с места эксплуатации не требуется;
если $|W_{эт} – W_{вл1}| > 0.08$, необходимо связаться с изготовителем;
если $|W_{эт} – W_{вл1}| > 0.02$, и ≤ 0.08, то перейти к **Шагу 8**.

Шаг 8. Войти в режим **«Установка параметров»**.

Шаг 9. Изменить значение коэффициента А, так чтобы $W_{вл2} = W_{эт}$. Коэффициент А рассчитывается по формуле:

$$A_{(\text{новое})} = W_{\text{эт}} - W_{\text{вл1}} + A_{(\text{старое}),}$$

где $A_{(\text{старое}),}$ – значение коэффициента А (см. в Приложении №1 паспорта на влагомер).

Шаг 10. Записать $A_{(\text{новое})}$ в Приложение №1 к паспорту УШЕФ.414432.003 ПС1.

9.3.5. Проведение настройки в потоке

После монтажа влагомера (п.5.3. РЭ) необходимо дождаться стабилизации температуры первичного преобразователя, убедиться, что показания влагомера не изменяются, одновременно произвести замер влагосодержания влагомером ($W_{\text{вл1}}$) и эталонным влагомером/титратором ($W_{\text{эт}}$) в соответствии с руководством по эксплуатации на эталонный влагомер/титратор. Далее необходимо следовать п.9.3.4 шаги 7, 8, 9, 10.

9.4. **Поверка**

9.4.1. Влагомер подлежит первичной поверке при выпуске из производства, ежегодной периодической поверке в период эксплуатации, а также внеочередной поверке после ремонта. Внеочередная поверка после ремонта не проводится при устранении неисправностей, не влияющих на метрологические характеристики влагомера.

9.4.2. Поверка осуществляется в соответствии с МП 0309-6-2015[18] и ГОСТ 8.614-2013[2].

9.4.3. Поверка влагомера может производиться без снятия с потока с помощью эталонного влагомера в соответствии МП 0309-6-2015[18] и ГОСТ 8.614-2013 [2].

9.4.4. Межповерочный интервал– 1 год.

10. СВЕДЕНИЯ О РЕКЛАМАЦИЯХ

10.1. В случае обнаружения неисправности влагомера необходимо составить акт в соответствии с п.10.2 РЭ, заполнить Таблицу режимов и параметров в соответствии с п.10.3 РЭ и направить их вместе с копией таблицы «КАЛИБРОВОЧНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ» (Приложение №1 к паспорту УШЕФ.414432.003ПС1) изготовителю электронной почтой по адресу: **office@udvn.ru**.

10.2. В акте неисправности влагомера необходимо указать:

- заводской номер влагомера;
- дата начала эксплуатации влагомера;
- количество часов работы до момента отказа;
- дата возникновения неисправности;
- содержание неисправности;
- предполагаемая причина возникновения неисправности;
- меры, принятые после возникновения неисправности;
- контактные данные для оперативной связи.

10.3. Для заполнения таблицы режимов и параметров влагомера (Приложение №1 к РЭ) необходимо:

Шаг 1. Включить влагомер, войти в режим **«Индикация величин»**;

Шаг 2. Записать отображенные на дисплее значения параметров $\mathbf{U_1}$, $\mathbf{U_2}$, $\mathbf{U_3}$, $\mathbf{U_4}$,**T**, $\mathbf{W_m}$, **A**, **B**, **C**, $\mathbf{K_t}$, $\mathbf{П_1}$, $\mathbf{П_2}$ и величину тока по выходу 4-20 мА;

Шаг 3. Измерить мультиметром напряжения между контактами 1-3, 2-3, 5-4, 7-6, 9-8 клеммной коробки первичного преобразователя (Рис.4 Приложения №2).

Результаты измерений записать в таблицу;

Шаг 4. Выключить влагомер. Отсоединить от блока электронного первичный преобразователь.

Шаг 5. Включить блок электронный и измерить (цифровым мультиметром) напряжения между контактами 5-4, 7-6, 9-3, 8-3 на разъеме «Датчик» блока электронного.

Шаг 6. Результаты измерений записать в таблицу.

10.4. На основании полученных данных изготовитель может диагностировать и дать рекомендации по устранению неисправности дистанционно. В случае невозможности устранить неисправность дистанционно, влагомер необходимо отправить на предприятие изготовителя для проведения полной диагностики и устранения причин неисправности.

10.5. Рекламации предъявляются изготовителю в случае выхода влагомера из строя в течение гарантийного срока при соблюдении условий эксплуатации, транспортирования и хранения в соответствии с требованиями РЭ.

10.6. Рекламации направляются по адресу: 141190, Московская обл., г.Фрязино, а/я 2063, ООО «НТП «Годсэнд-сервис», и по электронному адресу: **office@udvn.ru**.

Прием влагомера на гарантийное обслуживание, а так же его выдача после выполнения работ, осуществляется на складе предприятия изготовителя по адресу: **141195, Московская обл., г. Фрязино, ул. Советская, д.21Б**, в рабочие дни с **10:00 до 16:00.**

10.7. При сдаче изготовителю на диагностику влагомер должен быть очищен от загрязнений, укомплектован в соответствии с таблицей 9.1 РЭ и упакован в заводскую упаковку.

Дату и время доставки влагомеров предварительно необходимо согласовать по телефонам: **8(495)728-89-87, 8(905)710-83-54.**

11. ХРАНЕНИЕ

11.1. Влагомер должен храниться в заводской упаковке в складских отапливаемых помещениях с относительной влажностью воздуха не более 70 % при температуре от +10 до +40 °С. Предельный срок хранения влагомера без переконсервации – 3 года.

ПРИМЕЧАНИЯ:

В окружающей среде должны отсутствовать пары кислот, щелочей и других агрессивных примесей.

12. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

12.1. Транспортирование влагомера допускается в заводской упаковке любым видом транспорта без ограничения расстояний при температуре окружающей среды от минус 40 до плюс 55 °С и относительной влажности до 80 %.

12.2. При транспортировании воздушным транспортом влагомер в упаковке должен размещаться в отапливаемых герметизированных отсеках.

12.3. Размещение и крепление влагомера в упаковке в транспортных средствах должно обеспечивать устойчивое положение и не допускать его перемещения во время транспортирования.

12.4. При транспортировании должна быть обеспечена защита влагомера в упаковке от непосредственного воздействия атмосферных осадков.

12.5. При погрузке и выгрузке влагомера необходимо соблюдать следующие требования:

- не бросать, не катать, не кантовать влагомер;
- не допускать повреждения упаковки.

13. УТИЛИЗАЦИЯ

13.1. Влагомер не представляет опасности для жизни, здоровья людей и окружающей среды после окончания эксплуатации. Влагомер можно переработать и материалы пустить во вторичное использование.

13.2. Утилизация осуществляется в соответствии с требованиями и правилами, принятыми на предприятии, эксплуатирующем влагомер.

14. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение №1.	ФОРМА «Таблица режимов и параметров влагомера нефти поточного»;
Приложение №2.	Рисунок 3 – Габаритные и присоединительные размеры УДВН-1пм; Рисунок 4 – Схема соединений между первичным преобразователем и блоком электронным; Рисунок 5 – Лицевая панель блока электронного; Рисунок 6 – Схема соединений блока электронного и внешних устройств;
Приложение №3	Копия сертификата об утверждении типа средств измерений;
Приложение №4	Копия сертификата соответствия ТР ТС 012/2011 с приложением;
Приложение №5	Библиография.

Приложение №1
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

ТАБЛИЦА
режимов и параметров влагомера нефти поточного
УДВН-1пм_____ зав. № _____

«Индикация величин»				Измерения на клеммной коробке первичного преобразователя			Измерения на разъеме «Датчик»	
Фактическое значение			Нормативное значение					
U_1	_____		от 100 до 2400 мВ	U_{1-3}	_____			
U_2	_____		от 10 до 2400 мВ	U_{2-3}	_____			
$U_{3\,min}$	_____		11,00 В	$U_{5-4\,min}$	_____		U_{5-4}	_____
$U_{3\,max}$	_____		16,00 В	$U_{5-4\,max}$	_____			
$U_{4\,min}$	_____		11,00 В	$U_{7-6\,min}$	_____		U_{7-6}	_____
$U_{4\,max}$	_____		16,00 В	$U_{7-6\,max}$	_____			
T	_____		от – 2 до + 75	U_{9-8}	_____		U_{9-3}	_____
							U_{8-3}	_____
W_m	_____		4 32					
A	_____		± 3					
B	_____		0,5 … 4					
C	_____		0 … 10					
K_t	_____		± 3					
$П_1$	_____		0 W_m					
$П_2$	_____		0 W_m					
Влагосодержание по показаниям влагомера,%	_____		0 W_m					
Выходной ток, мА	_____		4 20					

Расстояние между первичным преобразователем и блоком электронным, м	_____
Дата заполнения	«_____»_____20_____г.
Контактное лицо	_____
Контактный телефон	_____

Приложение №2
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

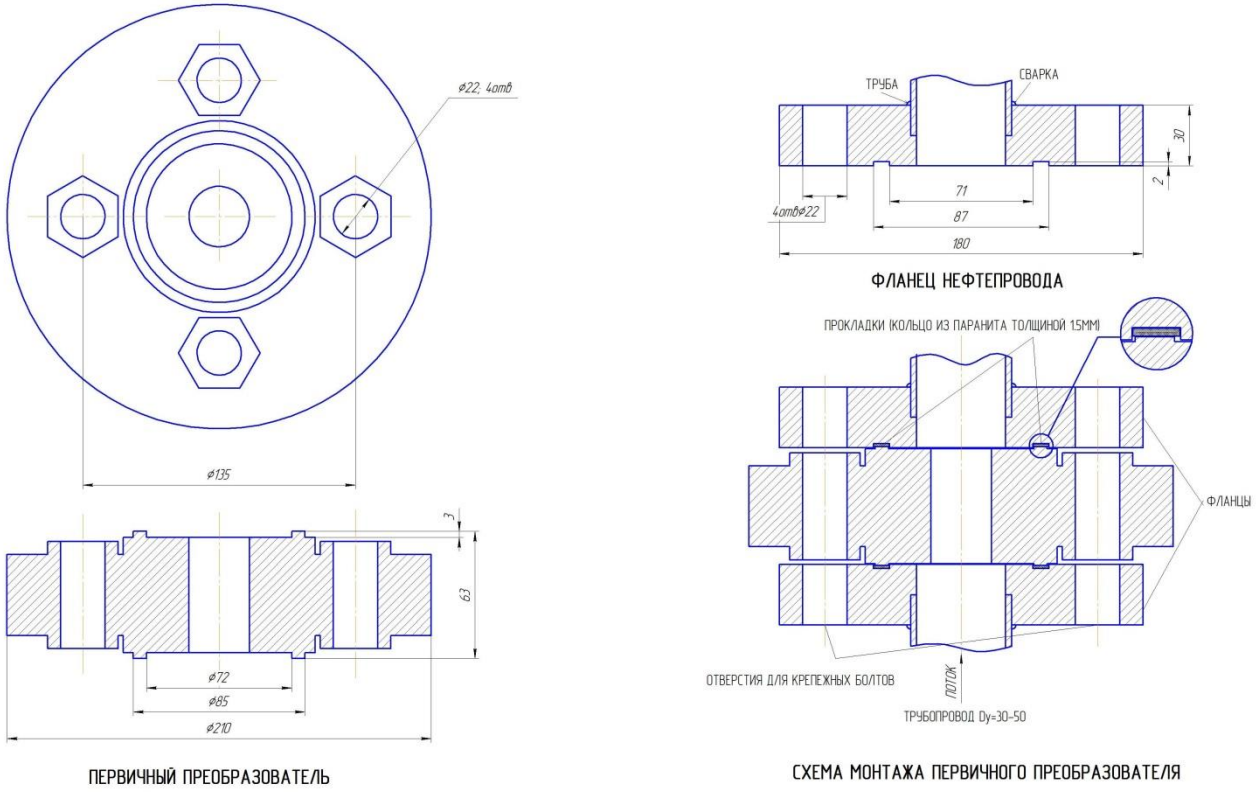


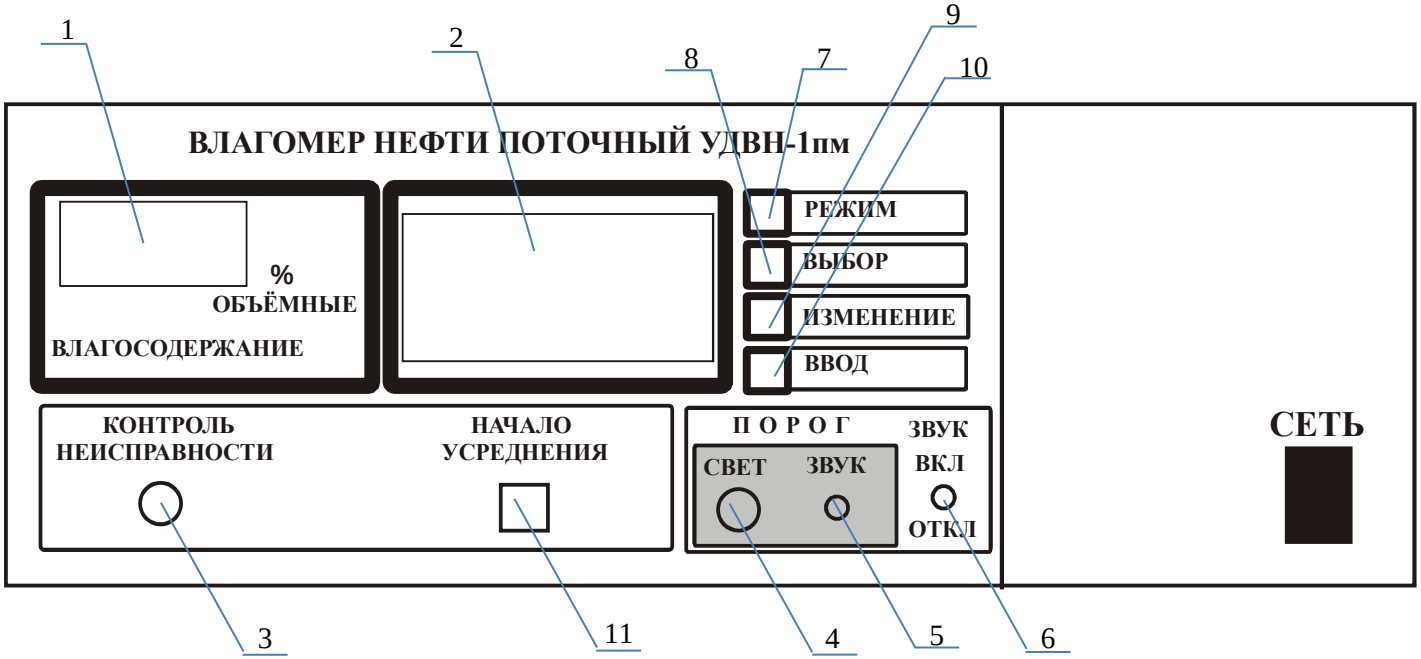
Рисунок 3 – Габаритные и присоединительные размеры УДВН-1пм

Приложение №2
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

			Клеммная коробка первичного преобразователя				Клеммная коробка блока электронного				
Первичный преобразователь	1	Кабель соединительный	1	Вход 1	1	Кабельная линия (9 жил по 1.5 мм^2 сопротивление одной жилы не более 5 Ом)	1	Вход 1	1	Кабель соединительный	1	Блок электронный
	2		2	Вход 2	2		2	Вход 2	2		2	
	3		3	0 общ	3		3	0 общ	3		3	
	4		4	0(15В)	4		4	0(15В)	4		4	
	5		5	+15В	5		5	+15В	5		5	
	6		6	0(15)	6		6	0(15)	6		6	
	7		7	+15В	7		7	+15В	7		7	
	8		8	t°(-)	8		8	t°(-)	8		8	
	9		9	t°(+)	9		9	t°(+)	9		9	

Рисунок 4 – Схема соединений между первичным преобразователем и блоком электронным

Приложение №2
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ



1 - светодиодный 3-разрядный 7-сегментный индикатор красного свечения; 2 - графический ЖК-дисплей; 3 - светодиод **КОНТРОЛЬ НЕИСПРАВНОСТИ**; 4 - светодиод **СВЕТ**; 5 - звуковой излучатель **ЗВУК**; 6 - тумблер включения/отключения звукового сигнала **ВКЛ/ОТКЛ**; 7 - кнопка **РЕЖИМ**; 8 - кнопка **ВЫБОР**; 9 - кнопка **ИЗМЕНЕНИЕ**; 10 - кнопка **ВВОД**; 11 - кнопка **НАЧАЛО УСРЕДНЕНИЯ**.

Рисунок 5 – Лицевая панель блока электронного

Приложение №2
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

A1		**A2**		**A3**		**A4**		**A5**	
		Цепь	Конт					Цепь	Конт
								Вход 1	1
								Вход 2	2
Цепь	Конт	4 – 20 мА	1	Цепь	Конт	Цепь	Конт	Общий	3
220 В	1	0_изолир	2	RXD	2	A	5	0_15В	4
220 В	2		3	TXD	3	B	9	+ 15В	5
Корпус	3		4	0_изолир	5	0_изолир	1	0_15В	6
								+ 15В	7
								Темп.	8
								+ 15В	9
СЕТЬ		**4 – 20 мА**		**RS 232**		**RS 485**		**ДАТЧИК**	

Рисунок 6 – Схема соединений блока электронного и внешних устройств

Приложение №3
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений
№ **14557-15**

Срок действия утверждения типа до **27 ноября 2030 г.**

НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническое предприятие «Годсэнд-сервис» (ООО «НТП «Годсэнд-сервис»), Московская обл., г. Фрязино

ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ
-

КОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА
ОС

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 0309-6-2015

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Срок действия утвержденного типа средств измерений продлен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии **от 2 октября 2025 г. N 2128.**

Заместитель Руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 7B1801563EA497F787EAF40A918A8D6F
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 19.05.2025 до 12.08.2026

Е.Р.Лазаренко

«07» октября 2025 г.

Приложение №4
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

ЕАС

№ ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00858/23

Серия RU № 0422634

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ взрывозащищенных средств измерений, контроля и элементов автоматики федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ОС ВСИ «ВНИИФТРИ»). Место нахождения (адрес юридического лица): 141570, Россия, Московская область, город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, корпус 11. Адрес места осуществления деятельности: 141570, Россия, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус климатической лаборатории и специализированный полигон для испытаний оборудования, входящего в состав системы ГЛОНАСС. Регистрационный номер № RA.RU.11ВН02 от 08.07.2015; телефон: +7 (495) 526-63-03; адрес электронной почты: ilvsi@vniiftri.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническое предприятие «Годсэнд-сервис».
Место нахождения (адрес юридического лица): Россия, 141195, Московская область, город Фрязино, улица Советская, дом 21Б, литера А, этаж 2, помещение 12. Адрес места осуществления деятельности: Россия, 141195, Московская область, город Фрязино, улица Советская, дом 21Б.
ОГРН - 1035010551223; телефон: +7(495) 728-89-87; адрес электронной почты: office@udvn.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническое предприятие «Годсэнд-сервис».
Место нахождения (адрес юридического лица): Россия, 141195, Московская область, город Фрязино, улица Советская, дом 21Б, литера А, этаж 2, помещение 12. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Россия, 141195, Московская область, город Фрязино, улица Советская, дом 21Б.

ПРОДУКЦИЯ

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (приложение на бланке № 0933618).
Технические условия УШЕФ.414432.003 «Влагомер нефти поточный УДВН-1пм»
Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9026 80 200 0

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011
«О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ

1. Протокол испытаний № 1061-30/044/23 от 02.05.2023, выданный испытательной лабораторией безопасности технических средств «ВНИИФТРИ-ТЕСТ» федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений», RA.RU.21МЛ42.
2. Акт о результатах анализа состояния производства № 1714 от 07.04.2023, ОС ВСИ «ВНИИФТРИ» RA.RU.11ВН02, Любочкин Александр Анатольевич.
3. Руководство по эксплуатации УШЕФ.414432.003 РЭ.
Схема сертификации 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента ТР ТС 012/2011, приведены в Приложении на бланке № 0933618. Сертификат распространяется на продукцию, изготовленную с 03.04.2023. Сертификат действителен с Приложением на бланках № 0933618, 0933619. Условия и сроки хранения, срок службы — в соответствии с УШЕФ.414432.003 РЭ.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 12.05.2023 **ПО** 11.05.2028 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) Разумовский Александр Олегович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) Енихина Галина Евгеньевна (Ф.И.О.)

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.BH02.B.00858/23

Серия RU № 0933618

1 Сведения о продукции, обеспечивающие ее идентификацию

Сертификат соответствия распространяется на влагомер нефти поточный УДВН-1пм следующих взрывозащищенных исполнений: УДВН-1пм, УДВН-1пм1, УДВН-1пм2, УДВН-1пм3, УДВН-1пм4 (далее – влагомер нефти). Исполнения влагомера нефти имеют однотипную конструкцию, одинаковые средства взрывозащиты и различаются диапазоном и точностью измерения объемной доли воды, содержащейся в нефти и нефтепродуктах.

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм взрывозащищенных исполнений в части взрывозащиты соответствует требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования», ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) «Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i».

Взрывозащищенные устройства в составе влагомера нефти поточного и их Ex-маркировка по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Взрывозащищенные устройства в составе влагомера нефти поточного	Ex-маркировка по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017)
Блок электронный	[Ex ib Gb] IIA
Первичный преобразователь	1Ex ib IIA T6 Gb X

Маркировка взрывозащиты, наносимая на оборудование и указанная в технической документации изготовителя, содержит специальный знак взрывобезопасности в соответствии с Приложением 2 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и Ex-маркировку.

2 Описание элементов конструкции и средств обеспечения взрывозащиты

Принцип действия влагомера нефти основан на измерении мощности поглощенного водонефтяной эмульсией микроволнового излучения. Влагомер нефти поточный УДВН-1пм состоит из первичного преобразователя и блока электронного. Блок электронный по кабельной линии обеспечивает электрическое питание и обработку сигнала первичного преобразователя. Значение влагосодержания преобразуется в выходной токовый сигнал от 4 до 20 мА и высвечивается на табло в цифровом виде. Первичный преобразователь состоит из измерительного СВЧ модуля и платы управления, которая формирует аналоговые сигналы, пропорциональные влагосодержанию нефти.

Взрывозащита влагомера нефти обеспечивается следующими средствами.

Блок электронный предназначен для установки вне взрывоопасной зоны. Гальваническая развязка цепи питания блока электронного от внешней сети переменного тока осуществляется сетевым трансформатором.

Питание первичного преобразователя в составе влагомера нефти осуществляется по искробезопасной цепи блока электронного. Ограничение напряжения и тока достигается применением стабилитронов и полупроводниковых ограничителей тока. Резервирование защитных элементов для искробезопасных цепей уровня «ib» выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011).

Максимальные значения суммарных электрической емкости и индуктивности линии связи блока электронного и первичного преобразователя не превышают допустимых значений по ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) для электрооборудования подгруппы IIA.

Электрическая нагрузка искрозащитных элементов искробезопасной цепи не превышает 2/3 от номинальных значений.

Пути утечки, электрические зазоры и электрическая прочность изоляции соответствуют требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011).

Максимальная температура нагрева поверхности первичного преобразователя в составе влагомера нефти в установленных условиях эксплуатации не превышает допустимого значения для температурного класса Т6 по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017).

Конструкция корпуса первичного преобразователя влагомера нефти выполнена с учетом общих требований ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для электрооборудования, размещенного во взрывоопасных зонах. Механическая прочность оболочки соответствует требованиям ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для электрооборудования с высокой степенью опасности механических повреждений. Конструкционные материалы обеспечивают фрикционную и электростатическую искробезопасность по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017).

На лицевой панели блока электронного и на корпусе первичного преобразователя имеются таблички с указанием маркировки взрывозащиты, искробезопасных параметров электрической цепи, знака «Х».

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) Разумовский Александр Олегович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) Епихина Галина Евгеньевна (Ф.И.О.)

Лист 1

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.BH02.B.00858/23

Серия RU № 0933619

3 Условия применения

Первичный преобразователь в составе влагомера нефти поточного УДВН-1пм относится к взрывозащищенному электрооборудованию группы II по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) и предназначен для применения во взрывоопасных зонах в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты, требованиями ТР ТС 012/2011, ГОСТ IEC 60079-14-2013, других нормативных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах, и руководства по эксплуатации УШЕФ.414432.003 РЭ.

Блок электронный в составе влагомера нефти поточного УДВН-1пм относится к связанному электрооборудованию группы II по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) и предназначен для применения вне взрывоопасных зон помещений в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты, требованиями ТР ТС 012/2011, ГОСТ IEC 60079-14-2013, других нормативных документов, регламентирующих применение электрооборудования вне взрывоопасных зон, и руководства по эксплуатации УШЕФ.414432.003 РЭ.

Возможные взрывоопасные зоны применения влагомера нефти, категории взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом – в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.10-1-2022 (IEC 60079-10-1:2020), ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) .

Знак «Х», стоящий после маркировки взрывозащиты первичного преобразователя в составе влагомера нефти, означает, что взрывобезопасность первичного преобразователя обеспечивается при его подключении к выходной искробезопасной цепи блока электронного в составе влагомера нефти.

Параметры электропитания блока электронного:
- напряжение переменного тока, В.....от 198 до 242
- потребляемая мощность, В·А.....не более 20

Параметры искробезопасной цепи блока электронного:
- максимальное напряжение U_m, В 250
- максимальное выходное напряжение U_o, В.....15,6
- максимальный выходной ток I_o, мА.....250
- максимальная выходная мощность P_o, Вт.....3,6
- максимальная внешняя емкость C_o, мкФ.....0,45
- максимальная внешняя индуктивность L_o, мГн.....1,5

Параметры искробезопасной цепи первичного преобразователя:,
- максимальное входное напряжение U_i, В 24
- максимальный входной ток I_i, мА.....250
- максимальная внутренняя мощность P_i, Вт.....5
- максимальная внутренняя емкость C_i, мкФ.....0,05
- максимальная внутренняя индуктивность L_i, мГн.....1,0

Условия эксплуатации:
- температура окружающей среды, °С.....от +5 до +50
- относительная влажность воздуха при 30 °С, %.....не более 75
- атмосферное давление, кПа.....от 84 до 106,7

Внесение в конструкцию влагомера нефти поточного УДВН-1пм взрывозащищенных исполнений изменений, касающихся средств взрывозащиты, должно быть согласовано с ОС ВСИ «ВНИИФТРИ».

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации _____ (подпись) Разумовский Александр Олегович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) _____ (подпись) Епихина Галина Евгеньевна (Ф.И.О.)

Лист 2

Приложение №5
к руководству по эксплуатации
УШЕФ.414432.003 РЭ

БИБЛИОГРАФИЯ

1. ТР ТС 012/2011Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
2. ГОСТ 8.614-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов;
3. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;
4. ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Общие требования;
5. ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i»;
6. ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
7. ГОСТ 30852.16-2002 (МЭК 60079-17:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
8. ГОСТ 30852.18-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 19. Ремонт и проверка электрооборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах (кроме подземных выработок или применений, связанных с переработкой и производством взрывчатых веществ);
9. ГОСТ IEC 60079-14-2013 Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок;
10. ГОСТ IEC 60079-17-2013 Взрывоопасные среды. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок;
11. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
12. ГОСТ 31610.19-2014/IEC 60079-19:2010 Взрывоопасные среды. Часть 19. Ремонт, проверка и восстановление электрооборудования;
13. ГОСТ 18481-81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия;
14. ГОСТ 26377-84 Растворители нефтяные. Обозначение;
15. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;
16. ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний;
17. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 6,7;
18. МП 0309-6-2015 «Инструкция ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»;
19. Р 50.2.077-2014 ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения;
20. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 августа 2022 г. N 811 Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (Зарегистрирован в Минюсте России 07.10.2022 N 70433);
21. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. N 903н Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (Зарегистрирован в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).