

Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф

Назначение средства измерений

Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф (в дальнейшем – влагомеры) предназначены для измерения влагосодержания сырой нефти в объемных долях воды.

Измеряемая среда – сырая нефть после сепарации свободного нефтяного газа (далее водонефтяная эмульсия.).

Описание средства измерений

Функционально влагомер состоит из первичного преобразователя и блока электроники, соединенных между собой 10-ти жильным кабелем.

Принцип действия влагомера основан на измерении диэлектрической проницаемости водонефтяной эмульсии, протекающей через первичный преобразователь. Контроллер первичного преобразователя рассчитывает мгновенное значение влагосодержания нефти. Рассчитанное мгновенное значение влагосодержания нефти выводится для регистрации в любой момент времени по запросу, поступающему во влагомер с внешнего регистрирующего устройства по интерфейсу RS485 в соответствии с протоколом MODBUS RTU.

Блок электроники содержит взрывозащищенные блоки питания и барьер искробезопасности БИ-RS-232, предназначенный для обеспечения искробезопасности датчиков, находящихся во взрывоопасной зоне и типом передачи информации по последовательным линиям (RS-232, RS-485). Для связи с внешними устройствами в блоке электроники имеется интерфейс связи RS485 и аналоговый выход 4-20 мА. При наличии операторской панели блок электроники осуществляет индикацию измерительной информации.

Первичный преобразователь, как метрологически значимый, пломбируется несколькими пломбами для предотвращения несанкционированного доступа.

Блок электроники не является метрологически значимым и не пломбируется.

Первичный преобразователь устанавливается на участке трубопровода во взрывоопасной зоне. Блок электроники устанавливается вне взрывоопасной зоны.

Знак поверки наносится на корпус первичного преобразователя.

Места пломбирования

Место установки поверительного клейма



Первичный преобразователь



Блок электроники

Рисунок 1 - Влагомер нефти поточный ПВН-615Ф

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

Влагомер выпускается в следующих исполнениях:

- Т (обычное), Т1, Т2 в зависимости от температуры измеряемой среды;
- Р1, Р2 в зависимости от давления измеряемой среды;
- Ду50, Ду80 в зависимости от условного проходного диаметра;
- Щ, Щ1, Щ2 в зависимости от исполнения блока электроники.

Программное обеспечение

является встроенным в микропроцессорный контроллер, обеспечивает хранение градуировочных коэффициентов и градуировочной характеристики, осуществляет преобразование и вывод результатов измерений на внешнее регистрирующее устройство по интерфейсу RS485 в соответствии с протоколом MODBUS RTU.

Программное обеспечение, в соответствии с которым функционируют микросхемы и транзисторы электрической схемы влагомера, при изготовлении влагомеров заносится в интегральную микросхему и не может быть изменено пользователем.

Калибровочные характеристики записаны в перепрограммируемое запоминающее устройство. Их изменение недоступно для пользователя. Калибровочные коэффициенты "Сдвиг минимум" и "Сдвиг максимум" для 14 потоков записаны во ФЛЭШ память (заводские установки "Сдвиг минимум = 0" и "Сдвиг максимум = 100" для каждого потока). Эти коэффициенты используются для настройки влагомера на месте эксплуатации. Их изменение доступно пользователю. Их значения заносятся в паспорт влагомера.

Проводить калибровку влагомеров имеет право только специально обученный персонал организаций, аттестованных на право проведения калибровочных работ.

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения влагомеров приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные(признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PVN_F
Номер версии (идентификационный номер ПО)	3.7.0.5
Цифровой идентификатор ПО	0x5EFD861C
Другие идентификационные данные	-

Встроенное программное обеспечение защищено от несанкционированного изменения пломбами, установленными на первичном преобразователе.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений влагосодержания нефти, объемная доля, % 0,01– 99,9

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2

Поддиапазон измерений, объемная доля воды, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного содержания воды, %
0,01 – 49,9	$\pm 0,7$
50 – 69,9	$\pm 0,9$
70 – 99,9	$\pm 1,4$

Продолжение таблицы 2

Время установления рабочего режима, с, не более	20
Расстояние от первичного преобразователя до блоков искрозащиты не более, м	500
Температура окружающей среды, °С	от + 5 до + 40
Температура измеряемой среды, °С	
- исполнение обычное	от + 5 до + 50
- исполнение Т1 (только в случае не замерзания воды в нефти)	от - 2 до + 30
- исполнение Т2	от + 40 до + 75
Давление измеряемой среды в трубопроводе МПа, не более	
- исполнение Р1	4,0
- исполнение Р2	6,4
Масса, кг, не более	35
Габаритные размеры, мм, не более	
первичный преобразователь	410x350x210
блок электроники	420x230x180
Температура окружающей среды при транспортировке, °С	от - 20 до + 50
Степень защиты оболочки влагомера	IP 67
Степень защиты оболочки блоков искрозащиты	IP 30
Средняя наработка на отказ с доверительной вероятностью 0,9 , ч, не менее	29000
Средний срок службы, лет	6

Знак утверждения типа

наносится на табличку электронного блока влагомеров методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки влагомеров должен соответствовать таблице 3.

Таблица 3

	Обозначение	Количество
Влагомер ПВН-615Ф (в составе)	УШЕФ.414434.001	
- первичный преобразователь	УШЕФ.434834.004	1
- блок электроники	УШЕФ.433811.005	1
Кабель соединительный	УШЕФ.685662.002	1
Руководство по эксплуатации	УШЕФ.414434.001РЭ	1
Паспорт	УШЕФ.414434.001ПС	1
Программа визуализации данных влагомера	ПВН-615Ф	1
Преобразователь интерфейса USB – RS485		1
Программа установки преобразователя интерфейса USB – RS485		1
Инструкция. «ГСИ. Влагомеры нефти поточные ПВН-615 Ф. Методика поверки».	МП 0329-6-2015	1
Свидетельство о первичной поверке		1
Свидетельство об утверждении типа СИ		
Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011	RU № 0325886	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0329-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 21.09.2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011, в составе средств измерений и вспомогательных устройств, определяемом паспортом эталона. Утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «20» апреля 2012 г. № 252.

- Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 1 разряда в соответствии с ГОСТ 8.614-2013.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации на влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к влагомерам нефти поточным ПВН-615Ф

1. ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов»;

2. Влагомернефти поточный ПВН-615Ф. Технические условия УШЕФ.414434.001 ТУ.

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

<http://udvn.nt-rt.ru/> || gdn@nt-rt.ru