

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2024 г. № 730

Регистрационный № 40495-09

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог» (далее – система) предназначена для измерений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система состоит из измерительных каналов массы сырой нефти, температуры, избыточного давления, разности давления на фильтрах, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, объемной доли воды, плотности сырой нефти, основными компонентами которых являются:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ) (рег. номер 13425-06);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (рег. номер 22257-05) в комплекте с преобразователями измерительными 3144Р (рег. номер 14683-04);
- преобразователи измерительные Метран-2700 (рег. номер 87657-22);
- термопреобразователи сопротивления Метран-2000 (рег. номер 38550-13);
- термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ (рег. номер 77963-20);
- преобразователи давления измерительные 3051 (рег. номер 14061-04);
- датчики давления Метран-150 (рег. номер 32854-13);
- датчики давления Метран-75 (рег. номер 48186-11)
- счетчик нефти турбинный МИГ (рег. номер 26776-08);
- влагомер сырой нефти модели ВСН-2 (рег. номер 24604-03, 24604-12);
- преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835) (далее – ПП) (рег. номер 15644-06);
- контроллер измерительный FloBoss S600 (далее – ИВК) (рег. номер 38623-08).
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Для поверки и контроля метрологических характеристик (далее - МХ) СРМ применяют установку трубопоршневую поверочную стационарную «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 280 (далее – ТПУ) (рег. номер 31455-06).

На рис. 1 приведена фотография внешнего вида системы.



Маркировочная
табличка

Рис. 1 Внешний вид системы.

Заводской номер системы нанесен штамповкой на маркировочную табличку, закрепленную сбоку от двери помещения системы, а также указан в эксплуатационной документации системы типографским способом. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (ПО, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций системы. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО системы «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	OilQual	Reef20201224
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	562
Цифровой идентификатор ПО	3266D127	f81a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики системы, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 20 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %: - массы брутто сырой нефти - массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании объемной доли воды от 0 до 20 %	$\pm 0,25$ $\pm 1,5$

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов (далее по тексту – ИК) с комплектным методом определения метрологических характеристик)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК массового расхода нефти	2 (рабочая ИЛ, резервная ИЛ)	СРМ	ИВК	от 20 до 120 т/ч	$\pm 0,25$ %

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа:	от 0,3 до 1,0
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³ :	от 780 до 950
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 2 до 25
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -5 до +30
Среднее значение объемной доли воды в объединенной пробе, %, не более	20
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	40000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа, %	не допускается
Режим работы системы	периодический

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог», заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/8409-18). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2018.30765.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Филиал по разработке и внедрению АС ОДУ ЗАО «Пермский центр по АСУ»
ИНН: 5904028288
Адрес: 614007, г. Пермь, ул. Островского, д. 65/9
Телефон: +7(342) 216-81-87
Факс: +7(342) 216-83-60
E-mail: asodu.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2024 г. № 730

Регистрационный № 60088-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные с автоматической видеофиксацией нарушений правил дорожного движения «ФОРСАЖ»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные с автоматической видеофиксацией нарушений правил дорожного движения «ФОРСАЖ» (далее – комплексы) предназначены для измерения скорости движения транспортных средств (ТС), расстояния, проходимого ТС в зоне контроля, и измерений текущих значений времени, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении расстояния пройденного ТС в зоне контроля и времени, за которое ТС проходит данное расстояние.

Принцип действия комплексов при измерении текущих значений времени основан на получении значений времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) от приемника глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS или только ГЛОНАСС. При невозможности синхронизации шкал времени, измерения не осуществляются.

Измерение скорости ТС происходит только при условии распознавания государственного регистрационного знака (ГРЗ).

Комплексы состоят из блока обработки информации (далее – БОИ) и от одного до четырех блоков видеокамеры (далее – БВ), подключаемых к БОИ специализированным кабелем. По кабелю передается цифровой некомпresseiroванный сигнал видеоизображения (интерфейсы HD-SDI или 3G-SDI), сигнал управления контроллером БВ (интерфейс RS-485), и осуществляется питание БВ (24В).

БОИ включает в себя полнофункциональную вычислительную среду и программное обеспечение (ПО) «Форсаж-1» со встроенным алгоритмом распознавания государственных регистрационных знаков (ГРЗ) транспортных средств и алгоритмом измерения скорости движения ТС. БОИ закрепляется на любой вертикальной плоской либо цилиндрической поверхности (например, опора освещения).

Высота установки БВ от 5 до 10 м от полотна дороги, зона контроля одного БВ от 30 до 75 м позволяют вести автоматическую видеофиксацию нарушений правил дорожного движения в пределах от 1 до 4 полос движения транспортных средств.

Комплексы применяются для фиксации в автоматическом режиме нарушений скоростного режима, правил остановки или стоянки ТС, движения ТС по полосе для маршрутных транспортных средств или разделительной полосе, выезда ТС на полосу встречного направления, в т. ч. по дороге с односторонним движением, движение ТС по обочине, по тротуарам, пешеходным, велосипедным и велопешеходным дорожкам, полосам для велосипедистов, выезд ТС на трамвайные пути встречного направления, нарушения требований дорожных знаков и дорожной разметки, разворота, поворота налево, движение задним ходом в

запрещенных местах, выезда на перекресток в случае возникновения затора, проезда перекрестка при запрещающем сигнале светофора, пересечение стоп-линии при запрещающем сигнале светофора, нарушения габаритных параметров ТС, нарушения правил проезда железнодорожного переезда, непредставления преимущества пешеходу на пешеходном переходе, нарушения при использовании для передвижения средств индивидуальной мобильности, как для приближающихся, так и для удаляющихся ТС, с одновременной фиксацией и подсчетом количества всех ТС, находящихся в зонах контроля комплекса, с формированием пакета данных с траекторией (треком) движения по каждому ТС.

Общий вид комплексов, места пломбирования и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

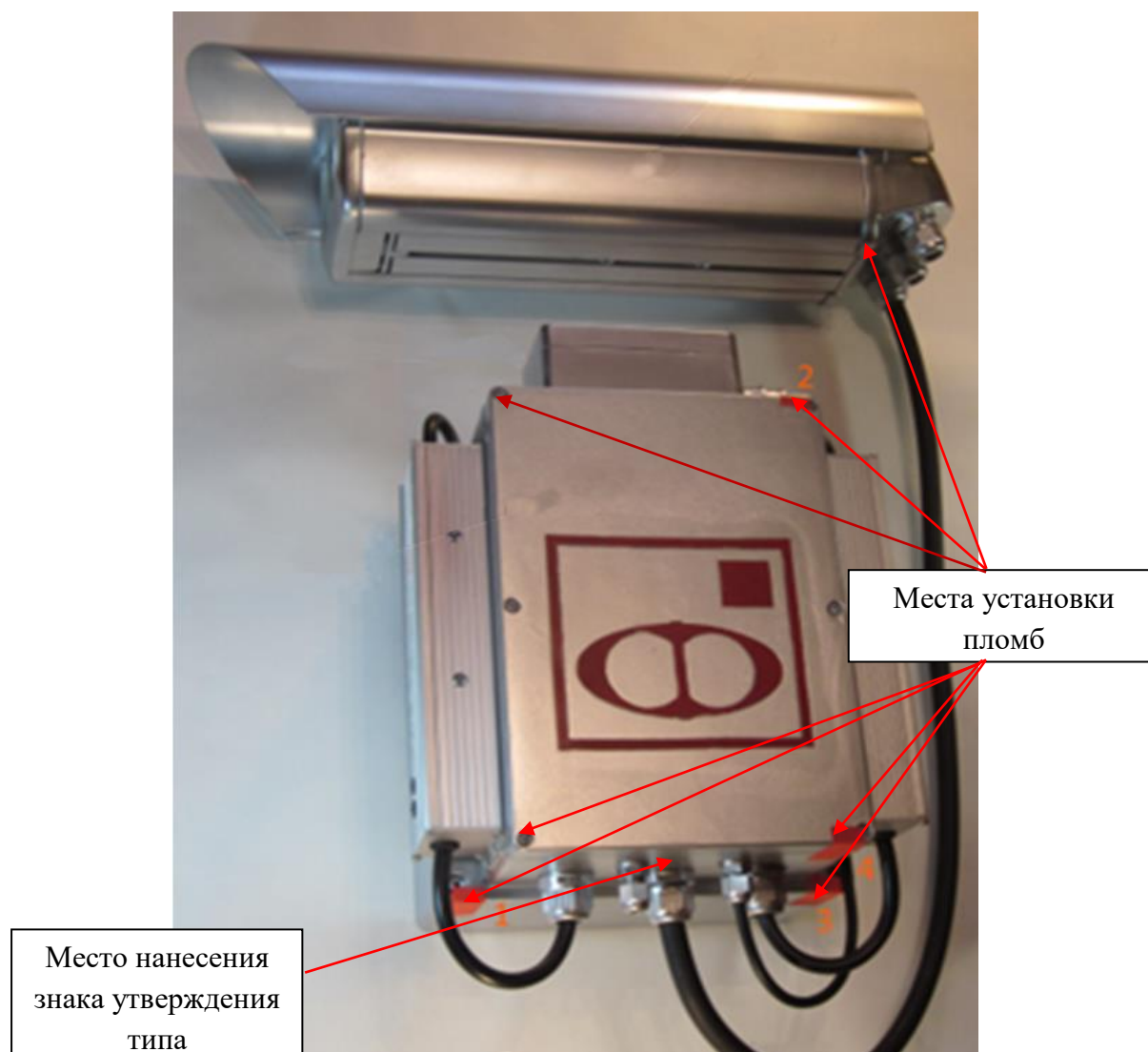


Рисунок 1 – Общий вид комплексов и места пломбирования

Маркировка комплексов наносится на нижнюю часть БОИ. Маркировка комплексов содержит наименование изготовителя или его товарный знак, условное обозначение комплекса, заводской номер комплекса, дату изготовления (месяц, год). Маркировка комплексов нанесена на наклейку, выполненную типографским способом. Формат заводского номера буквенно-цифровой. Пример маркировки представлен на рисунке 2.

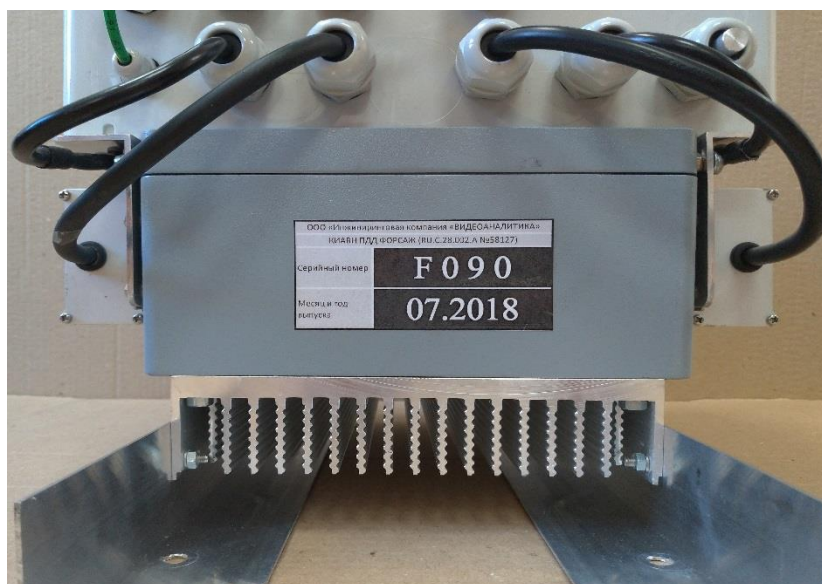


Рисунок 2 – Примет маркировки комплексов

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Комплексы работают под управлением программного обеспечения «Форсаж-1». ПО «Форсаж-1» содержит метрологически значимую часть cammodel.dll.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	cammodel.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	799A498A38495E04A0DA75DC97AB0B10

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения транспортных средств в зоне контроля, км/ч	от 0 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения скорости движения транспортных средств в зоне контроля, км/ч	± 2
Диапазон измерения расстояния, пройденного транспортными средствами в зоне контроля, м	от 0,1 до 75
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения расстояния, пройденного транспортными средствами в зоне контроля, м	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени комплекса относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с	$\pm 0,001$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длина зоны контроля, м	от 30 до 75
Ширина зоны контроля, м	от 3 до 16
Высота подвеса блока видеокамеры, м	от 5 до 10
Напряжение питания от сети переменного тока частотой 50 Гц, В	от 187 до 264
Потребляемая мощность, Вт	250
Габаритные размеры мм, не более:	
– блок обработки информации:	
– длина	350
– ширина	270
– высота	210
– блока видеокамеры:	
– длина	380
– ширина	120
– высота	120
Масса, кг, не более	20
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
- относительная влажность воздуха при +25 °С, %	до 98
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на корпус БОИ в виде наклейки, на титульный лист паспорта ПС 401250-002-31745739-2019 и руководства по эксплуатации РЭ 401250-002-31745739-2019 методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок обработки информации (в комплекте с ПО)		1 шт.
Блок видеокамеры		1-4 шт. (по заказу)
Инфракрасный прожектор		1-4 шт. (по заказу)
Руководство по эксплуатации	РЭ 401250-002-31745739-2019	1 экз.
Паспорт	ПС 401250-002-31745739-2019	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип работы» документа РЭ 401250-002-31745739-2019 «Комплексы измерительные с автоматической видеофиксацией нарушений правил дорожного движения «ФОРСАЖ». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Комплекс автоматической видеофиксации нарушений правил дорожного движения «ФОРСАЖ». Технические условия ТУ 401250-002-31745739-2019.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринговая компания
«ВИДЕОАНАЛИТИКА» (ООО «ИКВА»)

ИНН 7703813958

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский Вал, д. 19, стр. 1

Телефон (факс): (499) 702-82-96

E-mail: info@v-analytica.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Место нахождения юридического лица: г.о. Солнечногорск, рп. Менделеево

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2024 г. № 730

Регистрационный № 79445-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-аппаратные с фото и видеофиксацией «Страж»

Назначение средства измерений

Комплексы программно-аппаратные с фото и видеофиксацией «Страж» (далее - комплексы) предназначены для измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU).

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС с помощью навигационного приемника, входящего в состав комплексов, автоматической синхронизации шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени в сохраняемые фото и видеокadres, формируемые комплексами.

Комплексы конструктивно состоят из модуля управления, представляющего собой специальный ударопрочный, пылевлагозащищенный металлический корпус, и камеры фото и видеофиксации, состоящей из видеокамеры и ИК-прожектора.

Функционально комплексы могут применяться для фиксации следующих типов событий и видов нарушений: остановка в зоне действия знака "Остановка запрещена"; стоянка в зоне действия знака "Стоянка запрещена"; остановка в зоне действия желтой линии разметки (1.4); стоянка на пешеходном переходе; стоянка вторым рядом; стоянка на пересечении проезжих частей; стоянка в зоне действия знака «Стоянка запрещена по четным числам»; стоянка в зоне действия знака «Стоянка запрещена по нечетным числам»; проезд под запрещающий знак; движение транспортных средств по полосе для маршрутных транспортных средств или остановка на указанной полосе; нарушение способа постановки транспортного средства на стоянку; нарушение правил использования городского парковочного пространства; нарушение правил в области благоустройства; выезд на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой); поворот, или движения прямо, или разворот в нарушение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги; несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками, запрещающими движение грузовых ТС; выезд в нарушение ПДД на обочину, газоны, пешеходные тротуары, велослужбы, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути; выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения; нарушение правил пользования внешними световыми приборами; нарушение правил применения ремней безопасности или мотошлемов; нарушение правил пользования телефоном водителем ТС; движение ТС во встречном направлении по дороге с односторонним движением; нарушение требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев ТС; установка на ТС без соответствующего разрешения

спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака «Инвалид» и т. п.); невыполнение требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения); выезд на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме, либо при запрещающем сигнале светофора; остановка (стоянка) или выезд на встречную полосу на железнодорожном переезде; движение ТС с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД; нарушение правил, установленных для движения ТС в жилых зонах; раскрытие скрытых ГРЗ транспортных средств, двигающихся по дорогам общего пользования; прочие нарушения и события.

Общий вид, схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака утверждения типа комплексов представлены на рисунках 1, 2 и 3.



Рисунок 1 – Общий вид комплексов



Место пломбировки от
несанкционированного
доступа

Рисунок 2 – Схема пломбировки комплексов от несанкционированного доступа

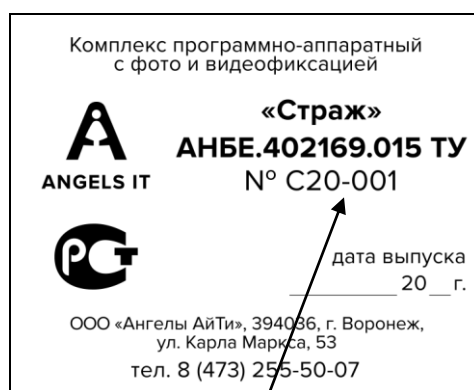


Рисунок 3 – Обозначение места нанесения знака утверждения типа

Заводской номер наносится типографским способом на шильдик расположенный на корпусе модуля управления. Формат нанесения заводского номера буквенно-цифровой.

Знак поверки на комплексы не наносится.

Пример маркировки комплексов с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 4.



Место нанесения заводского номера

Рисунок 4 – Пример маркировки комплексов

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения (ПО), метрологическая часть которого обеспечивает определение текущего времени.

Установленное программное обеспечение комплексов защищено электронным ключом.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Strazh
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже ST-01.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU), с	± 1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от источника переменного тока, В	от 180 до 240
Частота питающей сети, Гц	от 48 до 53
Потребляемая мощность максимальная, В·А, не более	60
Рабочие условия эксплуатации комплексов - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при 30 °С без конденсации влаги, %	от -30 до +50 до 98
Габаритные размеры составных частей комплексов, мм, не более - модуля управления - длина - ширина - высота - камера фото и видеофиксации, без кронштейна - длина - ширина - высота	435 260 220 400 240 240
Масса составных частей комплексов, кг, не более - модуля управления - камеры фото и видеофиксации, без кронштейна	8,2 5,2

Знак утверждения типа

наносится на шильдик расположенный на корпусе модуля управления и на титульные листы формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-аппаратный с фото и видеофиксацией, в составе - модуль управления - камера фото и видеофиксации, без кронштейна	«Страж»	1 шт.
Формуляр	АНБЕ 402169.015 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АНБЕ 402169.015 РЭ	1 экз.
Инструкция по техническому обслуживанию и текущему ремонту	АНБЕ 402169.015 ИО	1 экз.*
Описание программного обеспечения	АНБЕ.402169.015 ОП	1 экз.*
Методика поверки	-	1 экз.
* по требованию заказчика		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 4 «Общее описание программного обеспечения комплекса» документа «Комплекс программно-аппаратный с фото и видеофиксацией «Страж». Руководство по эксплуатации» АНБЕ 402169.015 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

АНБЕ.402169.015 ТУ Комплекс программно-аппаратный с фото и видеофиксацией «Страж». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ангелы АйТи» («ООО «Ангелы АйТи»)
ИНН: 3664101629
Адрес: 394036, г. Воронеж, ул. Карла Маркса, д. 53, оф. 501
Телефон: +7 (473) 2-555-007
Web-сайт: www.angelsit.ru
E-mail: it@angelsit.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Место нахождения юридического лица: г.о. Солнечногорск, рп. Менделеево
Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2024 г. № 730

Регистрационный № 89656-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «Срос» (далее – АРМ оператора) (основное и резервное), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) МПР по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры AUTROL модели ATT2100	70157-18
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по стационарной или передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 022 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку блок-бокса СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 29,66 до 61,13
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление на входе СИКН, МПа – температура, °С – вязкость нефти кинематическая в рабочем диапазоне температур, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, %, более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – давление насыщенных паров нефти, кПа, не более – содержание свободного газа, %	от 850,0 до 930,0 от 0,5 до 1,3 от +8 до +30 от 30 до 91 0,5 0,05 6,0 100,0 3,5 100,0 100,0 66,7 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – внутри блок-бокса СИКН – оборудование СОИ – относительная влажность при +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +25 от +20 до +28 80 от 86,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево»	—	1
Паспорт	КДНА 1120.01.00.00.00.000 ПС	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 978-2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево», ФР.1.28.2020.36822.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmс@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» марта 2024 г. № 730

Регистрационный № 89657-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью счётчика жидкости ультразвукового ALTOSONIC 5 (далее – ПР), преобразователей давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из измерительной линии (ИЛ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

СОИ обеспечивает сбор, обработку и хранение измерительной информации. В состав СОИ входят: контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее по тексту – ИБК), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе ПО ПК «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенное средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счётчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5	65641-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры AUTROL модели ATT2100	70157-18
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН установлена на одной площадке последовательно с системой измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево» в связи, с чем предусмотрена возможность:

– измерения массы брутто нефти с применением результатов измерений плотности нефти поточным преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево»;

– измерения объемной доли воды в нефти, температуры и давления нефти средствами измерений, установленными в блоке измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти АО «Геология» на НПС «Азнакаево».

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерение массового расхода нефти ($\text{т}/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти (т);
- автоматическое вычисление объема нефти (м^3);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по рабочему эталону 2-го разряда;
- ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 022 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 29,66 до 61,13
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – вязкость нефти кинематическая в рабочем диапазоне температур, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – давление насыщенных паров нефти, кПа, не более – содержание свободного газа, %	от 850,0 до 930,0 от 0,4 до 1,6 от +8 до +30 от 30 до 91 0,5 0,05 6,0 100,0 3,5 100,0 100,0 66,7 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38, 220 $\pm$ 22 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации (оборудование СОИ): – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при +25 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +20 до +28 80 от 86,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево»	—	1
Паспорт	КДНА 1120.02.00.00.00.000 ПС	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 979-2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево», ФР.1.28.2020.36823.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

Телефон: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmс@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.