

Регистрационный № 74933-19

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерительная эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ» (далее - система) предназначена для измерений массы, объема, плотности и температуры светлых нефтепродуктов, в том числе брендированных нефтепродуктов произведенных путем добавления присадки в базовый нефтепродукт, в момент отпуска потребителю.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на прямом и косвенном методе динамических измерений массы и объема жидкости в потоке.

Система представляет собой единый экземпляр измерительной системы, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система состоит из шести наливных двухсторонних «островков» с двенадцатью постами налива, где установлены пятьдесят два стояка нижнего герметичного налива для светлых нефтепродуктов.

В состав стояка налива системы входят следующие средства измерений:

– расходомер массовый Promass 83F (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный №) 15201-11) или расходомер массовый Promass F 300 (регистрационный №68358-17), предназначенный для измерения массы и плотности базового нефтепродукта;

– термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR модели TR62 (регистрационный № 68002-17), предназначенный для измерения температуры базового нефтепродукта;

Линия блока дозирования присадок оснащена следующими средствами измерений:

– счетчик жидкости камерный AccuPlus (регистрационный № 66008-16), предназначенный для дозирования присадки.

Блок подачи присадки оснащен следующими средствами измерений:

– расходомер массовый Promass 84F (регистрационный № 15201-11), предназначенный для измерения плотности и температуры присадки.

Система обработки информации состоит из:

– контроллера измерительно-управляющего модели AccuLoad III (далее - контроллер) (регистрационный № 64240-16), предназначенного для сбора и обработки измерительной информации в соответствии с заложенными алгоритмами;

– автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора), предназначенного для визуального отображения результатов измерений и технологических процессов.

Задание дозы и марки отпускаемого нефтепродукта и присадки осуществляется оператором системы вручную. Контроллер определяет алгоритм управления технологическим оборудованием в зависимости от вида отпускаемого нефтепродукта и необходимости дозирования присадки. В блоке гидравлики стояка налива производится открытие клапана управляемого, нефтепродукт подвергается деаэрации в фильтре-газоотделителе и подается на расходомер массовый Promass 83F или Promass F 300, где прямым методом осуществляется измерение массы и плотности нефтепродукта. Температура нефтепродукта определяется на выходе базового нефтепродукта из расходомера массового термопреобразователем сопротивления. На блоке подачи присадки, при наличии управляющего сигнала от контроллера, производится пуск насоса, присадка подается в сепаратор и далее на расходомер массовый Promass 84F, где измеряется температура и плотность присадки. Дозирование присадки осуществляется блоком дозирования присадки дозирующим устройством оснащенным счетчиком жидкости камерным AccuPlus, где производится измерение объема присадки.

Контроллер производит преобразование и обработку входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от первичных измерительных преобразователей, управление и регулирование процессами налива базового нефтепродукта и дозирования присадки, вычисление массы и объема в рабочих условиях базового нефтепродукта, присадки и брендированного нефтепродукта, приведение объема нефтепродукта и присадки, плотности нефтепродукта к нормальным условиям при температуре 15 °С.

Общий вид системы представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид системы измерительной эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ»

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы 2062-16 в цифровом формате нанесен методом лазерной печати на этикетку, расположенную на приборном шкафу из состава системы и указан в паспорте.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из встроенного ПО контроллеров и ПО АРМ оператора.

ПО АРМ оператора функционирует в SCADA-системе SIMATIC WinCC, осуществляет отображение технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, оперативное управление процессом налива, ведение архивов, автоматизированное создание сопроводительной документации на отгруженные нефтепродукты.

Метрологически значимым является встроенное программное обеспечение контроллеров измерительно-управляющих AccuLoad III, реализующее обработку входных данных (измеренных значений) в соответствии с заложенными алгоритмами. ПО устанавливается в энергонезависимую память контроллеров при изготовлении. В процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано или загружено. Конструкция контроллеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические характеристики системы нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AccuLoad III.net
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.25
Цифровой идентификатор ПО	2AF16B7A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC

Установлен уровень защиты в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014 – «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода базового нефтепродукта, т/ч	от 4,5 до 80
Диапазон измерений объемного расхода присадки, м ³ /ч	от 0,03 до 0,7
Диапазон измерений плотности базового нефтепродукта и присадки, кг/м ³	от 690 до 1000
Диапазон измерений температуры базового нефтепродукта и присадки, °С	от -40 до +50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и массы базового нефтепродукта, %	±0,24
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и массы присадки, %	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и массы брендируемого нефтепродукта, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м ³	±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±(0,5+0,005· t)
Примечание – t – измеренное значение температуры, °С	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	светлые нефтепродукты и присадки
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +50
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	0,6
Количество измерительных линий (стояков налива)	52
Минимальная отпускаемая доза нефтепродукта, дм ³	2000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	$380^{+38}_{-57}/220^{+22}_{-33}$ от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - эстакада налива - операторная	от -40 до +50 от +10 до +35
- относительная влажность воздуха, % - эстакада налива - операторная - атмосферное давление, кПа	от 30 до 90 от 40 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система измерительная эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ»	-	1 шт. Зав. № 2062-16
Паспорт	-	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений с применением системы измерительной эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311735, свидетельство об аттестации № 1342-RA.RU.311735-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 № 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»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.11.2019 № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 года № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры - кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.3.1

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МАРКОН Инженергезелльшафт РУС»
(ООО «МАРКОН Инж. РУС»)

ИНН 7731141352

Адрес: 125252, г. Москва, ул. Авиаконструктора Микояна, д.12, подъезд 1, этаж 4

Юридический адрес: 125252, г. Москва, ул. Авиаконструктора Микояна, д.12, 3 этаж,
помещ. №2, ком. 7

Телефон (факс): +7 (499) 551 57 07

E-mail: info@marcon-fs.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево,
промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц:
RA.RU.310556

Регистрационный № 61205-15

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ Амур

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ Амур (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов

УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 688-14. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их

отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергетики.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2,3,4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Амур (Л-222)	AGU-245 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/1 Пер. № 40087-08	VCU-245 Кл.т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Пер. № 91956-24	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	ТОPAZ IEC DAS MX240 Пер. № 65921-16 Зав. № 2400011674
2	ОРУ 110 кВ яч.3	SB 0,8 Кл.т. 0,2S Ктт 500/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
3	ОРУ 110 кВ яч.4	SB 0,8 Кл.т. 0,2S Ктт 500/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	СТВ-01 Пер. № 49933-12 Зав. № 20200428
4	ОРУ 110 кВ яч.5	SB 0,8 Кл.т. 0,2S Ктт 200/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ОРУ 110 кВ яч.6	SB 0,8 Кл.т. 0,2S КТТ 200/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	ТОPAZ IEC DAS MX240 Пер. № 65921-16 Зав. № 2400011674 СТБ-01 Пер. № 49933-12 Зав. № 20200428
6	Ввод 1АТ 110 кВ	SB 0,8 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
7	Ввод 2АТ 110 кВ	SB 0,8 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/1 Пер. № 20951-08	VCU-123 Кл.т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 89834-23	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
8	Ввод 10 кВ 1АТ	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,5S КТТ 4000/1 Пер. № 30709-08	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
9	КРУН-10 кВ яч.9	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S КТТ 300/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
10	КРУН-10 кВ яч.11	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2 Кл.т. 0,5S КТТ 400/1 Пер. № 70106-17	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
11	КРУН-10 кВ яч.13	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S КТТ 300/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
12	КРУН-10 кВ яч.15	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2 Кл.т. 0,5S КТТ 400/1 Пер. № 70106-17	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
13	КРУН-10 кВ яч.19	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S КТТ 300/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
14	КРУН-10 кВ яч.23	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S КТТ 200/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	КРУН-10 кВ яч.25	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	ТОPAZ IEC DAS MX240 Per. № 65921-16 Зав. № 2400011674 СТВ-01 Per. № 49933-12 Зав. № 20200428
16	КРУН-10 кВ яч.27	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 200/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
17	Ввод 10 кВ ТСН-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 75/1 Per. № 25433-08	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
18	КРУН-10 кВ яч.6	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
19	КРУН-10 кВ яч.8	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2 Кл.т. 0,5S Ктт 400/1 Per. № 70106-17	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
20	КРУН-10 кВ яч.10	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
21	КРУН-10 кВ яч.12	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2 Кл.т. 0,5S Ктт 400/1 Per. № 70106-17	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
22	КРУН-10 кВ яч.14	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	
23	КРУН-10 кВ яч.18	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 200/1 Per. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Per. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	КРУН-10 кВ яч.22	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	ТОPAZ IEC DAS MX240 Пер. № 65921-16 Зав. № 2400011674 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Зав. № 20200428
25	КРУН-10 кВ яч.26	ТОЛ-10-1-7 Кл.т. 0,5S Ктт 200/1 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
26	Ввод 10 кВ 2АТ	ТЛП-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт 4000/1 Пер. № 30709-08	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
27	Ввод 10 кВ ТСН-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 75/1 Пер. № 25433-08	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
28	КРУН-10 кВ яч.3	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/1 Пер. № 25433-11	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	СТЭМ-300.265 SU Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 71771-18	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСПД и УССВ ИВК на аналогичные утвержденных типов.

3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.

5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta 1(2)\%$,	$\delta 5\%$,	$\delta 20\%$,	$\delta 100\%$,
		$I_1(2)\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1-7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,7	0,6	0,6
	0,5	2,0	1,2	0,9	0,9
8-27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,2	2,2
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta 1(2)\%$,	$\delta 5\%$,	$\delta 20\%$,	$\delta 100\%$,
		$I_1(2)\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,3	0,8	0,8
8-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,4	1,8	1,8
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,4	1,8	1,8
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta 1(2)\%$,	$\delta 5\%$,	$\delta 20\%$,	$\delta 100\%$,
		$I_1(2)\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1-7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,4	0,9	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,4	1,1	1,1
8-27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,4	3,0	2,3	2,3
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,4	3,0	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta 1(2)\%$,	$\delta 5\%$,	$\delta 20\%$,	$\delta 100\%$,
		$I 1(2)\% \leq I_{изм} < I 5\%$	$I 5\% \leq I_{изм} < I 20\%$	$I 20\% \leq I_{изм} < I 100\%$	$I 100\% \leq I_{изм} \leq I 120\%$
1-7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	21,6	1,5	1,5
	0,5	2,0	1,8	1,6	1,6
8-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,7	2,2	2,2
	0,5	3,0	2,2	1,8	1,8
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,7	2,2	2,2
	0,5	3,0	2,2	1,8	1,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTS (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания: 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta 1(2)\%$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I 1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta 1(2)\%$ и $\delta 2\%Q$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I 2\%$ 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 49,95 до 50,05 0,87 от + 15 до + 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,95 до 50,5 от - 60 до + 60 от + 10 до + 30 от + 15 до + 30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: A1802: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СТЭМ-300: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИБК СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 2 220000 2 45000 1 140000 0,5 10000
Глубина хранения информации: Счетчики: A1802: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СТЭМ-300: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее УСПД: - при отключении питания, лет, не менее	1200 30 125 40 3,5 10

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи;
- информация о результатах измерений может передаваться помощью электронной почты.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД.

Защита информации на программном уровне:

- пароль на электросчетчиках;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени (функция автоматизирована) в:

- электросчетчиках;
- УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	AGU-245	3
Трансформаторы тока	SB 0,8	18
Трансформаторы тока	ТЛП-10-1	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1-7	36
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-7 УХЛ2	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.4-10	12
Трансформаторы напряжения	VCU-123	6
Трансформаторы напряжения	VCU-245	3
Счетчики электрической энергии	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	26
Счетчики электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
Счетчики электрической энергии	СТЭМ-300.265 SU	1
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS MX240	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт – формуляр	4716016979.411711.688-14.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ Амур», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»
(ООО «Телекор ДВ»)
ИНН 2722065434
Адрес: 680028, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская 60А
Телефон: +7(4212) 75-87-75
E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба
Телефон: (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311779

Регистрационный № 88340-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 516
ЦПС Бахилковского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 516 ЦПС Бахилковского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений с помощью турбинных преобразователей расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему сбора и обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входят:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ).

В состав СИКН входят автономные измерительные блоки, представленные средствами измерений, приведёнными в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм, мод. 150-600	БИЛ	15427-01
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	БИЛ, БИК	63044-16*
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	29147-05* 29147-11
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	21027-01 21027-06

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные РС, мод. РС-28	БИЛ, БИК	48825-12*
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244	БИЛ, БИК	14684-00
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644	БИЛ, БИК	14683-00
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04 14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-01 22257-05
Датчики температуры 644	БИЛ, БИК	39539-08*
Датчики температуры ТСПТ Ех	БИЛ, БИК	75208-19*
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	БИЛ, БИК	77963-20*
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-01 15644-06*
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, мод. УДВН-1пм	БИК	14557-05 14557-15
Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	БИК	22214-01
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	СОИ	19240-00
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	СОИ	75139-19*
Примечания 1) Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКН могут быть заменены на находящиеся в резерве. 2) В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов.		

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей расхода, поточных плотномеров и влагомеров на месте эксплуатации без прекращения товарно-коммерческих операций;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- получения 2-часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН, заводской номер 516: пункт подготовки и сдачи нефти № 2 (ППСН № 2) ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН, осуществляется согласно требований их описаний типа, методик поверки или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён типографским способом на информационную табличку установленную возле входа в помещение БИЛ СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера приведено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ПО ИВК ИМЦ-03	ПО ИВК ИМЦ-07	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	ИВК ИМЦ-03	EMC07.Metrology.dll	«RATE АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.04.01	PX.7000.01.09	2.0.1.10
Цифровой идентификатор ПО	ODE929A8	1B8C4675	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объёмного расхода, м ³ /ч	от 80 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %:	
– массы брутто нефти	± 0,25
– массы нетто нефти	± 0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочие, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от + 10 до + 40
– давление, МПа	от 0,3 до 5,4
– плотность при температуре + 20 °С, кг/м ³	от 806 до 830
– кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	6,0
– массовая доля воды в нефти, %, не более	1
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	
– для первичных преобразователей	от + 5 до + 30
– СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от + 15 до + 25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 516 ЦПС Бахиловского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1910/2025 «Масса нефти. Методика измерений системой количества и показателей качества нефти (СИКН) № 516», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.51209.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ 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, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Публичное акционерное общество «ННК-Варьеганнефтегаз»

(ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»)

ИНН 8609000160

Юридический адрес: 628462, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г.о. Радужный, г. Радужный, мкр. 2, д. 21

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Варьеганнефтегаз»

(ПАО «Варьеганнефтегаз»)

ИНН 8609000160

Адрес: 628464, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Радужный, 2 мкр., д. 21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311495

Регистрационный № 83415-21

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Оренбург Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Оренбург Водоканал» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «Оренбург Водоканал», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Информационный обмен с инфраструктурными организациями и смежными субъектами оптового рынка электроэнергии (мощности) (далее – ОРЭМ) осуществляется сервером БД по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате xml-макетов. Передача информации в ПАК АО «АТС» происходит с использованием электронной цифровой подписи (далее – ЭЦП).

Сервер БД также может производить прием, обработку, хранение и отображение информации и данных коммерческого учета электрической энергии и мощности, поступающих от АИИС КУЭ сторонних организаций утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов счетчиков выполняется автоматически при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 002.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Границы основной погрешности, (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.11, ф.СТ-32	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15128-01	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
2	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.18, ф.СТ-41	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 84343-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
3	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.16, ф.И-6	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 84343-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.5, ф.ФШК	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
5	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84343-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,8	±6,3
6	РП-21 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.12, ф.39-5	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84343-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,7
7	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 1сш, яч.01, ф.СТ-44	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,8	±6,3
						активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,6	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 2сш, яч.13, ф.СТ-24	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
9	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 2сш, яч.14, ф.24-1	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
10	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 1сш, яч.1, ф.24-4	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,6	±6,2
11	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 1сш, яч.3	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-11 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 2сш, яч.12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
13	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 1сш, яч.0001	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,6	±6,2
14	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 2сш, яч.15	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
15	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ-10 кВ, 1сш, яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1856-63 ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 69606-17	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,6	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	РП-26 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.11, ф.Б-4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
17	РП-26 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.14, ф.Б-9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
18	РП-26 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2сш, яч.17, ф.26-17	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
19	РП-26 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
20	ТП-1395 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,4	±6,2
21	ТП-1395 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,4	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	РП-37 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.5, ф.54-6	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07 ТБК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
23	ТП 10 кВ Карьер, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,4	±6,2
24	ТП-1018 6 кВ, РУ-6 кВ, 2сш, яч.8, ф.4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 323-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
25	ТП-1018 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.5, ф.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 323-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
26	ТП-1582 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 90448-23	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,7
						реактивная	±2,4	±6,2
27	ТП-1080 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.6, ф.ЮЗ-5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 УЗ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ТП-1080 6 кВ, РУ-6 кВ, 2сш, яч.9, ф.ЮЗ-10	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
29	ТП-2042 10 кВ, РУ-10 кВ, 1сш, яч.10, ф.Зар-10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
30	ТП-2042 10 кВ, РУ-10 кВ, 2сш, яч.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
31	ТП-2042 10 кВ, РУ-10 кВ, 2сш, яч.3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59 ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 32139-06	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
32	ТП-2042 10 кВ, РУ-10 кВ, 1сш, яч.9	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	ТП-1543 10 кВ, РУ-10 кВ, 2сш, яч.5, ф.55-1	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
34	ТП-1543 10 кВ, РУ-10 кВ, 1сш, яч.1, ф.55-2	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
35	ТП-1543 10 кВ, РУ-10 кВ, 2сш, яч.7, ф.Зар-8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 84342-22	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
36	ТП-1085 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.14, ф.ЮЗ-3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
37	ТП-1085 6 кВ, РУ-6 кВ, 2сш, яч.7, ф.ЮЗ-13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
38	ТП-1120 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.6, ф.ЮЗ-6	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ТП-1120 6 кВ, РУ-6 кВ, 2сш, яч.9, ф.ЮЗ-19	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
40	ТП-1080 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.17	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 УЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,7
						реактивная	±2,8	±6,3
41	ВРУ-0,4 кВ ГСК-491, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 90000-23		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±2,4	±8,5
42	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, ШУ-1 0,4кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ШС-0,4кВ БС МТС	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±2,4	±8,5
43	ЦРП 10 кВ Насосная станция 3-го подъема, РУ- 10 кВ, 1сш, яч.001	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,6
						реактивная	±2,6	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ШС-0,4 кВ ГСК-155, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 90000-23	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±2,4	±8,5
45	ТП-1395 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2сш, КЛ-0,4 кВ в сторону ШС-0,4 кВ ООО Стройзаказчик	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,7
						реактивная	±2,4	±6,2
46	ШС-0,4 кВ ГСК-103, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4TM.06T.21. 00.00 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82640-21		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±1,3	±4,6
47	ШС-0,4 кВ Электрощито- вой АБК-1, КЛ- 0,4 кВ в сторону ШС-0,4 кВ БС МТС	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±2,4	±8,5
48	ТП-1395 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1сш, КЛ-0,4 кВ в сторону вв.1 ШС-0,4 кВ производствен- ной базы	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,7
						реактивная	±2,4	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	ТП-1395 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2сш, КЛ-0,4 кВ в сторону вв.2 ШС-0,4 кВ производствен- ной базы	ТШП Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,7
						реактивная	±2,4	±6,2
50	ШС-0,4 кВ здания комплексно- эксплуатацион- ной службы, вв.1	-	-	ПСЧ- 4ТМ.06Т.21. 00.00 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82640-21		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±1,3	±4,6
51	ШС-0,4 кВ здания комплексно- эксплуатацион- ной службы, вв.2	-	-	ПСЧ- 4ТМ.06Т.21. 00.00 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82640-21		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±1,3	±4,6
52	ШС-0,4 кВ Освещение ул.Беляевская, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80589-20		активная	±1,1	±3,9
						реактивная	±2,4	±8,5
53	ТП-1440 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,7
						реактивная	±2,4	±6,2
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-53 от минус 20 °С до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	53
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- коррекции времени в счетчике с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика;
- результат самодиагностики;
- перерывы питания;
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - сбой, перерыв питания;
 - коррекции времени в счетчиках, сервере с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	30
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	5
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	12
Трансформатор тока	ТПЛ	1
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТВК-10	1
Трансформатор тока	ТТН	3
Трансформатор тока	ТТН	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	1
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	ТШП	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 УЗ	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НОМ-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	36
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-02 PQRS	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т.21.00.00	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.107-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Оренбург Водоканал», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Оренбург Водоканал»

(ООО «Оренбург Водоканал»)

ИНН 5610077370

Юридический адрес: 460058, Оренбургская обл., г. Оренбург, ул. Потехина, д. 41

Телефон: +7 (916) 673-03-82

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская обл., Красногорский р-н, 26 км автодороги «Балтия», бизнес-центр «Рига Ленд», стр. 3, офис 429 (часть «А»)

Телефон: 8 (495) 980-59-00

Факс: 8 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429

Регистрационный № 78891-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 917
ПСП «Азнакаево»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 917 ПСП «Азнакаево» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти и показателей качества нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью ультразвуковых преобразователей расхода (далее по тексту – ПР), преобразователей давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или ареометром, лабораторным плотномером, в лаборатории или блоке измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК) по аттестованной методике измерений плотности.

Конструктивно СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (БИЛ);
- БИК;
- системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ);
- стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ);
- узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ).

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной резервной ИЛ. Любая ИЛ может быть, как рабочей, так и резервной.

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: комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (далее по тексту – ИВК), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; три автоматизированных рабочих места оператора (далее по тексту – АРМ оператора) и АРМ химико-аналитической лаборатории, оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Стационарная ТПУ предназначена для проведения поверки ПР на ИЛ, а также проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) в межповерочном интервале ПР.

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень СИ

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01	67527-17
Счетчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5	65641-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Датчики температуры Rosemount 3144Р	63889-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»	77871-20*
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05*, 14557-10*, 14557-15
Влагомеры товарной нефти МВН-1	63973-16
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Датчики температуры ТМТ162R	63821-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB	62207-15
* – Применяется при температуре нефти от +5 до +30 °С.	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и КМХ ПР по передвижной эталонной установке.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{т}/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое вычисление объема нефти в рабочем диапазоне расхода (м^3);
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания массовой доли воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной ПУ;
- поверку и КМХ СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений, либо в лаборатории;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК для обеспечения требований ГОСТ 2517-2012;
- ручной отбор точечной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

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

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 1, закрепленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

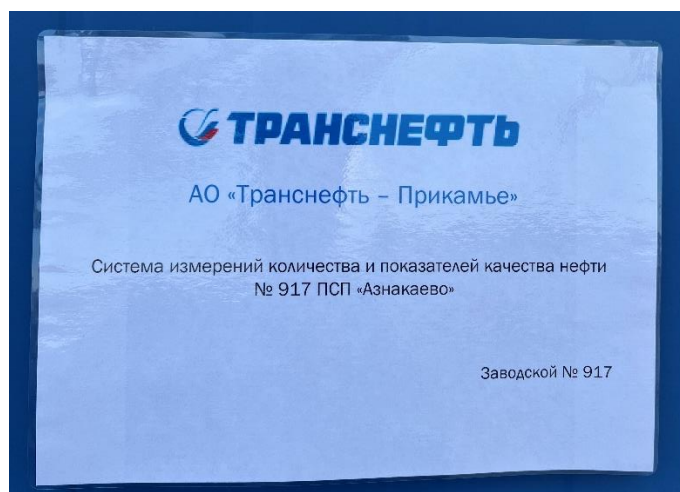


Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН включает в себя ПО ИВК. К метрологической значимой части ПО относится набор программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции. Идентификация каждого модуля производится по его наименованию и контрольной сумме.

ПО защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой паролей.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	d0f37dec
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	587ce785
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО	f41fde70
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО	4fb52bab
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО	b3b9b431
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО	76a38549
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода [*] , м ³ /ч	от 60,0 до 1000,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
[*] Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

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, кг/м ³ – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, сСт – давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт.ст.), не более – содержание свободного газа	от 860 до 910 от +1 до +30 0,5 0,05 900 от 5 до 85 66,7 (500) не допускается

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений давления нефти, МПа	от 0,17 до 1,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура окружающей среды в помещениях, где установлено оборудование, °С	от -45 до +40 от +5 до +30
Средний срок службы, лет, не менее	25
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Количество ИЛ, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации 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 № 917 ПСП «Азнакаево», зав. № 917	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 917 ПСП «Азнакаево» Альметьевского РНУ филиала АО «Транснефть – Прикамье», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 530-RA.RU.312546-2025 от 15.08.2025.

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» пункт 6.1.1

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 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

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье»

(АО «Транснефть – Прикамье»)

ИНН: 1645000340

Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Телефон: +7 (843) 279-04-20

Факс: +7 (843) 279-01-12

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»

(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994

Регистрационный № 83783-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных и автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность. ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков; – ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80030, 80040 и др., заверенных электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 от счетчиков до GSM/GPRS модема;
- посредством сети Интернет через провайдера и оператора сотовой связи GSM для передачи данных от GSM/GPRS модема до ИБК;
- посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИБК во внешние системы;
- посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера, часы счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1) в цифровом формате указывается типографическим способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №3	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»
2	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №5	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
3	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
4	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №9	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
5	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №11	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 ARTM-00PB.R Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
6	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №21	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»
8	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №23	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
9	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
10	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №27	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 650/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
11	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №4	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
12	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №6	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
13	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №8	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
14	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
15	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №12	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
16	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №20	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
17	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №22	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
18	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №24	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №26	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»
20	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №28	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
21	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №30	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
22	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. №32	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
23	ПС 220 кВ «Тепличная», ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. №29	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

Номер ИК	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} < I ₁₂₀	
		δ _{W_о} ^A %	δ _{W_о} ^P %	δ _{W_о} ^A %	δ _{W_о} ^P %	δ _{W_о} ^A %	δ _{W_о} ^P %	δ _{W_о} ^A %	δ _{W_о} ^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

Номер ИК	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} < I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с								±5	
Примечание: I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ; I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ; I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ; I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ; I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ; $I_{изм}$ – сила тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; δ_{Wo}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P = 0,95$ при измерении активной электрической энергии; δ_{Wo}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P = 0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.									

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: – для ТТ и ТН	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40

Продолжение таблицы 5

1	2
– для счетчиков – для сервера	от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервный сервер с установленным специализированным ПО;
– резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

– счётчика, с фиксированием событий:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике.
– ИВК, с фиксированием событий:
– даты начала регистрации измерений;
– перерывы электропитания;
– программные и аппаратные перезапуски;
– установка и корректировка времени;
– переход на летнее/зимнее время;
– нарушение защиты ИВК;
– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– счётчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки
– сервера;
– защита информации на программном уровне:
– результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
– установка пароля на счетчик;
– установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	30
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	39
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	21
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00PB.R	1
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
ИБК	Энергосфера	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.0001 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС ТЕПЛИЧНАЯ» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПС Тепличная»

(ООО «ПС Тепличная»)

ИНН 5406814070

Юридический адрес: 630099, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе 40, офис 4603

Телефон: +7 (383) 309-22-21

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПС Тепличная»

(ООО «ПС Тепличная»)

ИНН 5406814070

Адрес: 630099, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, 40, офис 4603

Телефон: +7 (383) 309-22-21

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических
измерений»

(Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556

В части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736

Регистрационный № 84237-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга» (далее – СКУН-3М) предназначена для измерений массы светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия СКУН-3М основан на прямом методе динамических измерений по ГОСТ 8.587-2019 с применением преобразователей массового расхода. Выходные сигналы преобразователей расхода, избыточного давления и температуры по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы по реализованному в ней алгоритму.

СКУН-3М представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СКУН-3М осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационной документацией ее компонентов.

Конструктивно СКУН-3М состоит из трех блоков измерительных линий (далее - БИЛ) с двумя измерительными линиями (рабочей и контрольно-резервной) в каждом блоке и системы сбора и обработки информации (далее - СОИ), предназначенной для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Средства измерений, входящие в состав СКУН-3М и участвующие в измерениях массы нефтепродуктов, их регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СКУН-3М

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Расходомеры массовые Promass первичный преобразователь Promass F, электронный преобразователь 83	15201-11

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass, первичный преобразователь Promass F, электронный преобразователь 83	15201-05
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300 Promass 500) первичный преобразователь Promass F, электронный преобразователь Promass 300	68358-17
Датчики давления Метран-150 модель 150TGR	32854-13
Датчики температуры ТСПТ Ex	57176-14
Система обработки информации	
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии K, модель KFD2-STC4-Ex1.20	22153-14
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» исполнение по ТУ ИнКС.425210.003	52866-13

СКУН-3М обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы светлых нефтепродуктов;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- контроль нарушения предупредительных границ и аварийных значений;
- отображение на АРМ оператора мгновенных и рассчитанных значений, архивных данных учета, диагностической информации системы в виде мнемосхем, трендов;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств СКУН-3М;
- долговременное автоматическое архивирование и хранение измерительной информации;
- формирование на основе архивных данных различного вида и назначения установленных форм отчетных документов.

Пломбирование СКУН-3М не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав СКУН-3М, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на СКУН-3М не предусмотрено.

Заводской номер системы № ПРНХ.401.250.049 нанесен методом лазерной печати на этикетку, расположенную на приборном шкафу из состава СКУН-3М и указан в руководстве по эксплуатации.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора осуществляет отображение результатов измерений, технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, подготовку отчетов, ведение архивов.

Метрологически значимым ПО является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» реализующее обработку входных данных (измеренных значений) в соответствии с заложенными алгоритмами.

Идентификационные признаки метрологически значимого ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы за час, т – БИЛ №1 – БИЛ №2 – БИЛ №3	от 80 до 800 от 80 до 800 от 80 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	±0,25

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда: – БИЛ №1 – БИЛ №2 – БИЛ №3	дизельное топливо по ГОСТ 32511-2013 бензин по ГОСТ 32513-2023 топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86
Температура измеряемой среды, °С – БИЛ №1 – БИЛ №2 – БИЛ №3	от -5 до +60 от -5 до +30 от -5 до +40
Избыточное давление измеряемой среды, МПа – БИЛ №1 – БИЛ №2 – БИЛ №3	от 0,5 до 2,5 от 0,5 до 2,5 от 0,5 до 2,5
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	$380^{+38}_{-57}/220^{+22}_{-33}$ от 49 до 51

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - в месте установки БИЛ - в месте установки СОИ	от -35 до +35 от +15 до +25
- относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от 30 до 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга»	-	1 шт. зав. № ПРНХ.401.250.049
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса светлых нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311735, свидетельство об аттестации № 1341-RA.RU.311735-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 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»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.3.1

Правообладатель

Акционерное общество «Газпромнефть - Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328

Юридический адрес: Российская Федерация, 109429, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Капотня, кв-л Капотня 2-й, д. 1, к. 3

Телефон: +7 (495) 734 92 00

Факс: +7 (495) 355 62 52

E-mail: MNPZ@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть - Московский НПЗ»

(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)

ИНН 7723006328

Адрес: Российская Федерация, 109429, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Капотня, кв-л Капотня 2-й, д. 1, к. 3

Телефон: +7 (495) 734 92 00

Факс: +7 (495) 355 62 52

E-mail: MNPZ@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических
измерений»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево,
промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц:
RA.RU.310556