



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.29.157.А № 73944

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517
(СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО "Таас-Юрях
Нефтегазодобыча"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1218/16

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Корпорация Уралтехнострой"
(ООО "Корпорация Уралтехнострой"), Республика Башкортостан, г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75087-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

НА.ГНМЦ.0229-18 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2019 г. № 1152

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 036132

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (далее – СИКН) предназначена для измерений массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (далее – МПР). Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр для местной индикации давления.

Блок фильтров состоит из двух линий (рабочая и резервная). На каждой линии установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометры для местной индикации давления.

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

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие технические средства:

- пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- расходомер массовый Promass (регистрационный № 15201-11);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в

комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля 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.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный

№ 57762-14);

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- два пробоотборника автоматических «ВИРА-3-50-100» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник ручной для ручного отбора проб;
- место для подключения пикнометрической установки или устройства для измерений объемного содержания свободного газа в нефти;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

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

На входе и выходе узла подключения передвижной ПУ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (регистрационный № 53852-13), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных и два автоматизированных рабочих места оператора с комплексом программного обеспечения «Форвард Про», оснащенные монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Таблица 1 – Перечень средств измерений в составе СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомер массовый Promass	15201-11
Датчик давления Метран-150	32854-13
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	53852-13
Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности (кг/м^3), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечной пробы нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

К ПО верхнего уровня относится комплекс программного обеспечения «Форвард Про» автоматизированного рабочего места (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

ПО СИКН защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ-оператора			ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	ИВК ИМЦ-07
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	8B71AF71	30747EDB	F8F29210	A204D560
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-32	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 171,1 до 823,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м ³	от 850 до 895
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до +50
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 1,9 до 8,5
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, не более	0,016
Массовая концентрация хлористых солей в измеряемой среде, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля парафина в измеряемой среде, %	от 2,3 до 3,2
Массовая доля серы в измеряемой среде, %	от 0,61 до 1,80
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
Содержание свободного газа	не допускается
Количество ИЛ	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	(220/380) ^{+10%} -15% (50±1)
Габаритные размеры СИКН (ДхШхВ), мм,	12 000х9 000х4 142
Температура окружающего воздуха: - для первичных измерительных преобразователей, °С - для ИВК и АРМ оператора, °С	от +10 до +40 от +20 до +28
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», зав. № 1218/16	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Методика поверки	НА.ГНМЦ.0229-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0229-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Методика поверки», утверждённой ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 30.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКН;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ТПП НА МН-18-01 Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти Среднеботуобинского НГКМ», аттестованном ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» (свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-022/01-2018 от 26.03.2018г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1517 (СИКН) на ЦПС. Расширение Среднеботуобинского НГКМ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 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

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация Уралтехнострой»
(ООО «Корпорация Уралтехнострой»)

ИНН 0275022471

Адрес: 450065, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Свободы, д. 61

Телефон: +7 (347) 279-20-61, +7 (347) 279-20-63

E-mail: info@uralts.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-Производственное Предприятие НЕФТЕАВТОМАТИКА» (ООО «ТПП НЕФТЕАВТОМАТИКА»)

ИНН 0276119684

Адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 134/7, офис 309

Телефон: +7 (347) 294-09-44

E-mail: tppnafta@yandex.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68
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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.