

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский» (далее – СИКН) предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при учетно-расчетных операциях.

Описание средства измерений

СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы брутто нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ).

Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от преобразователей массы, давления, температуры, плотности, влагосодержания.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

В состав СИКН входят:

- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ): две рабочие и резервно-контрольная измерительные линии (далее – ИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- СОИ.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти, проходящей через БИЛ, прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- автоматический контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- автоматический КМХ рабочих и контрольно-резервного СРМ по ТПУ;
- защиту оборудования и средств измерений (далее – СИ) от механических примесей;
- отбор пробы в БИК;
- измерение плотности и влагосодержания нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания в нефти влаги, хлористых солей и механических примесей;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

СИ, входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1:

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
БФ			
1	Преобразователь давления измерительный 3051TG	1	14061-10
2	Преобразователи давления измерительные 3051CD	2	14061-10
БИЛ			
1	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion SMF300/3500	3	45115-10
2	Датчик температуры 644	1	39539-08
3	Преобразователи давления измерительные 3051S	4	24116-08
4	Датчики температуры Метран-274	3	21968-11
БИК			
1	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-010М «ВЗЛЕТ РС»	1	16179-02
2	Счетчик жидкости СЖУ	1	23602-08
3	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	1	52638-13
4	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	2	14557-10
5	Преобразователь давления измерительный 3051TG	1	14061-10
6	Датчик температуры 644	1	39539-08
Блок ТПУ			
1	Установка поверочная СР-М (в комплекте с преобразователем плотности жидкостным измерительным модели 7835 (Госреестр № 15644-06) и расходомером жидкости турбинным 1500 (Госреестр № 32712-12))	1	27778-09
2	Ротаметр Н250	1	48092-11
3	Преобразователи давления измерительные 3051S	3	24116-08
4	Датчики температуры 3144Р	3	39539-08
СОИ			
1	Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02» (далее - ИВК)	1	43724-10
2	АРМ оператора СИКН «Вектор»	2	-

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКН обеспечивается применением преобразователей измерительных (барьеров искрозащиты), входящих в состав ИВК.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля администратора) и идентификации (отображением на информационном дисплее СИКН структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольную сумму) ПО), а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи. Аппаратная защита обеспечивается опломбированием ИВК. Уровень защиты ПО и измерительной информации – средний по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Идентификационное наименование ПО	icc_mt	calc.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	355877189	B1BE0C27299764F BDB3DF226000C93B7	6deb147f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	md5	CRC-32
Другие идентификационные данные	ПО ИВК	ПО АРМ оператора «Вектор»	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКН представлены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	СИКН
Рабочая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон массового расхода нефти через СИКН, т/ч - ИЛ №1 - ИЛ №2 - ИЛ №3	от 20 до 180 от 20 до 180 от 19,9 до 181
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 1 до 30
Рабочее избыточное давление нефти, МПа, не более	от 0,2 до 0,54
Физико-химические свойства нефти: - плотность нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ - вязкость нефти кинематическая в рабочем диапазоне температур, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа, не более - объемная доля свободного газа	от 754,2 до 870,1 от 1,14 до 5,1 0,5 0,05 900 66,7 отсутствует
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Условия эксплуатации СИ СИКН: - температура окружающей среды в месте установки, °С СИ БФ, БИЛ, БИК, блока ТПУ СОИ - относительная влажность в месте установки, %, не более первичных преобразователей ИК вторичных преобразователей ИК и СОИ - атмосферное давление, кПа	от 0 до 40 от 5 до 30 95 80 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В: - частота, Гц	380/220 (±10%) 50±0,1

Наименование	СИКН
Потребляемая мощность, кВ·А, не более	15
Режим работы СИКН	постоянный
Габаритные размеры (Д×Ш×В) СИКН, мм - БФ - Блок-бокс БИЛ и БИК - Блок-бокс ТПУ	3200×2030×2870 10200×3200×3950 9800×3000×3000
Масса, кг, не менее: - БФ - Блок-бокс БИЛ и БИК - Блок-бокс ТПУ	3000 9840 20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку СИКН методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН представлена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский», зав.№ 15	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский». Паспорт	1 экз.
МП 126-30151-2014 ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский». Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 126-30151-2014 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский». Методика поверки». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 11 ноября 2014 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- СИ в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных измерительных преобразователей;

- калибратор многофункциональный МС5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон воспроизведения частотных сигналов прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01 \text{ \%}$.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 178-384-01.00328-2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский»

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

2. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения

3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

4. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти, утвержденные приказом Минпромэнерго от 31.03.05. № 69

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли;

- при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов.

Изготовитель

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

629850, Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ,

Пуровский район, г. Тарко-Сале, ул. Тарасова, д. 28

Телефон: (34997) 45-000

Факс (34997) 45-049

e-mail: tsng@tsng.novatek.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»

420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Телефон: (843)214-20-98

Факс (843)227-40-10

e-mail: office@ooostp.ru

<http://www.ooostp.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«____» _____ 2015 г.