

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2396

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 581
ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 581 ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти при ведении приема - сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» и АО «Транснефть - Сибирь».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока поверочной установки (далее – ПУ), системы обработки информации (далее – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Узел подключения передвижной ПУ установлен на открытой площадке, блок фильтров, БИЛ, БИК, блок ПУ и СОИ установлены в отапливаемом помещении.

Блок фильтров (далее - БФ) состоит из двух коллекторов DN 250, между которыми расположены три линии DN 100 с установленными на них фильтрами сетчатыми дренажными жидкостными «СДЖ-100-40», запорной арматуры DN 100. Для измерения перепада давления на коллекторах БФ установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и технические средства:

- датчик давления 1151 (регистрационный №13849-99) или преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- манометры избыточного давления МТИф (регистрационный №34911-07 или №34911-11) для местной индикации давления нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов и трех измерительных линий (далее - ИЛ) – две рабочие и одна контрольно-резервная. В состав каждой ИЛ входят:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 300 DN 100 с электронным преобразователем серии 2700 (регистрационный № 13425-06 или №45115-10);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);

- преобразователь измерительный 644, 3144Р (регистрационный № 14683-04 или № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-01, № 22257-05 или № 22257-11) или датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);

- манометр избыточного давления МТИф (регистрационный №34911-07 или №34911-11) для местной индикации давления нефти;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный (регистрационный № 303-91) для местной индикации температуры нефти.

На входном коллекторе БИЛ установлено пробозаборное устройство щелевого типа.

БИК выполняет функции непрерывного измерения плотности, объемной доли воды в нефти, и автоматического отбора объединенной пробы нефти для последующего определения показателей качества нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-01, №15644-06 или № 52638-13);
- расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» (регистрационный № 28363-04);
- счетчик жидкости турбинный ТОР (регистрационный № 6965-03);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) (регистрационный № 14557-05, регистрационный № 14557-10);
- датчик температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08) или преобразователь измерительный 644, 3144Р (регистрационный № 14683-04 или № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-01, № 22257-05 или № 22257-11);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04 или № 14061-10);
- манометр избыточного давления МТИф (регистрационный №34911-07 или №34911-11) для местной индикации давления нефти;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный (регистрационный № 303-91) для местной индикации температуры нефти;
- два автоматических пробоотборника Пульсар-АП1 (рабочий и резервный);
- диспергатор с краном ручного отбора проб;
- термостатирующий цилиндр для проведения контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) поточных преобразователя плотности жидкости измерительных 7835;
- два циркуляционных насоса (рабочий и резервный);
- узел подключения пикнометрической установки.

В состав блока ПУ входят:

- установка поверочная двунаправленная 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002, ГОСТ 8.142-2013 с диапазоном измерений от 25 до 180 м³/ч и пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,1$ %;
- два преобразователя давления измерительных 3051S (регистрационный № 24116-02, № 24116-08 или № 24116-13);
- два датчика температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08) или преобразователя измерительных 644, 3144Р (регистрационный № 14683-04 или № 14683-09) в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (регистрационный № 22257-01, № 22257-05 или № 22257-11);
- манометры избыточного давления МТИф (регистрационный №34911-07 или №34911-11) для местной индикации давления нефти;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные (регистрационный № 303-91) для местной индикации температуры нефти.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для подключения передвижной поверочной установки 1-го разряда при проведении поверки установки поверочной двунаправленной 2-го разряда.

Система обработки информации состоит из:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ - 03 (регистрационный № 19240-05);
- два автоматизированных рабочих места оператора (рабочего и резервного) на базе персонального компьютера с программным комплексом «Вектор», предназначенных для

визуального отображения результатов измерений и управления технологическими режимами работы СИКН.

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 температуры (°С), давления (МПа), плотности нефти (кг/м³), объемной доли воды в нефти (%), динамической вязкости нефти (мПа·с), давления насыщенных паров нефти (кПа), объемного расхода нефти через БИК (м³/ч);
- поверка и КМХ преобразователей расхода по стационарной ПУ или передвижной ПУ;
- поверка стационарной ПУ по передвижной поверочной установке 1-го разряда;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечных проб нефти;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

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

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительный ИМЦ - 03 (далее – ИМЦ - 03), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами ИМЦ - 03, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО ИМЦ - 03 относится файл «oil_mm.exe», отражающий характеристики технологического объекта, на котором применяется ИМЦ - 03, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО АРМ «Вектор», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров СИКН, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Метрологически значимая часть отсутствует.

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы доступа и паролей;
- предусмотрена физическая защита (опломбирование) промышленных компьютеров и клавиатуры установленных в ИМЦ-03 от несанкционированного доступа;
- контроль целостности и подлинности ПО осуществляется посредством расчета контрольных сумм исполняемых файлов по алгоритму CRC32.

Идентификационные данные ПО ИМЦ-03 приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИМЦ-03:

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	oil_mm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	14C5D41A

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 25 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 700 до 890
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с, не более	25
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +40
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 4,0
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы системы	непрерывный
Напряжение питания сети, В	220/380
Частота питающей сети, Гц	50±1
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 581 ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	СИКН № 581, зав. № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 581	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 581 ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0137-16 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0137-16 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 581 ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 05.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002, ГОСТ 8.142-2013;
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$;
- рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- Устройства поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа УПВА-Эталон (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 29220-05);
- калибратор давления модульный МС2-R (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28899-05);
- калибратор температуры АТС-140В (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 20262-07);
- магазин сопротивлений Р4831 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 6332-77).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки СИКН наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) №581 ТПП «Когалмнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», аттестована ФБУ «Тюменский ЦСМ» 14.08.2018 г. ФР.1.29.2018.31542

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 581 ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

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

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инженерно-производственная фирма Вектор»

(ЗАО «ИПФ Вектор»)

ИНН 7203091101

Адрес: 625031, г.Тюмень, ул.Шишкова, д.88

Телефон/факс +7 (3452) 592-725

E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Заявитель

Уфимское наладочное управление акционерного общества «Нефтеавтоматика»
(УНУ АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 450511, РБ, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1
Телефон: +7 (347) 262-15-84, 8-800-700-78-68
Факс: +7 (347) 262-15-84
E-mail: unu@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Российская Федерация, 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.