

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274  
ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и автоматизированных измерений массы нетто нефти при ведении учетных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ОАО «Северо-Западные МН».

### Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью 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.

Блок фильтров состоит из двух коллекторов DN 250, двух фильтров сетчатых с быстросъемной крышкой «МИГ-ФБ-200-4,0», запорной арматуры DN 200. Для измерения перепада давления на каждом фильтре установлены преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD с калиброванным диапазоном измерений от 0 до 0,4 МПа и пределами допускаемой относительной погрешностью  $\pm 0,075$  %, манометры на входе и выходе фильтра.

БИЛ состоит из трех блоков – БИЛ1, БИЛ2 и БИЛ3. В состав БИЛ1 входят две рабочие измерительные линии (далее – ИЛ). В состав БИЛ2 входит одна рабочая ИЛ. В состав БИЛ3 входит одна резервная ИЛ. В каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83 (далее – преобразователь расхода) с диапазоном измерений массового расхода от 80 до 800 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расхода не более  $\pm 0,25$  %;

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- преобразователь измерительный iTemp TMT в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,2$  °С;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции непрерывного измерения плотности, вязкости нефти, 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 по ГОСТ 2517-2012. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный) с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;

- два расходомера массовых Promass (рабочий и резервный) с первичным преобразователем расхода Promass E DN 40 и вторичным электронным преобразователем 40 с диапазоном измерений расхода нефти от 1 до 45 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более  $\pm 5$  %;

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) с диапазоном измерения объемной доли воды от 0,01 % до 2,0 % и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерения  $\pm 0,05$  %;

- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7829 (рабочий и резервный) с диапазоном измерений динамической вязкости от 0,5 до 100 мПа•с и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений динамической вязкости:  $\pm 0,2$  мПа•с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа•с;  $\pm 1$  мПа•с в диапазоне от 10 до 100 мПа•с;

- прибор УОСГ-100 СКП с диапазоном измерений давления от 0 до 10 МПа и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений давления не более  $\pm 0,1$  МПа, с диапазоном измерений изменения вместимости от 0 до  $30 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений изменения вместимости не более:  $\pm 0,2 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> – в диапазоне от 0 до  $10 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> и  $\pm 0,4 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> – в диапазоне от  $10 \cdot 10^{-6}$  до  $30 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>;

- анализатор давления насыщенных паров автоматический поточный MINIVAP ON-LINE с диапазоном измерения давления насыщенных паров от 0 до 1 МПа и пределом допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- преобразователь измерительный iTemp TMT в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,2$  °С;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры;

- два изокинетических пробоотборника Clif Mock True Cut C-22 (рабочий и резервный);

- пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р» с диспергатором;

- термостатирующий цилиндр для проведения контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) поточных преобразователей плотности жидкости измерительных 7835;

- два циркуляционных насоса GSA 1,5x1x6H C A4 49 (рабочий и резервный);

- узла подключения пикнометрической установки.

В состав блока ПУ входят:

- установка поверочная двунаправленная 2-го разряда с диапазоном измерений от 40 до 400 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой основной относительной погрешности  $\pm 0,1$  %;

- два преобразователя давления измерительных Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- два преобразователя измерительных iTemp TMT в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,2$  °С;

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для подключения передвижной поверочной установки 1-го разряда при проведении поверки установки поверочной двунаправленной 2-го разряда либо, в случае необходимости, расходомеров массовых Promass, установленных в БИЛ. На узле подключения передвижной ПУ установлены:

- два преобразователя давления измерительных Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- два преобразователя измерительных iTemp TMT в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,2$  °С;

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе СИКН установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- манометр для местной индикации давления;

- два индикатора фазового состояния

- пробозаборное устройство МВПТ-А-250-6,3-1п.

На выходном коллекторе СИКН установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP с диапазоном измерений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5$  %;

- преобразователь измерительный iTemp TMT в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии TR модели TR 10 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более  $\pm 0,2$  °С;

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Система обработки информации состоит из:

- два контроллера измерительных FloBoss S600 (рабочий и резервный) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении массы, расхода и объема  $\pm 0,01\%$ ;

- преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н с диапазоном входного тока от 0 до 24 мА и пределами допускаемой приведенной погрешности преобразования  $\pm 0,02\%$ .

- два автоматизированных рабочих места оператора (рабочего и резервного) на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сropos», 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/м<sup>3</sup>), объемной доли воды в нефти (%), динамической вязкости нефти (мПа•с), давления насыщенных паров нефти (кПа), массового расхода нефти через БИК (т/ч);

- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и КМХ преобразователей расхода по стационарной ПУ или передвижной ПУ;

- поверку стационарной ПУ по передвижной поверочной установке 1-го разряда;

- автоматический отбор объединенной пробы нефти;

- ручной отбор точечных проб нефти;

- регистрацию 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 (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (далее – контроллеров), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относятся архив «vxworks.bin.05.bin», характеризующий операционную систему контроллера. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров измерительных FloBoss S600 № 1551014-06, выдано ФГУП ВНИИР 12.12.2006 г.

К ПО верхнего уровня относится ПО программный комплекс «Сropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-015/04-2014 от 20.03.2014 г. ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО программный комплекс «Сropos» относятся файлы «doc.exe», «poverka.exe», «dens.exe».

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 паролей;

- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

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

Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	280513res
Номер версии (идентификационный номер) ПО	405
Цифровой идентификатор ПО	0179
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Идентификационные данные ПО ПК «Сторос» (рабочего и резервного):

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	poverka.exe	doc.exe	dens.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО	992D9511	B768BE77	81458CA4
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 130 до 834
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +40
Рабочий диапазон давления нефти, МПа:	от 0,3 до 1,0
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 805 до 850
Вязкость нефти кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	
- при температуре 20 °С, не более	6,0
- в рабочем диапазоне температур	от 2,5 до 25
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	±0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0054-14 МП.
4. Паспорт.

## **Поверка**

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0054-14 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 16.09.2014 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 19.06.2013 г., ФР.1.29.2014.16938.

## **Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
2. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утверждены приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 г. № 69.

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:**

осуществление торговли и товарообменных операций.

## **Изготовитель**

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(ОАО «Нефтеавтоматика»)

450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

тел/факс (347) 228-81-70

E-mail: [nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru](mailto:nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел./факс: (843) 295-30-47; 295-30-96;

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.      «\_\_\_»      \_\_\_\_\_ 2015 г.