

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/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ кг/м³;

- 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 ± 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; ± 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 $30 \cdot 10^{-6}$ м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений изменения вместимости не более: $\pm 0,2 \cdot 10^{-6}$ м³ – в диапазоне от 0 до $10 \cdot 10^{-6}$ м³ и $\pm 0,4 \cdot 10^{-6}$ м³ – в диапазоне от $10 \cdot 10^{-6}$ до $30 \cdot 10^{-6}$ м³;

- 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 м³/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/м³), 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 ³ | от 805 до 850 |
| Вязкость нефти кинематическая, мм ² /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 ³ | ±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

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

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.