

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 13 Омской ЛПДС

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 13 Омской ЛПДС» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между АО «Транснефть – Западная Сибирь» и АО «Транснефть-Урал» и ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла регулирования давления. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов DN500, 2-х рабочих, 1 резервной измерительных линий (ИЛ) DN250 и 1 контрольной ИЛ DN400. В каждой из рабочих и резервной ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- фильтр тонкой очистки SPE, оборудованный быстросъемной крышкой, в комплекте с преобразователем разности давлений Сапфир-22М-ДД-Ех модели 2440 (Госреестр № 11964-91);
- преобразователь расхода жидкости турбинный типа МИГ-250 (Госреестр № 13981-94, 26776-08);
- датчик давления МТ 100Р (Госреестр № 13094-95);
- преобразователь температуры модели ТСП 9418-04;
- манометр технический МТИ (Госреестр №);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91);
- запорная арматура.

В состав контрольной ИЛ входят:

- фильтр тонкой очистки SPE, оборудованный быстросъемной крышкой, в комплекте с преобразователем давления измерительным ЕЈХ110 (Госреестр № 28456-09);
- счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели М16-S3 (Госреестр № 18307-99);
- преобразователь давления модели МТ 100Р (Госреестр № 13094-95);
- преобразователь температуры модели ТСП 9418-04 (Госреестр № 15196-96);
- манометр технический МТИ (Госреестр № 1844-63);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91);
- запорная арматура.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров качества нефти, а также автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное

устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (Госреестр № 52638-13);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829 (Госреестр № 15642-06);
- преобразователь давления измерительный EJX530A (Госреестр № 28456-09);
- манометр показывающий МП160 (Госреестр № 47452-11);
- преобразователь измерительный температуры 644 (Госреестр № 14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (Госреестр № 22257-11);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 (Госреестр № 303-91);
- анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX XT (Госреестр № 47395-11);
- преобразователь расхода жидкости ультразвуковой UFM 3030 (Госреестр № 48218-11);
- две системы автоматического пробоотбора Clif Mock;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;
- термостатируемый цилиндр;
- место для подключения пикнометрической установки и устройства для определения содержания свободного газа в нефти.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два комплекса измерительно-вычислительных на базе устройств программного управления TREI-5B (рабочий и резервный) (Госреестр № 19026-99) и два автоматизированных рабочих места оператора (далее - АРМ), оборудованные персональными компьютерами со специализированным программным обеспечением и средствами отображения и печати.

Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих, резервных и контрольной ИЛ, проводят с помощью стационарной установки поверочной трубопоршневой (далее – ТПУ) двунаправленной 1-го разряда с диапазоном расходов нефти от 30 до 1775 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ % в комплекте с преобразователями давления, температуры, манометрами и термометрами. Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих и резервных ИЛ, возможно также с помощью счетчика (преобразователя) объема жидкости эталонного лопастного Smith Meter модели M16-S3, установленного в контрольной ИЛ.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, динамической вязкости нефти, объемной доли воды и серосодержания в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- автоматическое вычисление кинематической вязкости нефти, массовой доли воды;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в испытательной лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по стационарной ТПУ;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода турбинных, установленных в рабочих и резервных ИЛ, по счетчику (преобразователю) объема жидкости эталонному лопастному Smith Meter модели M16-S3, установленному в контрольной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН представлено встроенным ПО измерительно-вычислительных комплексов TREI-5B и ПО АРМ «НПФ Круг».

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	НПФ Круг
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3,0
Цифровой идентификатор ПО	d4f619fd30ef8cbb35bd787d3a05b881
Другие идентификационные данные	-

Защита ПО обеспечивается установкой паролей доступа и ведением доступного только для чтения журнала событий. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
рабочий диапазон объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 380 до 3200;
рабочий диапазон вязкости нефти, мм ² /с	от 0,5 до 40,0;
рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 700 до 900;
рабочий диапазон температуры нефти, °С	от минус 5 до 30;
рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,24 до 6,3;
массовая доля воды, %, не более	1,0;
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.

П р и м е ч а н и е - В процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ТПР не должно превышать ± 15 мм²/с.

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 № 13 Омской ЛПДС». Методика поверки» НА.ГНМЦ.0069-15 МП.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0069-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 13 Омской ЛПДС». Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 16.02.2015 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости не более $\pm 0,5$ %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор многофункциональный МС5-Р (Госреестр № 22237-08);
- манометры грузопоршневые МП, класс точности 0,005.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 13 Омской ЛПДС», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 24.11.2014 г., ФР.1.29.2014.19152.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 13 Омской ЛПДС

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

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»), ИНН 0278005403
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
Тел/факс (347) 228-81-70
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр:

ПАО «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 ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агенства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.