

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз» (далее - СИКН) предназначена для определения количества и показателей качества нефти при учетных операциях между АО «Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Бугурусланским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимающая сторона) на ПСП «Серные воды».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее - ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее - СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти. БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» с функцией резервирования, осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Перечень средств измерений и вспомогательных устройств приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Средства измерений и вспомогательные устройства в составе СИКН

| Средства измерений и вспомогательные устройства в составе СИКН | Количество, шт. | Диапазон измерений | Регистрационный номер | Место установки |
|--|-----------------|---------------------------------------|----------------------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter H8 | 3 | В соответствии с результатами поверки | 12749-00 44007-10 64790-16 | БИЛ |

Продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|--|----------------------------------|------------------------|
| Преобразователь давления измерительный 3051 | 3 | от 0 до 6 МПа | 14061-04 14061-10 14061-15 | БИЛ |
| Датчик давления 1151DP | 3 | от 0 до 200 кПа | 13849-04 | |
| Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры | 3 | от 0 до +50 °С | 14683-00 14683-04 14683-09 | |
| Термопреобразователь сопротивления платиновый 65 | 3 | | 22257-01 22257-05 22257-11 | |
| Манометр для точных измерений МТИ 1246 | 3 | от 0 до 6 МПа | 1844-63 | |
| Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 | 3 | от 0 до +55 °С | 303-91 | |
| Пробозаборное устройство | 1 | - | - | На входном коллекторе |
| Преобразователь давления измерительный 3051 | 1 | от 0 до 6 МПа | 14061-10 | На выходном коллекторе |
| Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры | 1 | от 0 до +50 °С | 14683-04 | |
| Термопреобразователь сопротивления платиновый 65 | 1 | | 22257-05 | |
| Влагомер нефти поточный УДВН-1пм | 2 | от 0,01 до 2,00 % | 14557-05 14557-10 | БИК |
| Преобразователь плотности измерительный 7835 | 2 | от 300 до 1100 кг/ м ³ | 15644-01 15644-06 | |
| Преобразователь давления измерительный 3051 | 1 | от 0 до 6 МПа | 14061-10 | |
| Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829 | 1 | от 0,5 до 100,0 мПа·с | 15642-06 | |
| Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 | 1 | В соответствии с результатами калибровки | 22214-01 | |

Продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---------------------------------------|----------------------|-----|
| Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры | 1 | от 0 до +50 °С | 14683-09 | БИК |
| Термопреобразователь сопротивления платиновый 65 | 1 | | 22257-11 | |
| Манометр для точных измерений МТИ 1246 | 1 | от 0 до 6 МПа | 1844-63 | |
| Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 | 1 | от 0 до +55 °С | 303-91 | |
| Автоматический пробоотборник Cliff Mock C-22 | 2 | - | - | |
| Устройство для ручного отбора точечных проб с диспергатором по ГОСТ 2517-2012 | 1 | - | - | |
| Установка трубопоршневая «Сапфир-М»-500 | 1 | В соответствии с результатами поверки | 23520-02 | ТПУ |
| Преобразователь давления измерительный 3051 | 2 | от 0 до 6 МПа | 14061-10 14061-15 | |
| Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры | 2 | от 0 до +50 °С | 14683-04 14683-09 | |
| Термопреобразователь сопротивления платиновый 65 | 2 | | 22257-05 22257-11 | |
| Манометр для точных измерений МТИ 1246 | 2 | от 0 до 6 МПа | 1844-63 | |
| Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 | 2 | от 0 до +55 °С | 303-91 | |
| Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 | 1 (два вычислителя: основной и резервный) | - | 19240-05 | |
| АРМ оператора с ПО «Rate АРМ оператора УУН» | 2 (основной и резервный) | - | - | |

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 ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение контролируемых параметров: температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик счетчиков (преобразователей) жидкости лопастных по стационарной поверочной установке;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Пломбировка СИКН осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ПО системы реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН». Идентификационные данные ПО системы представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|---|--------------------------|------------|
| | ПО АРМ оператора | ПО ИВК |
| Идентификационное наименование ПО | «Rate АРМ оператора УУН» | oil_tm.exe |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 2.3.1.1 | 342.01.01 |
| Цифровой идентификатор ПО | B6D270DB | 1FEEA203 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | CRC32 | CRC32 |

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (далее - ИВК), свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения ИВК № ПО-2550-03-2011, выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 14 января 2011 г.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции 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 № 20902-11 от 27 декабря 2011 г., выдано ФГУП «ВНИИР».

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, непреднамеренных и преднамеренных изменений алгоритмов и установленных параметров разграничением прав доступа пользователей с помощью системы паролей, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от изменения путем кодирования.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

| Наименование | Значение |
|---|---|
| Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч | от 141 до 480 |
| Избыточное давление нефти, МПа | от 0,5 до 4,14 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % | ±0,35 |
| Параметры измеряемой среды: | |
| - измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» |
| - температура нефти, °С | от +5 до +40 |
| - плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³ | от 850 до 950 |
| - кинематическая вязкость нефти, мм ² /с | от 34 до 100 |
| Давление насыщенных паров нефти, кПа (мм рт.ст.), не более | 66,7 (500) |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,5 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 100 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Содержание свободного газа | не допускается |

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество измерительных линий, шт. | 3 (2 рабочие, 1 резервная) |
| Режим работы СИКН | непрерывный |
| Режим управления: - запорной арматурой; - регуляторами расхода. | автоматизированный и ручной ручной |
| Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц | 380±38 трехфазное; 220±22 однофазное 50±1 |
| Класс взрывоопасной зоны ПУЭ/ГОСТ 30852.9: - БИК, БИЛ, ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН | В-1а/ класс 2 - |

Продолжение таблицы 4

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--------------|
| Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009: - БИК, БИЛ, ТПУ - операторная ПСП, электрощитовая СИКН | А Д |
| Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» | УЗ |
| Температура окружающего воздуха в блок-боксе с технологической частью СИКН, °С | от +5 до +35 |
| Срок службы, лет, не менее | 20 |

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность СИКН

| Наименование | Обозначение | Количество |
|--|--------------------|------------|
| Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз», заводской № 902 | - | 1 шт. |
| «Инструкция ОАО «Самаранефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 902 приемосдаточного пункта «Серные воды» | П4-04 И-008 ЮЛ-035 | 1 экз. |
| «Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки.» | М 12-053-2017 | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу М 12-053-2017 «Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 19 мая 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»;
- средства поверки в соответствии с документами на СИ, входящие в состав системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз», утверждена ООО «Метрология и Автоматизация» в г. Самара 23 ноября 2016 г. Регистрационный номер ФР.1.29.2017.25657

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 902 на ПСП «Серные воды» АО «Самаранефтегаз»

МИ 3532-2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

Телефон: 8 (846) 3330232, факс: 8 (846) 3334508

Web-сайт: <http://samng.ru>

E-mail: info@samng.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон(факс): 8 (846) 3360827

Web-сайт: <http://samaragost.ru>

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.