

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002
НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (далее - СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений в трубопроводе:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры.

Система представляет собой единичный экземпляр изделия, спроектированного для конкретного объекта из компонентов импортного и отечественного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), блока поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной ПУ, пробозаборного устройства. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, трех рабочих и одной резервной измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- фильтр-грязеуловитель в комплекте с преобразователем разности давления, предназначенными для контроля перепада давления на фильтрах;

- расходомеры-счетчики жидкости турбинные HELIFLU TZ-N DN 150 (регистрационный № 15427-96), или преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N DN 150 (регистрационный № 15427-01, № 15427-06), или преобразователи расхода турбинные НТМ (регистрационный № 56812-14);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99, № 14061-04 или № 14061-10) или преобразователь давления измерительный 3051S (регистрационный № 24116-08);

- преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-95 или № 14683-00) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-11);

- датчик температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08) для измерений и местной индикации температуры;

- манометр для местной индикации давления.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- манометр для местной индикации давления;

- два индикатора фазового состояния потока ИФС-1В-700М;

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

БИК выполняет функции оперативного контроля и 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 входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- преобразователи плотности измерительные модели 7835 (регистрационный № 15644-96) либо преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационный № 15644-01 или № 15644-06);

- преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827 (регистрационный № 15642-96 или № 15642-01) либо преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (регистрационный № 15642-06), предназначенные для оперативного контроля вязкости нефти;

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-01 или № 14557-10), предназначенные для оперативного контроля влагосодержания нефти;

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99, № 14061-04 или № 14061-10), или преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный № 24116-08);

- преобразователь измерительный (интеллектуальный) 3144 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-95) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-11);

- датчики температуры 3144P (регистрационный № 39539-08) для измерений и местной индикации температуры;

- термометр электронный «ExT-01» для местной индикации температуры (регистрационный № 44307-10);

- преобразователь расхода жидкости турбинный (регистрационный № 12750-91) или преобразователь расхода турбинный Smith Guardsman G (регистрационный № 12750-00);

- две системы смешивания и отбора проб Clif Mock True Cut;

- весы электронные Mettler Toledo DB 60sx для контроля наполнения пробоотборных емкостей;

- пробоотборник нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;

- манометры для местной индикации давления.

Поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода проводят с помощью блока ПУ, расположенного на одной площадке с СИКН и включающего в себя следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB, зав. № BMP-99021-04 (регистрационный № 54057-13);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-99, № 14061-04 или № 14061-10) или преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный № 24116-08);

- преобразователи измерительные (интеллектуальные) 3144 к датчикам температуры (регистрационный № 14683-95) в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (регистрационный № 22257-11);

- преобразователи измерительные 3144P (регистрационный № 14683-04) в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми 65 (регистрационный № 22257-11) для местной индикации температуры;

- датчики температуры 3144P (регистрационный № 39539-08) для измерений и местной индикации температуры;

- манометры для местной индикации давления.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода по передвижной ПУ и для поверки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной EN-FAB по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят пять измерительно-вычислительных комплексов (ИВК), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, два автоматизированных рабочих места оператора (АРМ-оператора), на базе персонального компьютера с программным комплексом на базе SCADA-системы «InTouch v.7.0» фирмы «Wonderware», оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством и программируемый логический контроллер ControlLogix серии PLC5550 (далее - ПЛК).

Четыре ИВК предназначены для вычисления параметров потока нефти, перекачанной через БИЛ (каждый - отдельно на одну из измерительных линий), пятый ИВК предназначен для вычисления показателей качества в БИК и для приема сигналов с ПУ. В качестве ИВК применяются следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- комплекс программно-технической модели 7951 (регистрационный № 53848-13);
- вычислитель расхода жидкости и газа мод. 7951 (регистрационный № 15645-06);
- устройство измерения параметров жидкости и газа мод.7951 (регистрационный № 26579-04).
- устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951 (регистрационный № 15645-01).

АРМ оператора суммирует расход, объем и массу с ИВК и автоматически формирует и печатает по запросу 2-х часовые отчеты, а по окончании партии (суток) автоматически формирует и по запросу распечатывает отчет СИКН за период приема-сдачи нефти и ежедневный отчет.

ПЛК отвечает за контроль состояния и дистанционное управление электроприводами задвижек, регуляторов расхода, насосов и пробоотборников, а также системами вентиляции, пожарной сигнализацией и газоанализа в БИК.

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 температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- автоматическое вычисление массовой доли воды в нефти (%);
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода (ПР) по стационарной или передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Слив нефти из трубопроводов СИКН производится в дренажные емкости, отдельно для учтенной и для неучтенной нефти.

При выходе из строя средства измерений допускается замена отказавшего средства измерений на другое, аналогичного типа по техническим и метрологическим характеристикам.

Средства измерений, применяемые для оперативного контроля технологических параметров и показателей качества нефти (преобразователи перепада давления на фильтрах, преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, весы электронные Mettler Toledo DV 60sx и преобразователь расхода жидкости турбинный в БИК), подлежат калибровке.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками поверки этих средств измерений.



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКН реализовано в ИВК, ПЛК и АРМ-оператора. Встроенное в ИВК ПО представляет собой микропрограмму, предназначенную для обеспечения функционирования прибора и управления интерфейсом. ПО ИВК реализовано аппаратно и является метрологически значимым. ПО ИВК производит обработку сигналов, поступающих со средств измерений, установленных на СИКН, и производит расчет массы нефти.

ПО АРМ-оператора выполняет функции передачи данных с ИВК для их отображения на станциях оператора и предназначено для отображения функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, а также суммирование количества нефти, измеренной ИВК и формирование отчетных документов. К метрологически значимой части ПО относится файл 00000085.nmd. Изменение и редактирование ПО АРМ-оператора недоступно для пользователя.

ПО ПЛК не относится к метрологически значимой части ПО системы и предназначено для контроля и управления технологическими процессами.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ-оператора
Идентификационное наименование ПО	-	00000085.nmd
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2510 Iss 4.04	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	2b3d0b0b793bd0bf303af9ba7e54e4ea
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 300 до 1560
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от 0 до +50
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	от 700 до 1000
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону измерений избыточного давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,36
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение температуры, °С	±0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока в значение давления, МПа	±0,005
Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала в значение объема нефти, %	±0,025
Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ПР при его поверке по ПУ, %	±0,025
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение плотности нефти при стандартных условиях, кг/м ³	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +50

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,19 до 1,40
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 750 до 890
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 1 до 14
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В	380±38 220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Габаритные размеры СИКН, мм, не более	
- высота	2500
- ширина	9000
- длина	17000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -30 до +45
- относительная влажность, %	80
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	постоянный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р». Методика поверки	НА.ГНМЦ.0131-16 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0131-16 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 22.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- мерники эталонные 1 разряда по ГОСТ 8.470-82 с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,02%;
- рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.510-2002 с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,05%;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB (регистрационный № 54057-13);
- установка пикнометрическая «H&D Fitzgerald» (регистрационный № 21551-01);
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (регистрационный № 39214-08);
- калибратор давления портативный Метран-517 в комплекте с модулями давления эталонными Метран-518 (регистрационный № 39151-12);
- калибратор температуры JOFRA серии RTC-R модели RTC-157B (регистрационный № 46576-11);
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-25-РК-А002 НПС «Кропоткинская», утверждена ГНМЦ ФГУП «ВНИИР» 19.02.2014 г., зарегистрирована в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2014.18056.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»

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

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

СРС 70008 Технические требования на узлы учета нефти

Руководящий документ «Инструкция по учету нефти в системе КТК»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Салавата Юлаева, д. 89

Телефон (факс): +7 (347)292-79-10, 292-79-11, 292-79-13

E-mail: ozna-mnt@ozna.ru;

Web-сайт: www.ozna.ru/

Заявитель

Акционерное общество «Инженерная компания «КВАНТОР» (АО «ИК «КВАНТОР»)

ИНН 0276040956

Адрес: 450076, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Гоголя, д. 60/1

Юридический адрес: 450083, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Р. Зорге, д. 52/1, оф. 67

Телефон (факс): +7 (347) 251-65-63, 251-65-59, 251-66-72, 251-66-95

E-mail: quantor@quantor-ufa.ru

Web-сайт: www.quantor-ufa.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон (факс): +7 (843) 295-30-47; 295-30-96

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.