

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учётно-расчетных операциях между ООО «МНКТ» и ОАО «АНК «Башнефть».

Описание средства измерений

СИКНС изготовлена в одном экземпляре ООО «Корвол» (г. Альметьевск) по проектной документации ООО «Корвол» (г. Альметьевск) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления. Заводской номер – 01.

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами её составляющих.

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью счетчиков-расходомеров массовых и системы обработки информации.

Конструктивно система состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров качества нефти (БИК), блока поверочной установки (ПУ) и системы обработки информации (СОИ) и изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного производства.

Блок измерительных линий состоит из одной рабочей и одной резервной измерительных линий. В измерительных линиях установлены массовые расходомеры, датчики давления и температуры с токовым выходными сигналами, манометры, термометры, входные и выходные задвижки. На входном коллекторе БИЛ установлен индикатор фазового состояния. На выходном коллекторе БИЛ установлены датчики давления и температуры с токовым выходными сигналами, манометр, термометр и пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из автоматического и ручного пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагомера, поточного плотномера, датчиков давления и температуры с токовым выходным сигналом, манометра, термометра.

Блок ПУ состоит из стационарной установки трубопоршневой «Сапфир-МН»-100-4,0, преобразователей давления и температуры аналогичными установленным в БИЛ и узла подключения передвижной поверочной установки, и в комплекте с поточным плотномером, установленным в БИК, обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

Система обработки информации состоит из двух комплексов измерительно-вычислительных OMNI 6000 (1 рабочий и 1 резервный) и двух автоматизированных рабочих мест оператора «Сторос».

Блок фильтров состоит из фильтров и средств измерения перепада давлений на них.

Принцип действия СИКНС состоит в следующем. Нефть поступает в систему через блок фильтров во входной коллектор блока измерительных линий. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника и измерение содержания воды в нефти поточным влагомером. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочую или резервную измерительные линии, где проводится измерение

массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания нефти в виде электрических сигналов поступают в систему обработки информации. В системе обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нетто нефти рассчитывается как разность массы брутто нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров, установленных в рабочей и резервной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через стационарную ПУ. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

В составе СИКНС используются следующие СИ и вспомогательное оборудование:

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (Госреестр № 15066-04)
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF200 (Госреестр № 13425-06)
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм1 (Госреестр № 14557-05)
- поточный преобразователь плотности модели 7835 (Госреестр № 15644-06)
- преобразователь давления измерительный 3051 TG (госреестр № 14061-04)
- преобразователь измерительный 644Н с датчиком температуры (№ 14683-04)
- преобразователь давления измерительный 3051 CD (госреестр № 14061-04)
- установка трубопоршневая «Сапфир-МН»-100-4,0 (Госреестр № 41976-09)
- автоматизированное рабочее место оператора «Сропос»
- устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517
- автоматический пробоотборник «Стандарт-АЛ» с БПУ
- ручной пробоотборник «Стандарт-Р»
- манометр МТИ-6,0 МПа (госреестр № 1844-63)
- термометр ТЛ-4
- счетчик нефти турбинный "МИГ-32Ш-4,0 (госреестр № 26776-08)
- индикатор фазового состояния ИФС-1в-700

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров нефти: температуры, давления, влагосодержания;
- поверку и контроль метрологических характеристик массовых расходомеров по стационарной или передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов за разные периоды времени, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах);
- ввод результатов лабораторных анализов.

СИКНС проводит вычисление и сохранение в архиве средних значений температуры, давления и содержания воды.

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

Программное обеспечение

ПО СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО комплексов измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство

вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций согласно заложенным алгоритмам, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурации, обработку и передачу данных согласно текущей конфигурации контроллера. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения комплексов измерительно-вычислительных OMNI 6000 № 2301-05м-2009 от 15.10.2009г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Cropos», 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 № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 г., выдано ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Cropos» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКНС 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 СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные программного обеспечения, входящего в состав СИКНС:

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ оператора	ПК «Cropos»	1.37	DCB7D88F	CRC-32
Операционная система контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000	-	24.75.01	EBE1	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Измеряемая среда	нефть
Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч	от 12 до 60
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 880 до 920
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 10 до 150

Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 1,5 до 4,0
Объемная доля воды фв, % объемные	от 0,01 до 6,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	1270
Массовая доля механических примесей, % массовые	0,05
Свободный газ	отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±0,4
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, 0С	
- блок измерительных линий	от + 5 до +37
- блок контроля качества	от + 5 до +37
- блок обработки информации	от +15 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКНС в составе: согласно инструкции по эксплуатации СИКНС.
2. Инструкция по эксплуатации СИКНС.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 44576-10 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 05.07.2012 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- 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 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

«Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 27.10.2011 г., зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2011.11013.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ООО «МНКТ» при УПС «Исанбай» ОАО «АНК «Башнефть»

1. ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»
2. Техническая документация ООО «Корвол», г. Альметьевск

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Корвол»
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск,
ул. Базовая, 1
тел./факс (8553) 45-65-11

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, номер регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

м.п.

«___»_____20 г.