

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учётно-расчетных операциях между ОАО «Булгарнефть» и НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть».

Описание средства измерений

Измерение массы сырой нефти проводится прямым методом динамических измерений.

Конструктивно система состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров качества нефти (БИК) и системы обработки информации (СОИ) и изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного производства. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе БИЛ установлен первичный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН (Госреестр № 19850-00).

Блок измерительных линий состоит из одной рабочей и одной резервно-контрольной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 (№ 13425-06);
- термопреобразователь температуры ТСПУ Метран-276МП (№ 21968-05);
- преобразователь давления Serabar M PMP41 (№ 23360-02);
- датчик давления Метран-22-Ех (№ 17896-05);
- манометр МТИ-4,0 МПа (№ 1844-63);
- термометр ТЛ-4 (Госреестр № 1844-63).

На выходном коллекторе БИЛ установлены преобразователи давления и температуры с токовым выходными сигналами, манометр, термометр и пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля параметров нефти сырой. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш-40 (№ 26776-08);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 (№14557-05)
- преобразователи давления и температуры, манометры и термометры аналогичные установленным в БИЛ;
- автоматическое и ручное пробоотборное устройство по ГОСТ 2517-85

СОИ состоит из комплекса измерительно-вычислительного «Октопус-Л» (Госреестр № 43239-09) с «горячим» резервированием и автоматизированного рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН».

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть поступает во входной коллектор БИЛ. В БИЛ нефть из входного коллектора проходит через рабочую или контрольно-резервную измерительные линии, где проводится измерение массы сырой нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на выходном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника. Результаты измерений массы, температуры, давления сырой нефти в виде электрических сигналов поступают в систему обработки информации. В системе обработке информации проводится обработка результатов

измерений. Масса нетто сырой нефти рассчитывается как разность массы сырой нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей). Массовая доля воды в нефти измеряется автоматически с помощью поточного влагомера УДВН-1пм3, либо в химико-аналитической лаборатории по объединенной пробе и вводится в СОИ вручную, массовые доли хлористых солей и механических примесей определяются в химико-аналитической лаборатории по объединенной пробе и вводятся в СОИ вручную. Первичный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН является индикаторами влагосодержания нефти и в вычислении массы нетто сырой нефти не участвуют.

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров, установленных в рабочей и контрольно-резервной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через подключаемую передвижную поверочную установку. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки, в виде оттисков поверительных клейм или наклеек, на средства измерений, входящих в состав СИКНС, в соответствии с МИ 3002-2006.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массы сырой нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров сырой нефти: температуры, давления;
- поверку и контроль метрологических характеристик массовых расходомеров по передвижной поверочной установке по ГОСТ 8.510-2002;
- контроль метрологических характеристик рабочего массового расходомера по резервно-контрольному;
- 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.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКНС содержит средства обнаружения, обозначения и устранения сбоев и искажений, которые нарушают целостность результатов измерений. Метрологически значимое ПО СИКНС защищено от случайных или непреднамеренных изменений, имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений массы сырой нефти комплекса измерительно-вычислительного «Октопус-Л» аттестованы (свидетельство № 68209-04 от 18.08.2004 г. ФГУП ВНИИР).

Алгоритм вычислений и программа обработки результатов измерений автоматизированного рабочего места «Rate АРМ оператора УУН» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 341014-07 от 23.03.2007г., ФГУП ВНИИР).

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО):

Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АРМ «Rate АРМ оператора ОУН» РУУН 2-07 АВ	1.0.1.1	-	-

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	14 ÷ 60
Диапазон измерений температуры, °С	+5 ÷ +45
Диапазон измерений давления, МПа	0,3 ÷ 4,0
Диапазон измерений объемной доли воды, %, не более	5,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды при измерении влагомером нефти типа УДВН-1пм3, %	±(0,15+0,01·φ _в [*])
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±0,6
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, °С	
- блок измерительных линий	от + 5 до +37
- блок контроля качества	от + 5 до +37
- блок обработки информации	от +15 до +25
* φ _в - значение объемной доли воды в нефти измеренное ПВ УДВН-1пм3, %.	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть».

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (шт.)
Единый экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации	1
Методика поверки	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по Инструкции МП 50339-12 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть». Методика поверки», утверждённой 15.12.2010г. ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

Основное поверочное оборудование:

- передвижная 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);
- комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).

Сведения о методиках (методах) измерений

Выполнение измерений массы сырой нефти производят в соответствии с методикой измерений регламентированной в документе МН 092-2010 «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть», аттестованной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика», ФР 1.29.2011.09675.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Булгарнефть» при ДНС-1 НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть»

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений: осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ЗАО «ИТОМ»
426039, Удмуртская Республика,
г. Ижевск, ул. Новосмирновская, 14
т./ф. (3412) 48-39-88, 48-30-60, 48-33-78

Заявитель:

ООО «Стройуниверсалсервис»
423450, РФ, РТ, г. Альметьевск,
ул. Кирова, д. 13а
т./ф. (8553) 45-27-37, 40-51-30

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-46; 295-30-47; 295-30-96;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«__» _____ 2012 г.