

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массового расхода, массы, давления, температуры, плотности и содержания воды в нефти, выработки сигналов управления и регулирования, выполнения функций сигнализации, а также накопления, регистрации и хранения информации об измеряемых технологических параметрах нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на прямом методе динамических измерений массы брутто нефти с использованием измерительных каналов (ИК) массового расхода, выполненных на базе счётчиков-расходомеров массовых.

Массу нетто нефти вычисляет программное обеспечение системы, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и конструктивно состоящей из следующих блоков:

- блок измерительных линий, включающий входной и выходной коллекторы, измерительные линии (ИЛ) и узел регулирования давления (далее - БИЛ);
- блок технологический (БТ), включающий блок измерений показателей качества нефти (далее - БИК), поверочную установку (ПУ) и эталонную установку для поверки ПУ;
- блок аппаратной (далее - БА), включающий систему сбора, обработки информации и управления.

Измерения параметров нефти осуществляются с использованием ИК системы, состав которых представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав ИК системы

Наименование ИК (количество, место установки)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобразователь (ПИП) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)	Вторичная часть ИК (ВИК) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
ИК массового расхода и массы нефти (3, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3)	от 180 до 600 т/ч ¹⁾	±0,25 % (относительная)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 с преобразователем серии 2700 (45115-10)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (57563-14) (далее - FloBoss S600+) в комплекте с искробезопасным барьером MTL 7787+ ²⁾ (далее - MTL 7787+)
ИК температуры нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, вход ПУ, выход ПУ)	от -5,0 до +25,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)	1) Комплект: - термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, класс А (22257-11) (далее - термопреобразователь 65); - преобразователь измерительный 644 или 3144 Р, (14683-09) (далее - преобразователь 644). 2) Датчик температуры 644 (39539-08)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (резистор R250 ±0,01 %)
ИК избыточного давления нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, вход ПУ, выход ПУ)	от 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	Преобразователь давления измерительный 3051 (14061-10) (далее - преобразователь 3051)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+ (резистор R250 ±0,01 %)
ИК дифференциаль- ного давления нефти (5, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3, БИК)	от 0 до 248 кПа	±0,3 % (приведенная)	Преобразователь 3051	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК плотности нефти БИК (1, БИК)	от 780 до 840 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (52638-13)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+

Продолжение таблицы 1

Наименование ИК (количество, место установки)	Диапазон измерений	Пределы допус- каемой погреш- ности ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобразователь (ПИП) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)	Вторичная часть ИК (ВИК) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
ИК объемной доли воды в нефти (2, БИК)	от 0 до 4 %,	±0,10 % (абсолютная)	Влагомер поточный модели L (56767-14)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК температуры нефти БИК (1, БИК)	от -5,0 до +25,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)	Комплект: - термопреобразователь 65 - преобразователь 644	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давления нефти БИК (1, БИК)	от 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	Преобразователь 3051	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давления нефти БИЛ (1, БИЛвых)	от 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная)	Преобразователь 3051	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК объемного расхода нефти в БИК (1, БИК)	от 0 до 10 м ³ /ч	±0,6 % (относительная)	Расходомер-счетчик ультразвуко- вой Prosonic Flow 92F (29674-12)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК плотности нефти в ИЛ (3, ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3)	от 780 до 840 кг/м ³	±0,6 кг/м ³ (абсолютная)	Счетчик-расходомер массовый Mi- cro Motion CMFHC3 с преобразова- телем серии 2700	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
¹⁾ Допускается отклонение до 10 % диапазона измерений при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти; ²⁾ Пассивные (без преобразования сигнала) искробезопасные барьеры.				

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- измерение температуры и давления нефти;
- измерение плотности нефти в рабочем диапазоне температуры и давления;
- измерение объемной доли воды в нефти;
- измерение разности давления в фильтрах;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера поточного;
- вычисление плотности нефти при стандартных условиях;
- вычисление объема нефти при рабочих и стандартных условиях;
- отбор проб нефти по ГОСТ 2517-12 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- контроль (определение) метрологических характеристик ИК;
- формирование, архивирование и печать отчетов о результатах измерений и по учету нефти, контроля метрологических характеристик;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения настроек.

В системе предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий системы).

Пломбировка системы осуществляется путем пломбировки средств измерений (СИ), входящих в состав системы. Схемы пломбировки СИ, входящие в состав системы соответствуют описаниям типа на СИ или рекомендациям МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы разделено на встроенное и внешнее.

Встроенное ПО, реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+, хранит все процедуры, функции и подпрограммы, для автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации и хранения информации по результатам измерений количества и параметров нефти.

Внешнее ПО «АРМ оператора СИКН», реализованное на базе прикладной программы InTouch Wonderware и установленное на диспетчерских серверах и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, служит для отображения данных, полученных с контроллеров FloBoss S600+, их систематизации, архивирования и передачи результатов измерений в локальную вычислительную сеть.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа многоуровневой системой защиты, которая реализована на основе разграничения прав пользователей и паролей. Каждому пользователю присваивается уровень защищенного доступа и пароль. Для редактирования системных конфигураций системы требуется специальное ПО.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует высокому уровню защиты.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АРМ оператора СИКН» приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	«АРМ оператора СИКН»			ПО «FloBoss S600+»
	ПО «Форвард_Учет»	ПО «Форвард_MX»		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmF.dll	ArmMX.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	06.21
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	F8F39210	30747EDB	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики системы представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 180 до 1200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Технические характеристики системы представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Измеряемая среда	Нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22; 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха на открытой площадке БИЛ, °С - температура окружающего воздуха в БТ, °С - температура окружающего воздуха в БА, °С	от -34 до +42 от +5 до +35 от +15 до +35
Режим работы	непрерывный
Срок службы, лет, не менее	15

Таблица 5 - Параметры и показатели качества нефти

Наименование показателя/характеристики	Значение
Диапазон плотности нефти при температуре +20 °С, кг/м ³	от 780 до 840
Диапазон температуры нефти, °С	от 0 до +24
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,5
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	800
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия, заводской № 137	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия	И-05-01-16-04-17	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия. Методика поверки	МП 0730-14-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0730-14-2018 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26 января 2018 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная СР 18'' (рег. № 27778-09), номинальное значение вместимости измерительного участка 120 дм³, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка ±0,05 %;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (рег. № 39214-08), пределы допускаемой абсолютной погрешности при формировании тока ±3 мкА в диапазоне от 0,5 до 22 мА, пределы допускаемой относительной погрешности при формировании периода импульсных последовательностей ±5·10⁻⁴ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ±2 имп. в диапазоне от 10 до 5·10⁸ имп.;

- калибратор давления портативный Метран-517 (рег. № 39151-12) с модулем давления эталонным Метран-518 (регистрационный номер 39152-12), диапазон измерений избыточного давления от 0 до 1 МПа, от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности ±0,02 %, пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от температуры от 18 до 22 °С на каждые 10 °С ±0,01 %;

- калибратор многофункциональный МСХ II-R (рег. № 22237-08), диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА; пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон измерений силы постоянного тока от минус 100 до плюс 100 мА; пределы допускаемой основной погрешности измерений $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1,5 \text{ мкА})$;

- калибратор температуры JOFRA серии ATC-R, RTC-R модели RTC-157B с внешним термометром сопротивления STS-2000 A 915 (рег. № 46576-11), диапазон воспроизведения температур от минус 45 до плюс 155 °С; пределы допускаемой основной абсолютной погрешности установления заданной температуры по внешнему штатному платиновому термометру сопротивления углового типа $\pm 0,04$ °С, нестабильность поддержания температуры $\pm 0,005$ °С, пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной (23 ± 3) °С $\pm 0,005$ °С; диапазон измерений сигналов термометра сопротивления типа Pt100 от минус 200 до плюс 850 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,06$ °С, пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды от температуры от 20 до 26 °С $\pm 0,0005\% / ^\circ\text{C}$;

- установка пикнометрическая H&D Fitzgerald Ltd (рег. № 37320-08), диапазон измерений плотности от 700 до 1600 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,1$ кг/м³;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 04545-A16-0537.01.00.000 ИС.МИ «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/19014-18).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Приказ Министерства энергетики РФ от 15.03.2016 г. № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

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

Техническая документация изготовителя.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский район, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Телефон (факс): +7 (495) 221-10-50, 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон (факс): +7 (843) 272-70-62, 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.