

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Азевое – Салаушского месторождения НГДУ "Прикамнефть"

Назначение средства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Азевое – Салаушского месторождения НГДУ "Прикамнефть" (далее – СИБМ) предназначена для непрерывного автоматизированного измерения массы нетто сырой нефти и объема попутного нефтяного газа в потоке газожидкостной смеси, транспортируемой с Азевое-Салаушского месторождения НГДУ «Прикамнефть».

Описание средства измерений

СИБМ представляет собой единичный экземпляр (заводской № 001) и спроектирован для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти, реализованного с помощью расходомеров-счетчиков массовых. Массу нетто сырой нефти вычисляют, как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют расчетным путем, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенных в отобранных из измерительных линий пробах в аккредитованной аналитической лаборатории. Определение объема отсепарированного попутного свободного нефтяного газа выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерения массового расхода газа и результатов измерения плотности газа в аналитической лаборатории. Вычисление массы нетто сырой нефти и объема попутного свободного газа выполняется комплексом измерительно-вычислительным «ЗОДИАК».

СИБМ состоит из законченных блоков и трех измерительных линий:

- блок сепарации нефтегазовой смеси с двумя фильтрами и с газовой измерительной линией;
- технологический блок;
- блока автоматики;
- блок измерительных линий нефти: одна - рабочая, другая - резервная.

Конструктивно СИБМ спроектирован в виде блок-бокса и отдельно смонтированной рамы уличного исполнения с размещенными на ней нефтегазовым сепаратором и двумя фильтрами (см. рисунок 1). В технологической части блока-бокса размещены входной коллектор нефти и газа, измерительные линии нефти, линия качества, газовая линия и выходной коллектор газонефтяной смеси. В блок-боксе также размещены составные элементы блока автоматики: силовой шкаф, шкаф с вторичной аппаратурой средств измерений, контроля, управления и системы сбора, обработки информации (СОИ).



Рисунок 1 - Общий вид СИБМ

Перечень, назначение, краткие основные технические (в том числе метрологические) характеристики и номера госреестра средств измерений СИБМ представлены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Номер гос-реестра	Наименование	Назначение	Место расположе-ния	Технические характери-стики
15201-11	Расходомер массовый Promass 40E50-2430/0 40E50-AD6SACB1A4BA+Z1	Прямое измере-ние массового расхода нефтяно-го газа	Система измере-ния количества попутного нефтя-ного газа	DN 80, PN 40 $Q_{\min}=3,1 \text{ нм}^3/\text{ч}$ $Q_{\max}=45,0 \text{ нм}^3/\text{ч}$ Пределы допускаемой относительной по-грешности в диапазо-не расхода $\pm 0,5 \%$
15201-11	Расходомер массовый Promass 83F1F-5A30/0 83F1F-AD6SAA41AEAA+Z1	прямое измерения массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №1	DN 150, PN 40 $Q_{\min}= 30 \text{ т/ч}$ $Q_{\max}= 185 \text{ т/ч}$ Пределы допускаемой относительной по-грешности в диапазо-не расхода $\pm 0,25 \%$.

Продолжение таблицы 1

Номер госреестра	Наименование	Назначение	Место распо- ложения	Технические харак- теристики
15201-11	Расходомер массо- вый Promass 83F1F- 5A30/0 83F1F- AD6SAA41AEAA+Z 1	прямое измерения массы (массового расхода) брутто и плотности сырой нефти	Измерительная линия нефти №2	DN 150, PN 40 $Q_{\min}=30$ т/ч $Q_{\max}=185$ т/ч Пределы допускае- мой относительной погрешности в диа- пазоне расхода $\pm 0,20$ %.
24604-12	Влагомер нефти пол- нопоточный ВСН- 2ПП-100	измерение объем- ной доли воды в нефти для вычис- ления массы (мас- сового расхода) нетто сырой нефти	Линия качест- ва БИК	DN 150, PN 40 Диапазон измере- ния влагосодержа- ния от 0 до 100 %. Предел допускае- мой абсолютной погрешности: – 1,0 % (при содер- жании воды до 70 %); – 1,5 % (при содер- жании воды от 70 до 100 %).
41560-09	Преобразователь дав- ления Cerabar S PMP 71-5AA1S211NAAA	Измерение избы- точного давления сырой нефти и нефтяного газа	Сепаратор НГС, измери- тельная линия нефти №1,2, СИКГ.	Диапазон измере- ний – (0 - 4) МПа, предел допускаемой основной погреш- ности не более $\pm 0,075$ %, выходной сигнал – (4-20) мА SIL HART, взрыво- защита – АTEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
41560-09	Преобразователь раз- ности давлений Deltabar S PMD75- 5AA7H212CAA	Измерение перепа- да давления	Фильтры Ф101, Ф102	Диапазон измере- ний – (0-300) кПа, предел допускаемой основной погреш- ности – не более $\pm$ 0,5 %, выходной сигнал – (4-20) мА SIL HART, взрыво- защита – АTEX II 2G Ex d IIC T6 Gb
37416-08	ИБК «ЗОДИАК»	Измерение элект- рических сигна- лов от первичных преобразователей и вычисление объе- ма, массы нефти и газа	Входит в со- став СОИ	Допускаемая отно- сительная погреш- ность преобразова- ния электрического сигнала и вычисле- ние объема и массы нефти и газа равна $\pm 0,05$ %

Окончание таблицы 1

Номер государственного реестра	Наименование	Назначение	Место расположения	Технические характеристики
53902-13	Манометр МПТИ	Измерение избыточного давления сырой нефти и нефтяного газа	Коллекторы БТ, измерительная линия газа №1, измерительн. линии нефти №1,2, сепаратор, фильтры	Диапазон измерений от 0 до 10 кгс/см ² , класс точности 0,6, присоединением к процессу – наружная резьба М20х1,5, радиальный, диаметр корпуса 160 мм, температура окружающей среды от минус 50 до плюс 60 °С, IP53.
50519-12	Термопреобразователь универсальный с термозондом ТПУ 0304	Измерение температуры воздуха	БТ, БА	Вид взрывозащиты - 1ExdIICT5; предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,25$ %; диапазон преобразуемых температур от минус 50 до плюс 200 °С; выходной сигнал (4-20) мА
42890-09	Датчик температуры Omnigrad S TR63	Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа	Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти	Вид взрывозащиты - АTEX II 2 GD Ex d IIC; класс AA; HСХ: Pt100; предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,15$ %; диапазон преобразуемых температур от плюс 50 до плюс 250 °С
303-91	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измерение температуры сырой нефти и нефтяного газа	Измерительная линия газа, выходной коллектор нефти	Диапазон измерений – от 0 до плюс 55 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С, цена деления - 0,1 °С, длина термометра 530 мм, диаметр 11 мм

СИБМ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы сырой нефти, массового расхода нефти и объемного расхода попутного нефтяного газа в рабочем диапазоне расхода;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды;

- автоматизированное измерение температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти;
- измерение температур и давления в сырой нефти с помощью показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего расходомера массового по резервно- контрольному расходомеру;
- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранения результатов измерений, формирование отчетов;
- вывод на печать отчетных документов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИБМ – автономное. ПО обеспечивает реализацию функций системы: управление и синхронизация измерительных каналов, расчет массового расхода нефти по измеренным данным, ведение архивов данных и архива вмешательств, формирование протоколов, вывод мгновенных и средневзвешенных данных по всем каналам, формирование аварийных сигналов по пределам измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей, оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (подача звукового сигнала и световая индикация аварийного параметра).

СИБМ имеет ПО, реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) «ЗОДИАК» (свидетельство об аттестации алгоритма и ПО средства измерений № 93014-08, выданное ФГУП «ВНИИР»).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Азевое – Салаушское мр.efk	11022.110.0	7AC29772265584C592 C516CAA3FAAB7FF2 C474CC198F36084D8 29F072417557B1FF38 9A2AE7DC0E02150F7 D1BC4628C618FA1F9 C5473C8089D588180 ACEE9597	—	Whirlpool

Уровень защиты программного обеспечения установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «С». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая, 1 резервно-контрольная
Количество измерительных газовых линий, шт.	1 рабочая
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 30 до 185
Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт), не более	180
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти, кг/м ³	от 860 до 980
Диапазон плотности сырой нефти при 20 ⁰ С, кг/м ³	от 880 до 1150
Плотность пластовой воды при 20 ⁰ С, кг/м ³	от 1050 до 1180
Плотность попутного нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м ³ - минимальная - максимальная	1,25 1,52
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при проведении измерений – при проведении поверки и контроля метрологических характеристик	0,2 0,4
Давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 5 до 50
Объемная доля воды, % - минимальная - максимальная	50 95
Давление насыщения нефти, МПа	от 4,2 до 7,3
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	20000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2
Содержание свободного газа	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нефти, %: при содержании воды от 50 до 70% от 70 до 85% от 85 до 95%	± 6,0 ± 15,0 ± 45,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема попутного нефтяного газа, %:	± 5,0
Напряжение питания, В трехфазное двухфазное	380 220
Частота, Гц	50
Условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	от минус 47 до плюс 50
– относительная влажность окружающего воздуха, %	86
– атмосферное давление, кПа	101,3

Знак утверждения типа

наносится в средней части по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ Азев-Салаушского месторождения НГДУ "Прикамнефть" (заводской № 001)	– 1 шт.
Руководство по эксплуатации	– 1 экз.
Методика поверки	– 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0145-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерительная блочно-модульная СИБМ Азев-Салаушского месторождения НГДУ "Прикамнефть". Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 23.12.2013 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная «ВЛЕТ ПУ» (госреестр № 47543-11), диапазон значений среднего массового расхода жидкости, в котором воспроизводится единица, составляет от 0 до 200 м³/ч, предел допускаемой относительной погрешности измерения массы весами для статического взвешивания составляет $\pm 0,05\%$;
- миллиамперметр постоянного тока для измерения в диапазонах от 0 (4) до 20 мА с погрешностью не более $\pm 0,05\%$;
- электронный счётчик импульсов амплитудой до 50 В и частотой от 0 до 10 кГц.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с использованием системы измерительной блочно-модульной для Азев-Салаушского месторождения НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть», свидетельство об аттестации методики измерений №0001.310069-2012/2-13.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерительной блочно-модульной СИБМ Азев-Салаушского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

1 ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

2 ЭТП 191.125.00.00.00-РЭ. Система измерительная блочно-модульная СИБМ Азев-Салаушского месторождения НГДУ «Прикамнефть». Руководство по эксплуатации.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек»,
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4.
Тел.: +7 (8553) 314-797, факс +7 (8553) 314-709.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр метрологии и расходометрии» (ООО «ЦМР»), 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Объездная, 5. Телефон: +7 (8553) 377-676; факс: +7 (8553) 300-196, e-mail: Secretar_CMR@tatintec.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР).

Адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А. Тел.+7 (843) 272-70-62, факс 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2014 г.