

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ОП ГНМЦ

АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров Немиров М.С.

» 06 2017г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти и газа
ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0168-17 МП

г. Казань

2017г.

Содержание

1	ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
2	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
3	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	7
4	УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	8
5	ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	8
6	ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	9
6.1	Внешний осмотр	9
6.2	Рассмотрение документации	9
6.3	Идентификация программного обеспечения	9
6.4	Проверка защиты от несанкционированного доступа	10
6.5	Опробование	10
6.6	Проверка МХ	10
6.6.1	Проверка МХ ИК давления нефти и газа	23
6.6.2	Проверка МХ ИК температуры	25
6.6.3	Проверка МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа	28
6.6.4	Проверка МХ ИК влагосодержания нефти	32
6.6.5	Проверка МХ ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 и ИК объемного расхода нефти в линии плотномера ПУ	35
6.6.6	Проверка МХ установки поверочной СР-М	37
6.6.7	Проверка МХ ИК массового расхода нефти	37
6.6.8	Проверка МХ ИК объемного расхода газа БИЛ-Г	49
6.6.9	Проверка МХ ИК температуры точки росы газа	51
6.6.10	Проверка МХ ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа	54
6.6.11	Проверка МХ измерительных компонентов СОИ	54
7	ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ	54
8	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	56
	Приложение А (справочное) Форма протокола проверки ИК давления	58
	Приложение Б (справочное) Форма протокола проверки ИК температуры	59
	Приложение В (справочное) Форма протокола проверки ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 (ИК объемного расхода нефти в линии плотномера ПУ)	60
	Приложение Г (справочное) Форма протокола проверки установки поверочной СР-М	61

Приложение Д (справочное) Форма протокола проверки массомера с помощью ПУ и компаратора.....	63
Приложение Д1 (справочное) Форма протокола проверки ИК массового расхода нефти	66
Приложение Е (справочное) Форма протокола проверки ИК плотности (комплектно на месте эксплуатации)	67
Приложение Е1 (справочное) Форма протокола проверки ИК плотности нефти (покомпонентно)	68
Приложение Е2 (справочное) Форма протокола проверки ИК плотности газа (покомпонентно).....	69
Приложение Ж (справочное) Форма протокола проверки ИК влагосодержания (комплектно на месте эксплуатации).....	70
Приложение Ж1 (справочное) Форма протокола проверки ИК влагосодержания (покомпонентно).....	71
Приложение З (справочное) Форма протокола проверки ИК объемного расхода газа БИЛ-Г	72
Приложение И (справочное) Форма протокола проверки ИК температуры точки росы газа.....	73
Приложение К (справочное) Форма протокола проверки ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа	74
Приложение Л (справочное) Форма протокола проверки СИКНГ	75

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (далее – СИКНГ), изготовленную компанией АО «Нефтеавтоматика».

Инструкция устанавливает методику – периодичность, объем и порядок, первичной (перед вводом в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверки СИКНГ на месте эксплуатации.

Для СИКНГ установлен поканальный метод поверки.

Порядок метрологического обслуживания СИКНГ

– в части измерительных каналов (далее – ИК) и/или измерительных компонент, применяемых в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений, СИКНГ подлежит поверке;

– в части ИК и/или измерительных компонент, применяемых вне сфер государственного регулирования обеспечения единства измерений, СИКНГ подлежит калибровке в добровольном порядке.

Примечание – Далее в тексте в отношении СИКНГ под термином «поверка» подразумевается поверка или калибровка.

Интервал между поверками для СИКНГ – 2 года. Свидетельство о поверке СИКНГ оформляется на основании результатов проверки ИК СИКНГ.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

Операции поверки указаны в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при					периодической поверке
		первичной поверке					
		перед вводом в эксплуатацию	после ремонта (замены) СИ, в составе ИК	после ремонта (замены) связующих компонентов	после модернизации СОИ (переустановки ПО)		
Внешний осмотр	6.1	Да	Нет	Нет	Да	Да	
Рассмотрение документации (в том числе протоколов и свидетельств о поверке)	6.2	Да	Да*	Да*	Да	Да	
Идентификация программного обеспечения (проверка версии и контрольной суммы)	6.3	Да	Нет	Нет	Да	Да	
Проверка защиты от	6.4	Да	Да*	Да*	Да	Да	

несанкционированного доступа						
Опробование	6.5	Да	Да*	Да*	Да	Да
Проверка (определение) метрологических характеристик (далее – МХ)	6.6	Да	Да*	Да*	Да	Да
* операция проводится только применительно к тому ИК, компоненты которого заменены (отремонтированы) или изменено ПО						

Поверку СИКНГ производят путем последовательного и/или параллельного определения МХ ИК СИКНГ и/или измерительных компонентов СИКНГ.

Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов (далее – ИК) и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКНГ в полном или меньшем диапазоне измерений (воспроизведения) в соответствии с заявлением владельца СИКНГ с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

При наличии специализированных переносных эталонных средств измерений и доступности входов СИКНГ определение МХ ИК СИКНГ на месте эксплуатации является предпочтительной.

В случае отсутствия переносных эталонных средств измерений и/или недоступности входов ИК СИКНГ, соответствующие ИК СИКНГ подвергают покомпонентной (поэлементной) проверке МХ: демонтированные первичные измерительные преобразователи – в лабораторных условиях или на месте эксплуатации; вторичную часть – комплексный компонент, включая линии связи и промежуточные измерительные преобразователи, – на месте эксплуатации при одновременном контроле всех влияющих факторов, действующих на отдельные измерительные компоненты. МХ таких ИК определяют расчетным путем по нормированным МХ измерительных компонентов для условий, сложившихся на момент проверки и отличающихся от нормальных условий.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки СИКНГ используют следующие основные эталонные средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде) и вспомогательное оборудование:

- установка поверочная СР-М, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка не более $\pm 0,05\%$ (регистрационный № 27778-09);

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ Р 8.618-2014, с пределами допускаемой относительной погрешности воспроизведения единицы объемного расхода газа не более $\pm 0,23\%$;

- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$;

- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013 объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов;

- мерник металлический эталонный I-го разряда «М», номинальный объем при 20°C 120 дм^3 (регистрационный №28515-09);

- генератор влажного газа Michell Instruments модификации DG-4, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения относительной влажности $\pm 0,2$ °С (регистрационный № 48434-11);

- азот газообразный по ГОСТ 9293-74;

- стандартный образец искусственной газовой смеси в азоте (N₂-П-1) ГСО 10597-2015;

- калибратор давления DPI модификации DPI-620 (регистрационный № 16347-09). Диапазон измерений абсолютного давления от 0,035 до 100 МПа, избыточного давления от 0,0025 до 100 МПа с пределами допускаемой приведенной погрешности от $\pm 0,025$ до $\pm 0,1$ %. Диапазон измерений силы постоянного тока от 0 до 20 мА (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,012\% + (\pm 0,006\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 24 мА (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,015\% + (\pm 0,005\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон измерений напряжения постоянного тока от 0 до 20 В (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,01\% + (\pm 0,002\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон воспроизведения напряжения постоянного тока от 0 до 12 В (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,01\% + (\pm 0,0035\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон измерений сопротивления постоянного тока от 0 до 400 Ом (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,015\% + (\pm 0,006\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон воспроизведения сопротивления постоянного тока от 0 до 400 Ом (0,1 мА) (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,03\% + (\pm 0,0075\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон измерений частоты сигналов с диапазоном амплитуд от 0,01 до 12 В от 0 до 1000 Гц (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,003\% + (\pm 0,0002\% \text{ ВПИ})$)), от 1 до 50 кГц (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,003\% + (\pm 0,0004\% \text{ ВПИ})$)). Диапазон генерации частоты (форма сигнала прямоугольная) с диапазоном амплитуд от 0 до 12 В от 0 до 1000 Гц (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,003\% + (\pm 0,00023\% \text{ ВПИ})$)), от 1 до 50 кГц (пределы допускаемой погрешности ($\pm 0,003\% + (\pm 0,000074\% \text{ ВПИ})$));

- калибратор давления РС6, диапазон измерений разности давлений от 0 до 3,5 МПа с пределами допускаемой приведенной погрешности от $\pm 0,025$ % (регистрационный № 21024-01);

- манометр цифровой Crystal модификации Crystal XP²ⁱ, диапазон измерений избыточного давления от 0 до 14,0 МПа, отрицательного избыточного давления от минус 99,9 до 0 кПа с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,02$ % (от 0 до 20 % шкалы), $\pm 0,25$ % (при измерении отрицательного избыточного давления) и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ % (от 20 до 100 % шкалы), (регистрационный № 43880-10);

- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС-156В, диапазон воспроизводимых температур от -40 до +155 °С, предел допускаемой основной абсолютной погрешности канала измерений температуры со штатным платиновым ТС углового типа (только для исполнения «В») $\pm 0,04$ °С (регистрационный № 20262-02);

- калибратор многофункциональный модели TRX-R. Диапазон измерений силы постоянного тока от 0 до 52 мА, воспроизведений силы постоянного тока от 0 до 24 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,05$ %. Диапазон измерений напряжения постоянного тока от 0 до 120 В, воспроизведений напряжения постоянного тока от -10 до 12 В, пределы допускаемой основной приведенной погрешности от $\pm 0,025$ % до $\pm 0,05$ %. Диапазон измерений и воспроизведения сопротивления постоянному току от 0 до 390 Ом, пределы допускаемой основной погрешности от $\pm 0,01$ Ом (регистрационный № 18086-99);

- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 модификации ИВТМ-7М (регистрационный № 15500-12);

- барометр-анероид контрольный М-67 (регистрационный № 3744-73).

При проведении поверки СИКНГ также используют эталонные средства измерений и оборудование, указанные в соответствующих методиках поверки измерительных компонентов и/или методиках поверки ИК, входящих в состав СИКНГ. Методики поверки измерительных компонентов и поверки ИК, входящих в состав СИКНГ установлены в разделе 6 данной инструкции.

Все применяемые при поверке СИКНГ эталонные средства измерений должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

Допускается применять иные аналогичные по назначению эталонные средства измерений, в том числе переносные, допущенные к применению в установленном порядке, если их характеристики не хуже указанных в настоящей методике и/или методиках поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКНГ, и обеспечивающие поверку МХ с требуемой или лучшей точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, определяемые

- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ и вспомогательных устройств, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101, зарегистрированы в Минюсте России 19.04.2013 № 28222);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 ноября 2013 г. № 533, зарегистрированы в Минюсте России 31.12.2013 № 30992);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. № 116, зарегистрированы в Минюсте России 19.05.2014 № 32326);
- Электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54;
- Требования безопасности к монтируемым комплектным устройствам согласно ГОСТ 12.2.007.0;
- В целях исключения загрязнения окружающей среды вредными и взрывоопасными веществами место проведения работ должно соответствовать ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007 и ГОСТ Р 12.3.047. Не допускают выбросов и выделений в окружающую среду.

При необходимости, для свободного и безопасного доступа к оборудованию должны быть предусмотрены соответствующие лестницы и площадки обслуживания.

При появлении течи нефти или газа, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ, поверку прекращают.

К поверке СИКНГ допускают лиц, аттестованных в установленном порядке в качестве поверителей, изучивших настоящую Инструкцию, эксплуатационную документацию СИКНГ и входящих в ее состав измерительных компонент, и освоивших работу с системой и используемыми эталонными средствами измерений.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Комплектность и условия эксплуатации СИКНГ и ее измерительных компонент, должны соответствовать требованиям технической и эксплуатационной документации СИКНГ. Все измерительные компоненты и ИК в составе СИКНГ, находящиеся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть исправны. При проверке МХ ИК и/или измерительных компонент СИКНГ должны соблюдаться условия поверки, изложенные в настоящей методике и документах на методики поверки измерительных компонент и СИ.

Напряжение питающей электросети [(400; 230) ± 10 %] В, частота переменного тока (50 ± 0,4) Гц.

По возможности должны выполняться следующие условия

- температура окружающего воздуха, °С от 15 до 25;
- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа..... от 84 до 106,7;
- отсутствие вибрации, ударов и магнитного поля, кроме земного.

При невозможности обеспечения нормальных условий допускается проводить проверку МХ и поверку в фактических (рабочих) условиях. Стабильность окружающих условий на период проведения экспериментальных работ должна контролироваться путем измерения температуры, атмосферного давления и влажности в местах установки измерительных компонент СИКНГ.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

– проверяют наличие и изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКНГ;

– изучают настоящую методику поверки, методики поверки измерительных компонент, входящих в состав СИКНГ;

– проводят поверку (калибровку) входящих в состав ИК СИКНГ средств измерений, метрологические характеристики которых проверяют в лабораторных условиях вне ЦТП (на берегу);

– подготавливают поверенные эталонные средства измерений, при необходимости изучают их руководства по эксплуатации;

– оценивают фактические условия поверки в соответствии с разделом 4 настоящей методики с целью проверки их соответствия допускаемым рабочим условиям;

– проверяют параметры конфигурации системы и значения, введенных в память контроллеров измерительных FloBoss S600+ и компьютеров с программным комплексом «Сторос» констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок на соответствие эксплуатационным документам (при необходимости производят корректировку конфигурации системы);

– проводят иные подготовительные и организационные работы.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют

– соответствие СИКНГ проектным решениям;

– комплектность ИК и компонентов СИКНГ, находящихся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, в соответствии с эксплуатационной документацией, соответствие технических характеристик, внешнего вида и комплектности их измерительных компонентов требованиям их технической документации;

– отсутствие повреждений измерительных компонентов и линий связи ИК, находящихся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

– правильность монтажа измерительных компонентов ИК, находящихся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

– наличие эксплуатационной документации на СИКНГ и измерительные компоненты ИК, находящихся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

– соответствие рабочих условий эксплуатации СИКНГ условиям поверки, а также условиям эксплуатации, установленным технической и эксплуатационной документацией;

– наличие документации и свидетельств о поверке эталонных средств измерений, используемых при поверке СИКНГ.

6.2 Рассмотрение документации

При рассмотрении документации изучают:

– материалы поверки (калибровки) компонентов ИК СИКНГ, метрологические характеристики которых установлены в лабораторных условиях вне ЦТП МЛСК им. В. Филановского;

– эксплуатационные документы и другую документацию СИКНГ.

6.3 Идентификация программного обеспечения

Проверяют соответствие эксплуатационной документации СИКНГ следующих идентификационных данных метрологически значимого программного обеспечения контроллеров измерительных FloBoss S600+ и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора с программным комплексом «Сторос»:

– идентификационное наименование программного обеспечения;

– номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;

– цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);

– алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

Идентификационные данные ПО СИКНГ считывают с операционной системы контроллеров FloBoss S600+, программного комплекса «Сторос» и заносят их в протокол поверки СИКНГ приложение Л.

Идентификационные данные программного обеспечения должны соответствовать данным программного обеспечения, установленным в описании типа к свидетельству об утверждении типа СИКНГ.

6.4 Проверка защиты от несанкционированного доступа

Проверяют уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты программного обеспечения должен соответствовать уровню, установленному в описании типа к свидетельству об утверждении типа СИКНГ.

Так же проводят проверку реализованных в конструкции СИКНГ ограничений доступа к компонентам ИК.

6.5 Опробование

При опробовании проверяют правильность функционирования ИК и компонентов СИКНГ, находящихся в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Проверку функционирования осуществляют в соответствии с эксплуатационной документацией СИКНГ.

6.6 Проверка МХ

Проверку МХ СИКНГ производят путем последовательной и/или параллельной проверки МХ ИК и/или измерительных компонентов СИКНГ.

Проверку МХ измерительных компонентов ИК, подвергаемых покомпонентной проверке, а также отдельных средств измерений в составе СИКНГ выполняют в лабораторных условиях или на месте эксплуатации по методикам поверки, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
1. БИЛ-Г				
1.1	Преобразователи расхода газа ультразвуковые SeniorSonic (регистрационный № 43212-09), $\delta = \pm 0,5$ % (имитационный метод поверки) $\delta = \pm 0,3$ % (проливной метод поверки)	от 16,5 до 1655 м ³ /ч	«Инструкция. ГСИ. Преобразователи расхода газа ультразвуковые SeniorSonic и JuniorSonic с электронными модулями серии Mark. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГКП ВНИИР в 2009 г.	48

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
1.2	Преобразователь плотности газа измерительный модели 7812 (регистрационный № 15781-06), $\delta = \pm 0,15 \%$ Преобразователь плотности газа GDM (регистрационный № 62150-15), $\delta = \pm 0,15 \%$	от 1 до 400 кг/м ³	Методика поверки разработанная и утвержденная ВНИИМС (Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности газа моделей 3098 и 7812 фирмы «Mobrey Measurement», Великобритания. Методика поверки. Утверждена ВНИИМС в 2006 г.) МП 28-221-2014 «ГСИ. Преобразователи плотности газа GDM, SGM. Методика поверки», утверждена ФГУП «УНИИМ» 03 августа 2015 г.	12
1.3	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051 TA (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075 \%$;	от 0 до 20 МПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	36 или 48
1.4	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до + 100 ^o C	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24
1.5	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	от -50 до +450 ^o C	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24
2. БИК-Г				
2.1	Хроматограф газовый промышленный модели 700 (регистрационный № 55188-13), погрешность измерения содержания компонент в соответствии с документом ЕРМ-01-2015 «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава с помощью хроматографов газовых промыш-	Диапазон измерения содержания компонент в соответствии с документом ЕРМ-01-2015 «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава с помощью хроматографов газовых про-	МП 242-1615-2013 «Хроматографы газовые промышленные моделей 500, 700 и 700ХА. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 31.05.2013 г.	12

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
	ленных моделей 500, 700 и 700ХА», утверждена ООО «Эмерсон» в 2015 г., аттестована в ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» (свидетельство № 669/242-(01.00250)-2015 от 5 августа 2015 г.)	мышленных моделей 500, 700 и 700ХА», утверждена ООО «Эмерсон» в 2015 г., аттестована в ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» (свидетельство № 669/242-(01.00250)-2015 от 5 августа 2015 г.)		
2.2	Гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet (регистрационный № 50304-12), $\Delta = \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$	от -60 до +20 $^\circ\text{C}$	МП-242-1260-2011 «Гигрометры точки росы Michell Instruments. Фирма «Michell Instruments Ltd.», Великобритания. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 25 января 2012 г.	12
2.3	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до + 100 $^\circ\text{C}$	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24
2.4	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	от -50 до +450 $^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24
3. БИЛ-Н1				
3.1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) $\delta = \pm 0,2 \%$	от 68,04 до 2549,99	п. 6.6.7	12
3.2	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 TG (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075 \%$	от 0 до 1,6 МПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	36
3.3	Преобразователь давления измерительный 3051 модифи-	от 0 до 248кПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051.	36

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
	кации 3051 CD (регистрационный № 14061-10) $\gamma = \pm 0,075 \%$;		Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	
3.4	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до + 100 $^\circ\text{C}$	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24
3.5	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	от -50 до +450 $^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24
4. БИЛ-Н2				
4.1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) $\delta = \pm 0,2 \%$	от 68,04 до 2549,99	п. 6.6.7	12
4.2	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 TG (регистрационный № 14061-10) $\gamma = \pm 0,075 \%$;	от 0 до 10,0 МПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	36
4.3	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 CD (регистрационный № 14061-10) $\gamma = \pm 0,075 \%$;	от 0 до 248кПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	36
4.4	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до + 100 $^\circ\text{C}$	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24
4.5	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ	от -50 до +450 $^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
	$\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)			
5. БИК-Н1				
5.1	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) $\Delta = \pm 0,15 \text{ кг/м}^3$	от 300 до 1100 кг/м ³	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 20.09.2012г.	12
5.2	Влагомер нефти поточный моделей L (регистрационный № 56767-14) $\Delta = \pm 0,05\%$ $\Delta = \pm 0,1\%$	от 0 до 2 % от 2 до 4 %	МП 0090-6-2013 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные моделей L и F. Методика поверки», ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 02.12.2013 г.	12
5.3	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 TG (регистрационный № 14061-10) $\gamma = \pm 0,075 \%$	от 0 до 1,6 МПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	36
5.4	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K (регистрационный № 48218-11), $\delta = \pm 4,5 \%$	от 0,11 до 35 м ³ /ч	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», сентябрь.2011 г.	48
5.5	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до + 100 ^o C	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
5.6	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	от -50 до +450°С	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24
6. Блок поверочной установки (ПУ)				
6.1	Установка поверочная СР-М (регистрационный № 27778-09) $\delta = \pm 0,05 \%$	от 0,794 до 794 м ³ /ч	МИ 3225-2009 ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М фирмы "Emerson Process Management/Daniel Measurement and Control Inc.", США. Методика поверки.	24
6.2	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) $\Delta_{\text{осн}} = \pm 0,15 \text{ кг/м}^3$	от 300 до 1100 кг/м ³	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 20.09.2012г.	12
6.3	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K (регистрационный № 48218-11), $\delta = \pm 4,5 \%$	от 0,11 до 35 м ³ /ч	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки». утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», сентябрь.2011 г.	48
6.4	Преобразователь расхода жидкости турбинный Sentry в комплекте со струевыпрямителем (регистрационный № 44009-10)	от 119 до 1190	-	-
6.5	Преобразователи давления измерительные 3051 модифи-	от 0 до 11,0 МПа	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051.	36

№ п/п	Измерительный компонент (тип, пределы допускаемой основной погрешности, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде)	Диапазон измерений	Методика проверки	Интервал между проверками, месяцы
	кации 3051 TG (регистрационный № 14061-10) $\gamma = \pm 0,075 \%$;		Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.	
6.6	Преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03 \%$ (от интервала измерений)	от 0 до $+100^\circ\text{C}$	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244МВ. Методика поверки», разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г.	24
6.7	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	от -50 до $+450^\circ\text{C}$	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»	24
7. СОИ				
7.1	Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный № 38623-11) Погрешность: - измерения напряжения $\gamma = \pm 0,005 \%$; - измерения силы тока $\gamma = \pm 0,04 \%$; - измерения частоты $\pm 0,1$ Гц; - измерения импульсов ± 1 имп.; - измерения температуры (вход PRT/RTD) $\delta = \pm 0,06 \%$; - вычисления расхода, объема, массы $\delta = \pm 0,01 \%$.	от 4 до 20 мА; от 0 до 10000 Гц; от 1 до 5 В от -100 до $+300^\circ\text{C}$ (4-х проводное подключение с использованием термометра сопротивления 100 Ом)	Инструкция «Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.	24 (если контроллер не проверяется комплектно в составе ИК)
7.2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Максимальное сопротивление 341 Ом Максимальное напряжение 26,5 В	«Преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μZ 600. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 15.04.2011г.	36

Примечание – При использовании переносных эталонных средств измерений, проверка МХ манометров и преобразователей давления может быть произведено без демонтажа на месте эксплуатации.

Проверку МХ ИК СИКНГ выполняют по методикам проверки, указанным в таблице 3. В составе СИКНГ функционируют следующие ИК

- I применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
- ИК массового расхода нефти – 6 шт. (БИЛ-Н1 3 шт., БИЛ-Н2 3 шт.);
 - ИК избыточного давления нефти – 9 шт. (БИЛ-Н1 3 шт., БИЛ-Н2 3 шт., БИК-Н1 1 шт., ПУ 2 шт.);
 - ИК дифференциального давления нефти – 8 шт. (БИЛ-Н1 3 шт., БИЛ-Н2 3 шт., БИК-Н1 2 шт.);
 - ИК температуры нефти – 9 шт. (БИЛ-Н1 3 шт., БИЛ-Н2 3 шт., БИК-Н1 1 шт., ПУ 2 шт.);
 - ИК плотности нефти – 2 шт. (БИК-Н1 1 шт., ПУ 1 шт.);
 - ИК влагосодержания нефти – 2 шт. (БИК-Н1 2 шт.);
 - ИК объемного расхода газа – 2 шт. (БИЛ-Г 2 шт.);
 - ИК абсолютного давления газа – 2 шт. (БИЛ-Г 2 шт.);
 - ИК температуры газа – 3 шт. (БИЛ-Г 2 шт., БИК-Г 1 шт.);
 - ИК плотности газа – 2 шт. (БИЛ-Г 2 шт.);
 - ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа - 1 шт. (БИК-Г 1 шт.).
- II применяемые вне сфер государственного регулирования обеспечения единства измерений
- ИК объемного расхода нефти – 2 шт. (БИК-Н1, ПУ);
 - ИК температуры точки росы газа – 1 шт. (БИК-Г).

Таблица 3

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
БИЛ-Г					
ИК объемного расхода газа $\pm 0,55\%$ (отн.), от 16,5 до 1655 м ³ /ч	Преобразователи расхода газа ультразвуковые SeniorSonic (регистрационный № 43212-09), $\pm 0,5\%$ (отн.) (имитационный метод проверки) $\pm 0,3\%$ (отн.) (проливной метод проверки)		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц (регистрационный № 38623-11)	Методика изложена в п. 6.6.8 настоящей инструкции	24
ИК плотности газа $\pm 0,2\%$ (отн.), от 1 до 400 кг/м ³	Преобразователь плотности газа измерительный модели 7812 (регистрационный № 15781-06),	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (ре-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный,	Методика изложена в п. 6.6.3 настоящей инструк-	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
	$\pm 0,15$ % (отн.) Преобразователь плотности газа GDM (регистрационный № 62150-15), $\pm 0,15$ % (отн.)	гистрационный № 47073-11)	± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц	ции	
ИК абсолютного давления газа $\pm 0,25$ % (привед); от 0 до 20 МПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051 ТА (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075$ %;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24
ИК температуры газа $\pm 0,4$ °С (абс.); от 0 до 100 °С	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 °С, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 °С, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24
БИК-Г					
ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа Расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа установлены в методике ЕРМ-01-2015.	Хроматограф газовый промышленный модели 700 (регистрационный № 55188-13), расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с документом ЕРМ-01-2015 «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава		Контроллер измерительный FloBoss S600+, цифровой канал	Методика изложена в п. 6.6.10 настоящей инструкции	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
	с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 500, 700 и 700ХА», утверждена ООО «Эмерсон» в 2015 г., аттестована в ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» (свидетельство № 669/242-(01.00250)-2015 от 5 августа 2015 г.)				
ИК температуры точки росы газа $\pm 1,1$ °С (абс.) от -60 до + 20°С	Гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet (регистрационный № 50304-12) $\pm 1,0$ °С (абс.)		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.9 настоящей инструкции	24
ИК температуры газа $\pm 0,4$ °С (абс.); от 0 до 100 °С	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 °С, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 °С, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24
БИЛ-Н1					
ИК массового расхода нефти $\pm 0,25$ % (отн.); от 150 до 600 т/ч	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) $\pm 0,2$ % (отн.)		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц	Методика изложена в п. 6.6.7 настоящей инструкции	24
ИК дифференци-	Преобразователи		Контроллеры	Методика	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
ИК ального давления нефти $\pm 0,3\%$ (привед); от 0 до 248 кПа	давления измерительные 3051 модификации 3051CD (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075\%$;		измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	
ИК избыточного давления нефти $\pm 0,25\%$ (привед); от 0 до 1,6 МПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075\%$;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24
ИК температуры нефти $\pm 0,4\text{ }^\circ\text{C}$ (абс.); от 0 до 100 $^\circ\text{C}$	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 $^\circ\text{C}$, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 $^\circ\text{C}$, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15\text{ }^\circ\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03\%$ (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24
БИЛ-Н2					
ИК массового расхода нефти $\pm 0,25\%$ (отн.); от 150 до 600 т/ч	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) $\pm 0,2\%$ (отн.)		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц	Методика изложена в п. 6.6.7 настоящей инструкции	24
ИК дифференциального давления нефти $\pm 0,3\%$ (привед); от 0 до 248 кПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051CD (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075\%$;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
ИК избыточного давления нефти $\pm 0,25$ % (привед); от 0 до 10,0 МПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075$ %;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24
ИК температуры нефти $\pm 0,4$ °С (абс.); от 0 до 100 °С	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 °С, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 °С, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24
БИК-Н1					
ИК плотности нефти $\pm 0,3$ кг/м ³ от 300 до 110 кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) $\pm 0,15$ кг/м ³	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц	Методика изложена в п. 6.6.3 настоящей инструкции	24
ИК влагосодержания нефти $\pm 0,06$ % (абс.) от 0 до 2 % $\pm 0,11$ % (абс.) от 2 до 4 %	Влагомер нефти точный моделей L (регистрационный № 56767-14) $\pm 0,05$ % (абс.) от 0 до 2 % $\pm 0,1$ % (абс.) от 2 до 4 %		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.4 настоящей инструкции	24
ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 $\pm 5,0$ % (отн.) от 0 до 35 м ³ /ч	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K (регистрационный № 48218-11) $\pm 4,5$ % (имитацион-		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный,	Методика изложена в п. 6.6.5 настоящей инструк-	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
	новый метод поверки), $\pm 0,5\%$ (проливной метод поверки)		± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц (регистрационный № 38623-11)	ции	
ИК избыточного давления нефти $\pm 0,25\%$ (привед); от 0 до 1,6 МПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075\%$;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24
ИК температуры нефти $\pm 0,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ (абс.); от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 $^{\circ}\text{C}$, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15\text{ }^{\circ}\text{C}$, погрешность ЦАП $\pm 0,03\%$ (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24
Блок ПУ					
ИК плотности нефти $\pm 0,3$ кг/м ³ от 300 до 110 кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) $\pm 0,15$ кг/м ³	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный, $\pm 0,1$ Гц	Методика изложена в п. 6.6.3 настоящей инструкции	24
ИК объемного расхода нефти в линии ПУ $\pm 5,0\%$ (отн.) от 0 до 35 м ³ /ч	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K (регистрационный № 48218-11) $\pm 4,5\%$ (имитационный метод поверки), $\pm 0,5\%$ (проливной метод поверки)		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов вход частотный,	Методика изложена в п. 6.6.5 настоящей инструкции	24

Наименование ИК, пределы допускаемой погрешности, диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Методика проверки МХ	Интервал между проверками, месяцы
			$\pm 0,1$ Гц (регистрационный № 38623-11)		
ИК избыточного давления нефти $\pm 0,25$ % (привед); от 0 до 11,0 МПа	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG (регистрационный № 14061-10), $\gamma = \pm 0,075$ %;		Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.1 настоящей инструкции	24
ИК температуры нефти $\pm 0,4$ °С (абс.); от 0 до 100 °С	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, диапазон измерений от минус 50 до плюс 450 °С, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 °С, погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллеры измерительные FloBoss S600+, вход ток 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (привед.)	Методика изложена в п. 6.6.2 настоящей инструкции	24

6.6.1 Проверка МХ ИК давления нефти и газа

Проверку МХ ИК давления (абсолютного, избыточного, дифференциального) нефти и газа выполняют комплектно на месте эксплуатации.

При проверке МХ ИК давления нефти(газа) выполняют следующие операции

- внешний осмотр;
- опробование;
- определение погрешности ИК давления нефти(газа).

Средства измерений и оборудование, используемые при проверке МХ давления нефти(газа)

При проверке МХ ИК давления нефти(газа)используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор давления;

– СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку МХ ИК с требуемой или лучшей точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ИК давления нефти(газа) должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ ИК – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК давления нефти(газа) выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК давления нефти(газа). Во время осмотра устанавливают: отсутствие механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК давления нефти(газа) и качество проверки МХ ИК.

Подключают калибратор давления к измерительному преобразователю давления.

При проверке МХ ИК избыточного и абсолютного давления перекрывают подводящий вентиль на двухвентильном блоке измерительного преобразователя давления. Открывают калибровочный вентиль на двухвентильном блоке для сброса давления и дренажа рабочей измеряемой среды. Закрывают калибровочный вентиль. Через калибровочный вентиль подключают источник давления – калибратор давления. Открывают калибровочный вентиль.

При проверке МХ ИК дифференциального давления нефти медленно открывают уравнительный вентиль пятивентильного блока измерительного преобразователя давления. Перекрывают краны на линии. Перекрывают входные линии на вентильном блоке. Откручивают заглушки дренажных выходов. Открывают дренажные вентили для сброса давления и дренажа рабочей измеряемой среды. Закрывают уравнительный вентиль. Подключают калибратор давления через дренажный вентиль к «+» камере преобразователя, оставив «-» камеру преобразователя открытой в атмосферу.

Для подключения калибратора давления к измерительному преобразователю давления на дренажных выходах вентильного блока предусмотрены резьбовые соединения, для подключения к которым потребуются соответствующие переходники.

Проверяют герметичность системы калибратор – преобразователь при значении давления равного верхнему пределу измерений ИК давления нефти, для чего с помощью калибратора давления прикладывают к измерительному преобразователю известное давление равное верхнему пределу измерений (ВПИ) ИК.

Систему считают герметичной, если после минутной выдержки под давлением равным ВПИ, в ней не наблюдают падение давления. Допускается падение давления, обусловленное изменением температуры окружающего воздуха и изменением температуры измеряемой среды. В случае обнаружения негерметичности следует проверить отдельно систему и преобразователь.

Выполняя опробование, проверяют работоспособность ИК давления, изменяя измеряемое давление от нижнего предельного значения до верхнего. Должно наблюдаться изменение значения давления на всех выходных устройствах.

Определяют погрешность ИК давления нефти(газа)

Калибратором давления на входе измерительного преобразователя ИК давления устанавливают значения давления измеряемой величины в диапазоне измерений ИК, соответствующих 0, 25, 50, 75, 100% ВПИ, а результат измерений считывают с соответствующего измерительного контроллера FloBoss S600+.

Результаты проверки МХ заносят в протокол (Приложение А).

Устанавливают давление эквивалентное установкам сигнализаций, проверяя работу сигнализаций.

По завершению экспериментальной части проверки МХ ИК измерительный преобразователь давления возвращают к нормальной работе, используя последовательность подключений калибратора давления, но в обратном порядке.

Погрешность ИК давления нефти(газа), приведенную к диапазону измерений, %, вычисляют по формуле

$$\gamma_{IKi} = \frac{P_{выхi} - P_{вхi}}{P_{max} - P_{min}} \times 100 \%,$$

где $P_{выхi}$ – результат измерений давления ИК давления (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и компьютера диспетчерского управления), кПа;

$P_{вхi}$ – действительное значение давления (значение давления, заданное с помощью калибратора), кПа;

P_{max} , P_{min} – соответственно верхнее и нижнее значения диапазона измерений ИК давления в единицах измеряемого параметра, кПа.

ИК давления нефти(газа) признается годным, если для каждого значения измеряемой величины диапазона измерений $|\gamma_{IKi}| \leq |\gamma_{IKдоп}|$, где $\gamma_{IKдоп} = \pm 0,25\%$ предел допустимого значения погрешности измерений давления нефти, установленный в эксплуатационной документации.

6.6.2 Проверка МХ ИК температуры

Проверку МХ ИК температуры выполняют покомпонентно:

– Демонтированные термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 и преобразователь измерительный 644 – проверяют в соответствии с методиками, установленными в таблице 2;

– вторичную часть ИК (далее – ВИК) – контроллер измерительный FloBoss S600+ и компьютер диспетчерского управления, включая линии связи и промежуточные измерительные преобразователи, – на месте эксплуатации;

– погрешность ИК температуры определяют расчетным методом.

При проверке МХ ИК температуры выполняют следующие операции

- внешний осмотр;
- определение погрешности ИК температуры.

Проверку МХ термопреобразователя сопротивления платинового серии 65 и преобразователя измерительного 644 проводят с использованием средств поверки, указанных в соответствующей методике поверки (таблица 2).

Определение МХ ВИК выполняют, используя следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие определение МХ ИК температуры с требуемой или лучшей точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для определения МХ ИК температуры должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК температуры выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК температуры. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК температуры и качество проверки МХ ИК.

Отсоединяют один провод от преобразователя измерительного 644 и проверяют целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключают провод назад и проверяют, что отображается значение температуры.

Отключают преобразователь измерительный 644 от ВИК и определяют погрешность ИК температуры.

Протокол определения погрешности термопреобразователя сопротивления платинового серии 65 и преобразователя измерительного 644 прикладывают к протоколу проверки МХ ИК температуры.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК на пяти значениях измеряемой величины (температуры) в диапазоне измерений ИК, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК.

Подключают калибратор к ВИК вместо преобразователя измерительного 64. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения силы постоянного тока. Подают входной сигнал постоянного тока, соответствующий первой контрольной точке.

Значение подаваемого от калибратора входного сигнала постоянного тока, мА, соответствующее задаваемому значению температуры T_{exi} определяют по формуле

$$I_{exi} = 16 \times \frac{(T_{exi} - T_{min})}{T_{max} - T_{min}} + 4,$$

где I_{exi} – значение подаваемого сигнала постоянного тока, мА;

T_{exi} – задаваемое значение температуры, °С;

T_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК температуры, °С (соответствующий входному сигналу 20 мА);

T_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК температуры, °С (соответствующий входному сигналу 4 мА).

После установления выходного значения температуры на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

Повторяют операции для остальных контрольных точек.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение Б).

По завершению определения погрешности ВИК термопреобразователь сопротивления платиновой серии 65 и преобразователь измерительный 644 монтируют на их рабочие места и восстанавливают рабочее состояние, подключая к ВИК. Далее проверяют, что на мониторе компьютера диспетчерского управления отображается значение температуры.

Определяют абсолютную погрешность ВИК в единицах измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{viki} = T_{vixi} - T_{axi},$$

где T_{vixi} – результат измерений температуры ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и компьютера диспетчерского управления), °С;

T_{axi} – действительное значение температуры (значение температуры, заданное с помощью калибратора), °С.

Результаты заносят в протокол (Приложение Б).

По результатам определения погрешности термопреобразователя сопротивления платинового серии 65, преобразователя измерительного 644 и ВИК рассчитывают соответствующую погрешность ИК температуры по формуле

$$\Delta_{ик} = \Delta_{пик} + \Delta_{вик}$$

где $\Delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности показаний ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, °С;

$\Delta_{пик}$ – предел допускаемого значения абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления платинового серии 65 и преобразователя измерительного 644, °С, рассчитанные по формуле

$$\Delta_{пик} = \sqrt{(\Delta_{цс} + \Delta_{цап})^2 + \Delta_{доп}^2 + \Delta_{нсх}^2}$$

где $\Delta_{ЦС}$ – предел допускаемого значения основной абсолютной погрешности цифрового измерительного преобразователя, преобразователя измерительного 644, °С;

$\Delta_{ЦАП}$ – предел допускаемого значения основной абсолютной погрешности цифро-аналогового преобразования, преобразователя измерительного 644, °С;

$\Delta_{Доп}$ – предел допускаемого значения дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала и цифро-аналогового преобразования от изменения температуры окружающей среды (от 20 °С), преобразователя измерительного 644, °С;

$\Delta_{НСХ}$ – предел допускаемых отклонений сопротивления ТС от НСХ, термопреобразователя сопротивления платинового серии 65, °С.

ИК считается годным, если выполняется условие $|\Delta_{ИК}| \leq |\Delta_{ИКдоп}|$, где $\Delta_{ИКдоп} = \pm 0,4$ °С – предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений температуры, установленный в эксплуатационной документации.

6.6.3 Проверка МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа

Проверку МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа выполняют в соответствии с требованиями документов на поверку приведенными в таблице 2.

Проверку МХ ИК плотности нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации или покомпонентно. Проверку МХ ИК плотности газа выполняют покомпонентно.

6.6.3.1 Проверка МХ ИК плотности нефти комплектно на месте эксплуатации.

При одновременном измерении плотности нефти ИК плотности нефти и эталонным средством измерений, показания ИК плотности нефти считывают с соответствующего измерительного контроллера FloBoss S600+ и компьютера диспетчерского управления.

ИК считается годным, если выполняется условие $|\Delta_{ИК}| \leq |\Delta_{ИКдоп}|$, где $\Delta_{ИКдоп} = \pm 0,3$ кг/м³ предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений плотности нефти, установленный в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение Е).

6.6.3.2 Проверка МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа покомпонентно.

При проверке МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа покомпонентно:

– демонтированные первичные измерительные преобразователи поверяют – в лабораторных условиях в соответствии с методикой, установленной в таблице 2;

– вторичную часть ИК (далее – ВИК) – контроллер измерительный FloBoss S600+ и компьютер диспетчерского управления, включая линии связи и промежуточные измерительные преобразователи поверяют – на месте эксплуатации;

– погрешность ИК плотности нефти и ИК плотности газа определяют расчетным методом.

При проверке МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа выполняют следующие операции

– внешний осмотр;

– определение погрешности ИК плотности нефти и ИК плотности газа.

Эталонные средства измерений и оборудование, используемые при проверке МХ плотности нефти и ИК плотности газа.

Проверка МХ первичного измерительного преобразователя плотности нефти и плотности газа проводится с использованием средств поверки, указанных в соответствующей методике поверки (таблица 2).

При определении МХ ВИК используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- источник постоянного напряжения;
- СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа с требуемой точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК плотности нефти и ИК плотности газа выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК плотности нефти и ИК плотности газа. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК плотности нефти и ИК плотности газа, и качество определения МХ ИК.

Отсоединить один провод от первичного измерительного преобразователя плотности нефти (газа) и проверить целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключить провод назад и проверить, что отображается значение плотности.

Отключают преобразователь плотности нефти (газа) от ВИК и определяют погрешность ИК плотности нефти (газа).

Определение погрешности первичного измерительного преобразователя плотности, выполняют в лабораторных условиях по соответствующей методике (таблица 2). Протокол определения погрешности прикладывают к протоколу проверки МХ ИК плотности нефти (газа).

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК при двух значениях измеряемой величины соответствующих периоду выходного сигнала плотномера:

- 1300 и 1400 мкс, для ИК плотности нефти;
- 510 и 800 мкс, для ИК плотности газа;

Подключают калибратор к ВИК вместо первичного измерительного преобразователя плотности. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения сигнала заданной частоты, соответствующий значениям периодов выходного сигнала плотномера.

После установления выходного значения плотности нефти (газа) на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра (кг/м^3).

Истинное значение плотности соответствующие значениям заданного периода сигнала вычисляют по формулам:

$$D = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2$$

где D – истинное значение плотности, кг/м^3 ;

T – период сигнала генерируемый калибратором (на калибраторе допускается задавать частоту выходного сигнала соответствующую периоду), мкс;

$K0, K1, K2$ – коэффициенты установленные при калибровке (поверке) первичного преобразователя плотности и занесённые в измерительный контроллер FloBoss S600+.

При наличии температурной коррекции показаний плотномера истинное значение плотности рассчитывают по формуле

$$Dt = D \cdot (1 + K18 \cdot (t - 20)) + K19 \cdot (t - 20)$$

где Dt – истинное значение плотности, кг/м^3 ;

t – температура измеряемой среды (с датчика температуры установленного у первичного преобразователя плотности), $^{\circ}\text{C}$;

$K18, K19$ – коэффициенты установленные при калибровке (поверке) первичного преобразователя плотности и занесённые в измерительный контроллер FloBoss S600+.

При наличии коррекции по давлению показаний плотномера истинное значение плотности рассчитывают по формуле

$$Dp = Dt \cdot (1 + K20 \cdot (p - 1)) + K21 \cdot (p - 1)$$

где Dp – истинное значение плотности, кг/м^3 ;

p – абсолютное давление измеряемой среды (с датчика давления установленного у первичного преобразователя плотности), бар;

$K20, K21$ – коэффициенты установленные при калибровке (поверке) первичного преобразователя плотности и занесённые в измерительный контроллер FloBoss S600+.

Истинное значение плотности соответствующие значениям заданного периода сигнала допускается вычислять по иным формулам отличным от вышеприведенных, реализованным в измерительном контроллере FloBoss S600+.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение Ж1).

По завершению определения погрешности ВИК ИК плотности возвращают к нормальной работе, подключая первичный преобразователь плотности к ВИК и проверяют, что в контроллере отображается значение плотности.

Для ИК плотности нефти определяют абсолютную погрешность ВИК в единицах измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{\text{внк}i} = \rho_{\text{вык}i} - \rho_{\text{вк}i},$$

где $\rho_{\text{вык}i}$ – результат измерений плотности ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600 и/или компьютера диспетчерского управления), кг/м³;

$\rho_{\text{вк}i}$ – истинное (расчетное) значение плотности нефти (значение плотности, заданное с помощью калибратора), кг/м³.

По результатам определения погрешности первичного измерительного преобразователя плотности нефти ИК плотности нефти и ВИК рассчитывают соответствующую погрешность ИК по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}} = \Delta_{\text{пик}} + \Delta_{\text{вик}},$$

где $\Delta_{\text{пик}}$ – предел абсолютной погрешности первичного измерительного преобразователя плотности нефти, кг/м³;

$\Delta_{\text{вик}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, кг/м³.

ИК плотности нефти считается годным, если выполняется условие $|\Delta_{\text{ИК}}| \leq |\Delta_{\text{ИКдоп}}|$, где $\Delta_{\text{ИКдоп}} = \pm 0,3$ кг/м³ предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений плотности нефти, установленный в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение Е1).

Для ИК плотности газа определяют относительную погрешность ВИК, %, по формуле

$$\delta_{\text{внк}i} = \frac{\rho_{\text{вк}i} - \rho_{\text{вык}i}}{\rho_{\text{вк}i}} \cdot 100$$

где $\rho_{\text{вык}i}$ – результат измерений плотности газа ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), кг/м³;

$\rho_{\text{вк}i}$ – истинное значение плотности газа (значение плотности газа, заданное с помощью калибратора), кг/м³.

По результатам определения погрешности первичного преобразователя плотномера газа и ВИК ИК плотности газа рассчитывают соответствующую погрешность ИК, $\delta_{\text{ИК}}$, %, по формуле

$$\delta_{\text{ИК}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{пик}}^2 + \delta_{\text{вик}}^2}$$

где $\delta_{\text{пик}}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя плотности газа, %;

$\delta_{\text{вик}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

ИК считается годным, если выполняется условие $\delta_{\text{ИК}} \leq |\delta_{\text{ИКдоп}}|$, где $\delta_{\text{ИКдоп}} = 0,2$ % предел допустимого значения относительной погрешности ИК плотности газа, установленные в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение Е2).

6.6.4 Проверка МХ ИК влагосодержания нефти

Проверку МХ ИК влагосодержания нефти выполняют комплектно на месте эксплуатации либо покомпонентно.

6.6.4.1 При поверке МХ ИК влагосодержания нефти комплектно на месте эксплуатации определение погрешности ИК влагосодержания нефти, выполняют по приведённой ниже методике.

МХ ИК влагосодержания нефти комплектно на месте эксплуатации определяют в одной точке влагосодержания при текущем значении.

Отбор точечной пробы нефти для измерений влагосодержания нефти в испытательной лаборатории производят в блоке измерений показателей качества нефти, где установлен первичный измерительный преобразователь исследуемого ИК влагосодержания нефти. При отборе точечной пробы нефти показания исследуемого ИК считывают с соответствующего измерительного контроллера FloBoss S600+ и компьютера диспетчерского управления. Фиксируют не менее двух показаний, в начале и в конце отбора пробы нефти.

При отборе точечной пробы показания ИК влагосодержания нефти должны меняться менее чем на $\frac{1}{2}$ предела абсолютной погрешности ИК влагосодержания нефти.

Отобранную пробу нефти анализируют на влагосодержание в лаборатории с применением рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013 (далее - эталона). Делают не менее двух измерений.

Определяют абсолютную погрешность ИК влагосодержания нефти в единицах измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{ик} = \varphi_{вых} - \varphi_{вы},$$

где $\varphi_{вых}$ – среднее значение результата измерений влагосодержания нефти с использованием ИК влагосодержания нефти (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), %;

$\varphi_{вы}$ – среднее действительное значение влагосодержания нефти (значение влагосодержания нефти, измеренное эталоном), %.

Результаты определения МХ заносят в протокол. Форма протокола проверки ИК влагосодержания нефти при комплектной проверке приведена в Приложении Ж.

6.6.4.2 При покомпонентной проверке демонтированный поточный влагомер ИК проверяют в лабораторных условиях в соответствии с методикой, установленной в таблице 2; вторичную часть измерительного канала (далее – ВИК), включая линию связи и промежуточные измерительные преобразователи, – на месте эксплуатации. МХ ИК определяют расчетным путем по МХ компонентов ИК.

При проверке МХ ИК влагосодержания нефти выполняют следующие операции

- внешний осмотр;

- определение погрешности ИК влагосодержания нефти.

Эталонные средства измерений и оборудование, используемые при проверке ИК влагосодержания нефти.

Проверка МХ первичного измерительного преобразователя проводится с использованием средств поверки, указанных в соответствующей методике поверки (таблица 2).

При определении МХ ВИК используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку ИК влагосодержания нефти с требуемой точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ИК влагосодержания нефти должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ ИК влагосодержания нефти соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК влагосодержания нефти выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК влагосодержания нефти. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК влагосодержания нефти и качество определения МХ ИК.

Отсоединить один провод от первичного преобразователя влагосодержания нефти и проверить целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере Flo-Boss S600+. Подключить провод назад и проверить, что отображается значение влагосодержания.

Отключают первичный преобразователь влагосодержания нефти от ВИК и определяют погрешность ИК влагосодержания нефти.

Определение погрешности первичного измерительного преобразователя, выполняют в по соответствующей методике (таблица 2). Протокол определения погрешности прикладывают к протоколу проверки МХ ИК влагосодержания нефти.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК при пяти значениях измеряемой величины в диапазоне измерений ИК влагосодержания нефти, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК влагосодержания нефти.

Подключают калибратор к ВИК вместо первичного преобразователя влагосодержания нефти. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения силы постоянного тока. Подают входной сигнал постоянного тока, соответствующий первой контрольной точке.

Значение подаваемого от калибратора входного сигнала постоянного тока, мА, соответствующее задаваемому значению влагосодержания, $\varphi_{\text{вх}i}$ определяют по формуле

$$I_{\text{вх}i} = 16 \times \frac{\varphi_{\text{вх}i} - \varphi_{\text{min}}}{\varphi_{\text{max}} - \varphi_{\text{min}}} + 4,$$

где $I_{\text{вх}i}$ – значение подаваемого сигнала постоянного тока, мА;

$\varphi_{\text{вх}i}$ – задаваемое значение влагосодержания, %;

φ_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК влагосодержания нефти, %;

φ_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК влагосодержания нефти, %.

После установления выходного значения влагосодержания нефти на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

Повторяют операции для остальных контрольных точек.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение Ж1).

По завершению определения погрешности ВИК ИК влагосодержания нефти возвращают к нормальной работе, подключая влагомер к ВИК и проверяют, что отображается значение влагосодержания нефти.

Определяют абсолютную погрешность ВИК в единицах измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{\text{вх}i} = \varphi_{\text{вх}i} - \varphi_{\text{вх}i},$$

где $\varphi_{\text{вх}i}$ – результат измерений влагосодержания нефти ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), %;

$\varphi_{\text{вх}i}$ – действительное значение влагосодержания нефти (значение влагосодержания нефти, заданное с помощью калибратора), %.

Результаты заносят в протокол (Приложение Ж1).

По результатам определения погрешности первичного измерительного преобразователя ИК влагосодержания нефти и ВИК рассчитывают соответствующую погрешность ИК по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}} = \Delta_{\text{пик}} + \Delta_{\text{вик}},$$

где $\Delta_{\text{пик}}$ – предел абсолютной погрешности первичного измерительного преобразователя ИК влагосодержания нефти, %;

$\Delta_{\text{вик}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

Результаты заносят в протокол определения МХ ИК влагосодержания нефти (Приложение Ж1).

6.6.4.3 ИК считается годным, если выполняется условие $|\Delta_{\text{ИК}}| \leq |\Delta_{\text{ИКдоп}}|$, где $\Delta_{\text{ИКдоп}} = \pm 0,06\%$ предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений влагосо-

держания нефти при измерениях объемной доли воды от 0 до 2% и $\Delta_{ИКдоп} = \pm 0,11\%$ предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений влагосодержания нефти при измерениях объемной доли воды от 2 до 4 %, установленный в эксплуатационной документации.

6.6.5 Проверка МХ ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 и ИК объемного расхода нефти в линии плотномера ПУ

Проверку МХ ИК объемного расхода выполняют покомпонентно:

– первичный измерительный преобразователь (УЗР) – в соответствии с методикой, установленной в таблице 2 (допускается использовать имитационный способ поверки, при этом предел допускаемой относительной погрешности УЗР $\delta_{пик} \leq 4,5\%$);

– вторичную часть ИК (далее – ВИК) – контроллер измерительный FloBoss S600+ и компьютер диспетчерского управления, включая линии связи и промежуточные измерительные преобразователи, – на месте эксплуатации;

– погрешность ИК объемного расхода определяют расчетным методом.

При проверке МХ ИК объемного расхода выполняют следующие операции

- внешний осмотр;
- определение погрешности ИК объемного расхода.

Эталонные средства измерений и оборудование, используемые при проверке МХ объемного расхода.

Проверка МХ первичного измерительного преобразователя (УЗР) проводится с использованием средств поверки, указанных в соответствующей методике поверки (таблица 2).

При определении МХ ВИК используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- барометр-анероид;
- гигрометр психрометрический.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку МХ ИК объемного расхода с требуемой точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ИК объемного расхода должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ ИК объемного расхода соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК объемного расхода выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр МХ ИК объемного расхода. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу МХ ИК объемного расхода, и качество определения МХ ИК.

Отсоединить один провод от первичного измерительного преобразователя УЗР и проверить целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключить провод назад и проверить, что отображается значение расхода.

Отключают УЗР от ВИК и определяют погрешность МХ ИК объемного расхода.

Определение погрешности УЗР, по соответствующей методике (таблица 2). Протокол определения погрешности прикладывают к протоколу проверки МХ ИК объемного расхода.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК при пяти значениях измеряемой величины в диапазоне измерений ИК объемного расхода, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК объемного расхода.

Подключают калибратор к ВИК вместо УЗР. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения пачки импульсов заданной частоты.

После установления выходного расхода газа на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала, Гц, соответствующее задаваемому значению расхода, Q_{axi} определяют по формуле

$$f_i = \frac{Q_{vxi} \cdot K}{3600},$$

где f_i – значение подаваемого частотного сигнала, Гц;

Q_{vxi} – задаваемое значение расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$;

K – коэффициент преобразования УЗР, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+, $\text{имп}/\text{м}^3$.

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала допускается вычислять по иным формулам отличным от вышеприведенной, реализованной в измерительном контроллере FloBoss S600+.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение В).

По завершению определения погрешности ВИК ИК объемного расхода возвращают к нормальной работе, подключая УЗР к ВИК и проверяют, что в контроллере отображается значение расхода.

Определяют относительную погрешность ВИК, %, по формуле

$$\delta_{\text{ввк}i} = \frac{Q_{\text{вх}i} - Q_{\text{вых}i}}{Q_{\text{вх}i}} \cdot 100$$

где $Q_{\text{вых}i}$ – результат измерений объемного расхода ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_{axi} – истинное значение объемного расхода (значение объемного расхода, заданное с помощью калибратора), м³/ч.

По результатам определения погрешности УЗР и ВИК ИК объемного расхода рассчитывают соответствующую погрешность ИК, $\delta_{ИК}$, %, по формуле

$$\delta_{ИК} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПИК}^2 + \delta_{ВИК}^2}$$

где $\delta_{ПИК}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (УЗР), %;

$\delta_{ВИК}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

ИК считается годным, если выполняется условие $\delta_{ИК} \leq |\delta_{ИКдоп}|$, где $\delta_{ИКдоп} = \pm 5,0$ % предел допустимого значения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 и ИК объемного расхода нефти в линии плотномера ПУ, установленные в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение В).

6.6.6 Проверка МХ установки поверочной СР-М

Установку поверочная СР-М поверяют в соответствии с методикой, установленной в таблице 2.

Проверка МХ установки поверочной СР-М (далее – прuverа) заключается в определении величины вместимости (объема) измерительного участка прuverа при стандартных условиях (температура 20 °С, избыточное давление равно нулю) объемным методом с использованием металлического мерника и оценивании относительной погрешности.

Проверка МХ прuverа выполняется если:

- наступило время очередной проверки МХ, определяемое межпроверочным интервалом, установленным данной методикой;

проведено техническое обслуживание прuverа и/или ремонт, которые могут изменить величину вместимости (объема) прuverа.

Относительная погрешность определения вместимости установки поверочной СР-М не должна превышать $\pm 0,05\%$.

Результаты заносят в протокол (Приложение Г).

6.6.7 Проверка МХ ИК массового расхода нефти

Проверку МХ ИК массового расхода нефти выполняют покомпонентно.

При покомпонентной проверке, счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (далее-массомер или первичный измерительный преобразователь ПИК) проверяют по месту эксплуатации в соответствии с методикой, установленной в данном разделе; вторичную часть измерительного канала, включая линию связи и промежуточные измерительные преобразователи (ВИК) – на месте эксплуатации. МХ ИК определяют расчетным путем по МХ компонентов ИК.

Методика поверка массомера на месте эксплуатации

Для получения доступа к режиму поверки массомера на АРМ оператора СИКНГ требуется войти в режим «поверителя». Пароль поверителя хранится у владельца СИКНГ в конверте, опечатанном личным клеймом предыдущего поверителя.

Проверка МХ массомера заключается в определении (построении) градуировочных характеристик (кривых) массомера в рабочем диапазоне расходов нефти и оценивании относительной погрешности.

МХ массомера проверяют с использованием поверочной установки (далее – ПУ) СИКНГ, включающей установку поверочную СР-М (далее – прuver), ИК плотности, температуры и давления ПУ.

МХ массомера проверяют в процессе эксплуатации в рабочем диапазоне расходов. Перед каждой поверкой массомера владелец СИКНГ определяет диапазон расходов каждого массомера, о чем оформляет справку произвольной формы. Данная справка представляется поверителю и представителю сервисной организации перед проведением поверки.

Градуировочную характеристику массомера определяют как функцию, описывающую зависимость К-фактора (KF_{ij} , имп/т) от расхода нефти, которая хранится в памяти компьютера диспетчерского управления и соответствующего контроллера измерительного FloBoss S600+.

Для построения градуировочной характеристики значение К-фактора определяют при крайних значениях массового расхода рабочего диапазона расходов ИК и значениях, установленных с интервалом $25 \div 30$ % от верхнего предела измерений массового расхода рабочего диапазона расходов ИК.

Допускается МХ определять в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{min}), среднем [$0,5 \times (Q_{min} + Q_{max})$] и максимальном (Q_{max}) значениях расхода (т/ч)

Требуемые значения массового расхода устанавливаются, начиная от минимального расхода диапазона расходов, повышая в сторону максимального, или от максимального расхода диапазона расходов, понижая до минимального расхода.

Проверка МХ массомера выполняется если

- в эксплуатацию вводится массомер, для которого МХ в рабочем диапазоне расходов нефти не определены, необходимые градуировочные характеристики массомера отсутствуют (после ремонта, замены);
- рабочий массовый расход нефти через массомер выходит (постоянно или периодически) за пределы текущего рабочего диапазона расходов действующей градуировочной характеристики ИК;
- истек интервал между поверками СИКНГ (период проверки МХ массомера), установленный настоящей инструкцией;
- результат контроля МХ массомера в интервале между поверками неудовлетворителен.

При проведении работ по проверке МХ массомера используют руководство по эксплуатации СИКНГ, соответствующие инструкции по использованию компьютера диспетчерского управления, руководство по эксплуатации контроллера измерительного FloBoss S600+, руко-

водство по конфигурированию и применению преобразователей Micro Motion и другие эксплуатационные документы СИКНГ.

При проверке МХ выполняют следующие операции:

- внешний осмотр;
- внутренняя полость поточного преобразователя плотности, смонтированного стационарно, входящего в состав ПУ, очищена от отложений, поточный плотномер имеет положительные результаты КМХ, выполненного непосредственно перед поверкой массомера.
- опробование;
- определение МХ массомера.

6.6.7.1 Рабочие эталоны, средства измерений и оборудование, используемые при проверке МХ ИК.

При проверке МХ ИК используют рабочие эталоны и ИК, приведенные в таблице.

Средства проверки МХ	Технические характеристики	Кол-во, шт.	Примечание
Установка поверочная СР-М (стационарная)	Максимальный расход 794 м ³ /ч; СКО случайной составляющей погрешности, не более 0,015 %; Пределы относительной погрешности, не более ±0,05 %	1	Входит в состав ПУ
ИК плотности в ПУ	Абсолютная погрешность, не более ±0,3 кг/м ³	1	Входит в состав ПУ
ИК избыточного давления в ПУ	Приведенная погрешность, не более ±0,25 %	2	Вход ПУ. Входят в состав ПУ
ИК температуры в ПУ	Абсолютная погрешность, не более ±0,4 °С	3	Вход ПУ, за температуру стержня прuverа принимают температуру воздуха в БИК. Вместо температуры воздуха в БИК допускается использовать термометр по ГОСТ 112-78 с ценой деления 0,5 °С
ИК избыточного давления	Приведенная погрешность, не более ±0,25%	1	Измерение давления у проверяемого массомера
ИК температуры	Абсолютная погрешность, не более ±0,4 °С	1	Измерение температуры у проверяемого массомера
ИК преобразователя расхода жидкости турбинного Sentry с DN 8"	Диапазон расходов от 119 м ³ /ч до 1119 м ³ /ч, утвержденного типа, соответствует требованиям 6.6.7.12 и п. 6.6.7.17	1	Входит в состав ПУ

Прuver и ИК, используемые для проверки МХ массомера должны иметь действующие результаты проверки МХ (кроме преобразователя расхода жидкости турбинного Sentry с DN 8" (далее – ТПР)). При выполнении периодической поверки СИКНГ, сначала выполняют проверку МХ прuverа и ИК, используемых для проверки МХ массомера (кроме преобразователя расхода жидкости турбинного Sentry с DN 8"), затем, на завершающем этапе поверки СИКНГ, выполняют проверку МХ массомера.

6.6.7.2 Требования безопасности

При проведении проверки МХ ИК соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной инструкции.

Работа с оборудованием СИКНГ должно производиться лицами, прошедшими в установленном порядке обучение, проверку знаний и допущенными к эксплуатации и обслуживанию СИКНГ.

6.6.7.3 Условия проверки МХ

При проверке МХ соблюдают следующие условия:

- проверку МХ массомера проводят на месте эксплуатации;
- давление и температура нефти у массомера должны находиться в рабочем диапазоне;
- отклонение расхода нефти в точке диапазона расходов в процессе проверки МХ массомера не должно превышать $\pm 2,5$ % от заданного значения;
- изменение (отклонение) температуры нефти за период одного измерения в точке диапазона расходов должно быть не более $0,4$ °С;
- появление свободного газа в нефти должно быть исключено;
- избыточное давление нефти в технологической схеме проверки МХ массомера рекомендуется устанавливать не менее 300 кПа;
- параметры окружающей и измеряемой среды, параметры питающего напряжения должны соответствовать условиям эксплуатации СИКНГ и настоящей инструкции;
- клапаны СИКНГ (на участках между массомером и ПУ, между входом и выходом ПУ, а также на других участках), протечки через которые могут влиять на достоверность измерений при определении МХ, должны быть герметичны;
- экспериментальная часть проверки МХ массомера выполняется после достижения в массомере и ПУ температурной стабильности (после прогрева массомера и ПУ).

6.6.7.4 Подготовка к проверке МХ

Выполняют следующие работы

- проверяют конфигурацию измерительного преобразователя 2700 (при необходимости конфигурацию корректируют), выполняют установку нуля массомера в соответствии с инструкциями производителя;
- проверяют конфигурацию вторичной части ИК массового расхода нефти и поверочной установки (ПУ) в блоке обработки информации СИКНГ, в том числе проверяют значения хранимых констант, коэффициентов, уставок, диапазонов измерений, параметры определения МХ ИК (включая значения расходов точек рабочего диапазона расходов) и т.д., при необходимости конфигурацию корректируют в соответствии с рекомендациями эксплуатационной документацией СИКНГ;
- проверяют готовность измерительных компонент и ИК СИКНГ, используемых при проверке МХ массомера, в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации и документации СИКНГ;

- определяют рабочий диапазон расходов массомера, для которого должна быть построена градуировочная характеристика и проверены МХ;
- проверяют, что все дренажные и воздушные клапаны закрыты;
- подключают ПУ к соответствующему блоку измерительных линий и выбранной измерительной линии;
- проверяют герметичность технологической схемы (оборудования и трубопроводов);
- удаляют воздух (газ) из ПУ и верхних точек технологических трубопроводов;
- проверяют стабильность температуры потока нефти (температуру нефти считают стабильной, если её изменение (отклонение) в течение последних 5 минут не превышает $0,4^{\circ}\text{C}$);
- проверяют соблюдение условий проверки МХ массомера, установленных в п. 6.6.7.3.

6.6.7.5 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют

- отсутствие механических повреждений и дефектов, ухудшающих внешний вид;
- соответствие комплектности, внешнего вида и надписей требованиям эксплуатационной документации на массомер.

6.6.7.6 Опробование

После запуска пробной процедуры проверки МХ массомера, при первом проходе поршня, контролируют срабатывание оптических переключателей прувера, отсутствие неисправностей, правильность работы и т.д. Опробование считают успешным, если результаты измерений при пробной проверке в точке диапазона расходов не вызывают сомнений в исправности системы.

После завершения пробной проверки в точке диапазона расходов при необходимости из трубопроводов через штатные шаровые «воздушные» клапаны удаляют остатки свободного газа (воздуха).

6.6.7.7 Определение МХ

Производят необходимые технологические переключения. Массомер, МХ которого должны быть проверены, переводят в режим проверки МХ по ПУ.

Устанавливают требуемый расход нефти.

При готовности ПУ к работе с проверяемым массомером, проводят серию измерений для каждой j -ой точки диапазона расходов.

6.6.7.8 В каждой j -й точке расхода определяют коэффициент преобразования ТПР ($K_j^{\text{ТПР}}$, имп/м^3), для чего выполняют операции по 6.6.7.9 ÷ 6.6.7.13.

6.6.7.9 В каждой j -й точке расхода проводят не менее 5-ти серии проходов поршня прувера ($n_{\text{исер}j} \geq 5$). Для каждой i -й серии в j -й точке устанавливают не менее 5-ти и не более 20-ти проходов поршня ($5 \leq l_{\text{исер}j} \leq 20$).

Количество проходов $l_{испj}$ выбирают, учитывая возможное изменение свойств рабочей жидкости при поверке (плотности, вязкости, температуры и т. д.)

6.6.7.9 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки (приложение Д) средние арифметические значения за количество проходов поршня, равное $l_{испj}$:

- количества импульсов, выдаваемых ТПР ($\bar{N}_{ij}^{ТПР}$, имп);
- температуры рабочей жидкости в пружере ($\bar{t}_{ij}^{КП}$, °С);
- давления рабочей жидкости в пружере ($\bar{P}_{ij}^{КП}$, МПа);
- плотности рабочей жидкости, измеренной поточным ПП, входящим в комплект ПУ, ($\bar{\rho}_{ij}^{ПП}$, кг/м³);
- массового расхода (\bar{Q}_{ij} , т/ч). Для усреднения используют значения расхода, определенные по 6.6.7.19;
- температура стержня ($t_{ij}^{см}$, °С), на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы);

6.6.7.10 Для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода определяют коэффициент преобразования ТПР ($K_{ij}^{ТПР}$, имп/м³) по формуле

$$K_{ij}^{ТПР} = \frac{\bar{N}_{ij}^{ТПР}}{V_{np\ ij}^{КП}}$$

6.6.7.11 Значение вместимости калиброванного участка $V_{np\ ij}^{КП}$ определяют по 6.6.7.18, при этом принимают: $t_{ij}^{КП} = \bar{t}_{ij}^{КП}$ и $P_{ij}^{КП} = \bar{P}_{ij}^{КП}$;

6.6.7.12 Оценивают повторяемость коэффициентов преобразования ТПР, определенных для каждой i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода (Π_{ij} , %), по формуле

$$\Pi_{ij} = \frac{K_{ij\ max}^{ТПР} - K_{ij\ min}^{ТПР}}{K_{ij\ min}^{ТПР}} \times 100 \leq 0,03 \%$$

где $K_{ij\ max}^{ТПР}$ и $K_{ij\ min}^{ТПР}$ - максимальное и минимальное значения коэффициентов преобразования ТПР соответственно из ряда значений, определенных по 6.6.7.10 для i -й серии проходов поршня в j -й точке расхода.

При выполнении данного условия проводят дальнейшие (следующие ниже) операции.

6.6.7.13 Определяют коэффициент преобразования ТПР в j -й точке расхода ($K_j^{ТПР}$, имп/м³) по формуле

$$K_j^{ТПР} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{испj}} K_{ij}^{ТПР}}{n_{испj}}$$

6.6.7.14 В память устройства обработки информации (СОИ) вводят:

- значение коэффициента преобразования ТПР ($K_j^{ТПР}$), определенное по 6.6.7.13;
- количество импульсов для ТПР ($N_{зад}^{ТПР}$). Рекомендуется: $N_{зад}^{ТПР} \geq 10000$.

Проводят операции для определения МХ поверяемого массомера в j -й точке по 6.6.7.15 и 6.6.7.16 (при этом поршень прuverа находится в «покое»). Для чего запускают программу в СОИ или (и) АРМ оператора СИКНГ «поверка ИК массомера по ТПР».

6.6.7.15 В каждой (j -й) точке расхода проводят не менее 5-ти последовательных отсчётов ($n_j^{mac} \geq 5$). Один отсчёт: выдача ТПР количества импульсов $N_{ij}^{ТПР}$, равного $N_{зад}^{ТПР}$.

6.6.7.16 После каждого i -го отсчёта в j -й точке регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение Д) значения:

- объема рабочей жидкости, измеренного ТПР ($V_{ij}^{ТПР}$, м³), с использованием алгоритма:

$$V_{ij}^{ТПР} = N_{ij}^{ТПР} / K_j^{ТПР};$$

- количества импульсов, выданных поверяемым массомером, (N_{ij}^{mac} , т);
- плотности рабочей жидкости, измеренной поточным ПП, участвующим в поверке, ($\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м³);
- температуры и давления рабочей жидкости в ТПР ($t_{ij}^{ТПР}$, °С и $P_{ij}^{ТПР}$, МПа соответственно);
- температуры и давления рабочей жидкости в поточном ПП ($t_{ij}^{ПП}$, °С и $P_{ij}^{ПП}$, МПа соответственно).

6.6.7.17 После выполнения отсчетов по 6.6.7.16 (в каждой j -й точке) проводят повторное определение коэффициента преобразования ТПР ($K_j^{nТПР}$) по 6.6.7.9 ÷ 6.6.7.11 и 6.6.7.13. Оценивают отклонение (относительное) $K_j^{nТПР}$ от $K_j^{ТПР}$ (δ_j^K , %) по формуле

$$\delta_j^K = \frac{K_j^{nТПР} - K_j^{ТПР}}{K_j^{ТПР}} \times 100 \leq 0,03 \%$$

При соблюдении данного условия проводят обработку результатов измерений по п. 6.6.7.20-6.6.7.33: определяют градуировочную характеристику (ГХ), определяют и оценивают МХ поверяемого массомера.

6.6.7.18 Вместимость $V_{npj}^{КП}$ определяют по формуле

$$V_{npj}^{КП} = V_o^{КП} \times \left[1 + 2\alpha_t^{шл} \times (t_{ij}^{КП} - 20) + \alpha_t^{cm} \times (t_{ij}^{cm} - 20) \right] \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{КП} \right)$$

где $\alpha_t^{шл}$ - коэффициент линейного расширения материала цилиндра прuverа, °С⁻¹ (принимают равным 0,0000108 °С⁻¹);

t_{ij}^{KP} и P_{ij}^{KP} - температура ($^{\circ}\text{C}$) и давление (МПа) рабочей жидкости в пружере (в цилиндре) соответственно при i -м измерении в j -й точке расхода;

α_i^{cm} - коэффициент линейного расширения материала стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (принимают равным $0,00000144\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$);

t_{ij}^{cm} - температура стержня, на котором установлены оптические сигнализаторы (детекторы), при i -м измерении в j -й точке расхода, $^{\circ}\text{C}$;

D и s - внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка пружера соответственно, мм (в нашем случае $D=444,5$ мм и $s=31,75$ мм);

E - модуль упругости материала стенок пружера, МПа (в нашем случае 196501 МПа).

6.6.7.19 Значение поверочного расхода проверяют после каждого прохода поршня (Q_{ij} , т/ч) по формуле

$$Q_{ij} = \frac{V_{npj}^{KP} \times 3600}{T_{ij}} \times \rho_{npj}^{mp} \times 10^{-3}$$

где V_{npj}^{KP} - вместимость калиброванного участка пружера, приведенная к рабочим условиям в пружере, имеющим место при i -м измерении при установлении расхода в j -й точке расхода, м^3 . Определяют по 6.6.7.18.

T_{ij} - время прохода поршнем калиброванного участка пружера при i -м измерении при установлении расхода в j -й точке расхода, с;

ρ_{npj}^{mp} - плотность нефти, измеренная поточным ПП, входящим в состав ПУ.

6.6.7.20 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы рабочей жидкости (M_{ij}^{ps} , т) по п. 6.6.7.21, используя результаты измерений ТПР и поточного ПП.

П р и м е ч а н и е - В пункте 6.6.7.20 и далее за i -ое измерение принимают i -й отсчет.

6.6.7.21 Значение M_{ij}^{ps} определяют по формуле

$$M_{ij}^{ps} = V_{ij}^{mp} \times \rho_{ij}^{mp} \times 10^{-3} = N_{ij}^{mp} / K_j^{mp} \times \rho_{ij}^{mp} \times 10^{-3}$$

где ρ_{ij}^{mp} - плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП, входящим в состав ПУ, при i -м измерении в j -й точке расхода, $\text{кг}/\text{м}^3$.

6.6.7.22 Вычисляют значение K -фактора для i -го измерения в j -й точке расхода (KF_{ij} , имп/т) по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{ps}}$$

6.6.7.23 Вычисляют среднее значение K -фактора для j -й точки расхода (\overline{KF}_j , имп/т) по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j}$$

6.6.7.24 Определяют и оценивают СКО результатов определений K -фактора для точек расхода в каждом k -м поддиапазоне расхода (S_k^{KF} , %) (при градуировочной характеристики реализованной в виде кусочно-линейной аппроксимации), по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \times 100 \leq 0,03 \%$$

6.6.7.25 В случае несоблюдения условия 6.6.7.24 при необходимости повторно проводят операции по п. 6.6.7.8 ÷ п. 6.6.7.17.

При положительных результатах оценки S_k^{KF} по 6.6.7.24 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

6.6.7.26 Составляющие погрешности и относительную погрешность ИК массомера определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$ для каждого k -го поддиапазона расхода.

6.6.7.27 Случайную составляющую погрешности массомера (ε_k , %) определяют по формуле

$$\varepsilon_k = t_{(P, n)} \times S_k^{KF}$$

где S_k^{KF} - значение СКО, определенное по 6.6.7.24, %.

П р и м е ч а н и е - при определении $t_{(P, n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.

Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n при $P = 0,95$

$n - 1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

6.6.7.28 Систематическую составляющую погрешности массомера ($\theta_{\Sigma k}$, %) определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{(\delta_{кп})^2 + (\delta_{пп})^2 + (\theta_i)^2 + (\delta_K^{COI}) + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_{ок}^{mac})^2}$$

где $\delta_{кп}$ - пределы относительной погрешности прувера согласно описанию типа (или из свидетельства о поверке), %;

$\delta_{пп}$ - пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП, применяемого при поверке ИК массового расхода нефти, % (из свидетельства о поверке);

θ_t - дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в прувере и поточном ПП, % (определяют по п. 6.6.7.29);

$\delta_K^{СОИ}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислении K -фактора массомера, % (из описания типа или свидетельства о поверке);

θ_k^{KF} - составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ массомера в k -м поддиапазоне расхода, определяемая по п. 6.6.7.30, %;

δ_{ok}^{mac} - относительная погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне, определяемая по п. 6.6.7.31, %.

6.6.7.29 Значение дополнительной составляющей систематической погрешности (θ_t) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{жmax} \cdot \sqrt{\Delta t_{кп}^2 + \Delta t_{пп}^2} \cdot 100$$

где $\beta_{жmax}$ - максимальное из ряда значений $\beta_{жij}$, определенных по Р 50.2.076-2010 при измерениях, проводимых для определения МХ массомера, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\Delta t_{кп}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в прувере, $^{\circ}\text{C}$ (из действующего свидетельства о поверке);

$\Delta t_{пп}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости у ПП входящего в состав ПУ, $^{\circ}\text{C}$ (из действующего свидетельства о поверке).

6.6.7.30 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ массомера в k -м поддиапазоне расхода (θ_k^{KF} , %), определяют по формуле

$$\theta_k^{KF} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j + \overline{KF}_{j+1}} \right|_{(k)} \times 100$$

6.6.7.31 Относительную погрешность стабильности нуля массомера в k -м поддиапазоне (δ_{ok}^{mac} , %) определяют по формуле

$$\delta_{0k}^{max} = \frac{2 \times ZS}{Q_{kmin} + Q_{kmax}} \times 100$$

где Q_{kmin} и Q_{kmax} – минимальное и максимальное значения расхода в k -м поддиапазоне (в начале и в конце k -го поддиапазона) соответственно, т/ч.

6.6.7.32 Относительную погрешность ИК массомера (δ_k , %) определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \times (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8, \end{cases}$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, значения которого берут из таблицы.

$\theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

6.6.7.33 Оценивают значения относительных погрешностей ИК массомера, для чего проверяют выполнение условия:

$$|\delta_k| \leq 0,2 \%$$

6.6.7.34 Если условие 6.6.7.33 выполняются, то массомер признают годным в качестве рабочего; поверитель принимает полученную градуировочную характеристику массомера и формирует протокол поверки.

Формирование протоколов выполняется в соответствии с Приложением Д автоматически по завершению процесса определения МХ массомера. Протокол поверки распечатывается и подписывается поверителем.

При принятии градуировочной характеристики массомера она сохраняется и вводится в соответствующий измерительный контроллер FloBoss S600+ поверителем вручную.

Поверитель устанавливает новый пароль поверителя на соответствующий измерительный контроллер FloBoss S600+ и, а после поверки всех массомеров технологического блока и на компьютер диспетчерского управления СИКНГ.

6.6.7.35 Пароль поверителя на доступ к измерительному контроллеру FloBoss S600+ и на компьютер диспетчерского управления СИКНГ запечатывается в конверт, печатывается личным клеймом поверителя и передается владельцу СИКНГ для хранения. Кроме того, на конверте указывается ФИО поверителя, организация, которая провела поверку, дата печатывания и наименование технологического блока (БИЛ-Н1 или БИЛ-Н2).

Методика поверка ВИК ИК массового расхода нефти на месте эксплуатации

При определении МХ ВИК используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;

- барометр-анероид;
- гигрометр психрометрический.

МХ указанных эталонных средств измерений и оборудования приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку МХ ВИК ИК с требуемой точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ВИК ИК должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ ВИК ИК соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ВИК ИК выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр МХ ВИК ИК. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу МХ ВИК ИК, и качество определения МХ ВИК ИК.

Отсоединить один провод от массомера и проверить целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключить провод назад и проверить, что отображается значение расхода.

Отключают массомер от ВИК и определяют погрешность МХ ВИК ИК.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК при пяти значениях измеряемой величины в диапазоне измерений ИК массового расхода нефти, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК массового расхода нефти.

Подключают калибратор к ВИК вместо массомера. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения пачки импульсов заданной частоты.

После установления выходного расхода нефти на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра (т/ч).

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала, Гц, соответствующее задаваемому значению расхода, Q_{axi} определяют по формуле

$$f_i = \frac{Q_{vxi} \cdot K}{3600}$$

где f_i – значение подаваемого частотного сигнала, Гц;

Q_{axi} – задаваемое значение расхода, т/ч;

K – коэффициент преобразования массомера, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+, имп/м³.

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала допускается вычислять по иным формулам отличным от вышеприведенной, реализованной в измерительном контроллере FloBoss S600+.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение Д1).

По завершению определения погрешности ВИК ИК массового расхода нефти возвращают к нормальной работе, подключая массомер к ВИК и проверяют, что в контроллере отображается значение расхода.

Определяют относительную погрешность ВИК, %, по формуле

$$\delta_{\text{ВИК}i} = \frac{Q_{\text{ВХ}i} - Q_{\text{ВЫХ}i}}{Q_{\text{ВХ}i}} \cdot 100$$

где $Q_{\text{ВЫХ}i}$ – результат измерений массового расхода ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), т/ч;

$Q_{\text{ВХ}i}$ – истинное значение массового расхода (значение массового расхода, заданное с помощью калибратора), т/ч.

Расчет погрешности МХ ИК массового расхода нефти

По результатам определения погрешности УЗР и ВИК ИК массового расхода нефти рассчитывают соответствующую погрешность ИК, $\delta_{\text{ИК}}$, %, по формуле

$$\delta_{\text{ИК}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПМК}}^2 + \delta_{\text{ВИК}}^2}$$

где $\delta_{\text{ПМК}}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (массомера), %;

$\delta_{\text{ВИК}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

ИК считается годным, если выполняется условие $\delta_{\text{ИК}} \leq |\delta_{\text{ИКдоп}}|$, где $\delta_{\text{ИКдоп}} = 0,25\%$ предел допустимого значения относительной погрешности ИК массового расхода нефти в БИЛ-Н1 и БИЛ-Н2, установленный в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение Д1).

6.6.8 Проверка МХ ИК объемного расхода газа БИЛ-Г

Проверку МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г выполняют покомпонентно.

При покомпонентной проверке, УЗР проверяют или по месту эксплуатации или после демонтажа с измерительной линии в соответствии с методикой, установленной в таблице 2; вторичную часть измерительного канала, включая линию связи и промежуточные измерительные преобразователи (ВИК), – на месте эксплуатации. МХ ИК определяют расчетным путем по МХ компонентов ИК.

При определении МХ ВИК используют следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие проверку МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г с требуемой точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для проверки МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия проверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК объемного расхода в БИЛ-Г. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК объемного расхода в БИЛ-Г, и качество определения МХ ИК.

Отсоединить один провод от первичного измерительного преобразователя УЗР и проверить целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключить провод назад и проверить, что отображается значение расхода.

Отключают УЗР от ВИК и определяют погрешность МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г.

Определение погрешности УЗР, по соответствующей методике (таблица 2). Протокол определения погрешности прикладывают к протоколу проверки МХ ИК объемного расхода в БИЛ-Г.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК при пяти значениях измеряемой величины в диапазоне измерений ИК объемного расхода, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК объемного расхода.

Подключают калибратор к ВИК вместо УЗР. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения пачки импульсов заданной частоты.

После установления выходного расхода газа на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра (м³/ч).

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала, Гц, соответствующее задаваемому значению расхода, $Q_{\text{вкi}}$ определяют по формуле

$$f_i = \frac{Q_{\text{вкi}} \cdot K}{3600},$$

где f_i – значение подаваемого частотного сигнала, Гц;

$Q_{\text{вкi}}$ – задаваемое значение расхода, м³/ч;

K – коэффициент преобразования УЗР, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+ , имп/м³.

Значение подаваемого от калибратора частотного сигнала допускается вычислять по иным формулам отличным от вышеприведенной, реализованной в измерительном контроллере FloBoss S600+.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение 3).

По завершению определения погрешности ВИК ИК объемного расхода возвращают к нормальной работе, подключая УЗР к ВИК и проверяют, что в контроллере отображается значение расхода.

Определяют относительную погрешность ВИК, %, по формуле

$$\delta_{\text{ВИК}i} = \frac{Q_{\text{ВХ}i} - Q_{\text{ВЫ}i}}{Q_{\text{ВХ}i}} \cdot 100$$

где $Q_{\text{вы}i}$ – результат измерений объемного расхода ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и/или компьютера диспетчерского управления), м³/ч;

$Q_{\text{вх}i}$ – истинное значение объемного расхода (значение объемного расхода, заданное с помощью калибратора), м³/ч.

По результатам определения погрешности УЗР и ВИК ИК объемного расхода рассчитывают соответствующую погрешность ИК, $\delta_{\text{ИК}}$, %, по формуле

$$\delta_{\text{ИК}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПИК}}^2 + \delta_{\text{ВИК}}^2}$$

где $\delta_{\text{ПИК}}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (УЗР), %;

$\delta_{\text{ВИК}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

ИК считается годным, если выполняется условие $\delta_{\text{ИК}} \leq |\delta_{\text{ИКдоп}}|$, где $\delta_{\text{ИКдоп}} = 0,55 \%$ предел допустимого значения относительной погрешности ИК объемного расхода газа в БИЛ-Г, установленный в эксплуатационной документации.

Результаты определения МХ заносят в протокол (Приложение 3).

6.6.9 Проверка МХ ИК температуры точки росы газа

Проверку МХ ИК температуры точки росы газа выполняют покомпонентно:

– демонтированный гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet (далее - гигрометр) – проверяют в соответствии с методикой, установленной в таблице 2;

– вторичную часть ИК (далее – ВИК) – контроллер измерительный FloBoss S600+ и компьютер диспетчерского управления, включая линии связи и промежуточные измерительные преобразователи, – на месте эксплуатации;

– погрешность ИК температуры точки росы газа определяют расчетным методом.

При проверке МХ ИК температуры точки росы газа выполняют следующие операции

– внешний осмотр;

- определение погрешности ИК температуры точки росы газа.

Эталонные средства измерений и оборудование, используемые при проверке МХ ИК температуры точки росы газа

Проверку МХ гигрометра проводят с использованием средств поверки, указанных в соответствующей методике поверки (таблица 2).

Определение МХ ВИК выполняют, используя следующие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование:

- калибратор многофункциональный;
- СИ влажности, температуры и давления окружающей среды.

МХ указанных эталонных средств измерений приведены в разделе 2 настоящей методики.

Допускается применять иные эталонные средства измерений и оборудование, обеспечивающие определение МХ ИК температуры точки росы газа с требуемой или лучшей точностью.

Эталонные средства измерений, используемые для определения МХ ИК температуры точки росы газа должны быть поверены и иметь знак поверки и/или действующие свидетельства о поверке.

При проверке МХ соблюдают требования безопасности, установленные в разделе 3 данной методики. Условия поверки МХ – в соответствии с разделом 4 настоящей методики.

При подготовке к проверке МХ ИК температуры точки росы газа выполняют работы в соответствии с разделом 5 настоящей методики.

Выполняют внешний осмотр ИК температуры точки росы газа. Во время осмотра устанавливают отсутствие: механических повреждений, коррозии; нарушений покрытий, изоляции, заземления, надписей и других дефектов, которые могут повлиять на работу ИК температуры точки росы газа и качество поверки МХ ИК.

Отсоединяют один провод от гигрометра и проверяют целостность цепей сигнализации на соответствующем измерительном контроллере FloBoss S600+. Подключают провод назад и проверяют, что отображается значение температуры точки росы газа.

Отключают гигрометр от ВИК и определяют погрешность ИК температуры точки росы газа.

Определение погрешности гигрометра выполняют в соответствии с методикой поверки (таблица 2). Протокол определения абсолютной погрешности гигрометра прикладывают к протоколу проверки МХ ИК температуры точки росы газа.

Погрешность ВИК определяют на месте эксплуатации ВИК на пяти значениях измеряемой величины (температуры точки росы газа) в диапазоне измерений ИК, соответствующих 0%, 25%, 50%, 75%, 100% ВПИ ИК.

Подключают калибратор к ВИК вместо гигрометра. Устанавливают калибратор в режим воспроизведения силы постоянного тока. Подают входной сигнал постоянного тока, соответствующий первой контрольной точке.

Значение подаваемого от калибратора входного сигнала постоянного тока, мА, соответствующее задаваемому значению температуры точки росы газа T_{axi} определяют по формуле

$$I_{axi} = 16 \times \frac{(T_{axi} - T_{min})}{T_{max} - T_{min}} + 4,$$

где I_{axi} – значение подаваемого сигнала постоянного тока, мА;

T_{axi} – задаваемое значение температуры точки росы газа, °С;

T_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК температуры точки росы газа, °С (соответствующий входному сигналу 20 мА);

T_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК температуры точки росы газа, °С (соответствующий входному сигналу 4 мА).

После установления выходного значения температуры на измерительном контроллере FloBoss S600+ фиксируют значение выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

Повторяют операции для остальных контрольных точек.

Результаты определения погрешности ВИК заносят в протокол (Приложение И).

По завершению определения погрешности ВИК гигрометра монтируют на его рабочее место и восстанавливают рабочее состояние, подключая к ВИК. Далее проверяют, что на мониторе компьютера диспетчерского управления отображается значение температуры точки росы газа.

Определяют абсолютную погрешность ВИК в единицах измеряемого параметра по формуле

$$\Delta_{viki} = T_{vixi} - T_{axi},$$

где T_{vixi} – результат измерений температуры точки росы газа ВИК (показания на мониторе контроллера FloBoss S600+ и компьютера диспетчерского управления), °С;

T_{axi} – действительное значение температуры точки росы газа (значение температуры точки росы газа, заданное с помощью калибратора), °С.

По результатам определения погрешности гигрометра и ВИК рассчитывают соответствующую погрешность ИК температуры точки росы газа по формуле

$$\Delta_{ик} = \Delta_{пик} + \Delta_{вик}$$

где $\Delta_{пик}$ – предел допускаемого значения абсолютной погрешности гигрометра, °С;

$\Delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности показаний ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, °С.

ИК считается годным, если выполняется условие $|\Delta_{ик}| \leq |\Delta_{икдон}|$, где $\Delta_{икдон} = \pm 1,1$ °С – предел допустимого значения абсолютной погрешности измерений температуры, установленный в эксплуатационной документации.

Результаты заносят в протокол (Приложение И).

6.6.10 Проверка МХ ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа

Хроматограф газовый промышленный модели 700 проверяют в соответствии с методикой, установленной в таблице 2.

ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа считается годным если расширенная неопределенность результатов измерений молярной доли компонент газа не превышает значений установленных в методике ЕРМ-01-2015 «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 500, 700 и 700ХА», утверждена ООО «Эмерсон» в 2015 г., аттестована в ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» (свидетельство № 669/242-(01.00250)-2015 от 5 августа 2015 г.).

За погрешность МХ ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа принимают расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа установленные в методике ЕРМ-01-2015.

Результаты заносят в протокол (Приложение К).

6.6.11 Проверка МХ измерительных компонентов СОИ

Проверку МХ измерительных компонентов СОИ выполняют при поверке соответствующих ИК СИКНГ на месте эксплуатации либо покомпонентно.

При покомпонентной поверке проводят поверку следующих компонентов СОИ:

- преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680;
- контроллеры измерительные FloBoss S600+

в соответствии с методиками поверки, установленными в таблице 2.

7 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

7.1 Относительная погрешность СИКНГ при выполнении измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность СИКНГ при выполнении измерений массы брутто нефти, $\delta M_{бр}$, принимают равной максимальной (по абсолютной величине) относительной погрешности ИК массового расхода нефти.

Допускают к использованию только те ИК массового расхода, относительная погрешность которых $\delta M_{ИК} \leq 0,25 \%$.

При выполнении условия за результат определения МХ СИКНГ при измерении массы брутто нефти принимают значение $\pm 0,25 \%$.

7.2 Относительная погрешность СИКНГ при выполнении измерений массы нетто нефти

Относительную погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{\Delta W_{в}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left[1 - \frac{W_{в} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right]^2}},$$

$\delta M_{н}$ - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$ - относительная погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B	-	абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
$\Delta W_{мп}$	-	абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
ΔW_{xc}	-	абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;
W_B	-	массовая доля воды в нефти, %;
$W_{мп}$	-	массовая доля механических примесей в нефти, %;
W_{xc}	-	массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}},$$

где R_B и r_B - воспроизводимость и сходимостъ метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-65 или ГОСТ 2477-2014, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{п}^2 - r_{п}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}},$$

где $R_{п}$ и $r_{п}$ - воспроизводимость и сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}},$$

где R и r - воспроизводимость и сходимостъ метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho},$$

где r_{xc} - сходимостъ метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;
 ρ - плотность нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к температуре нефти при измерении массовой концентрации хлористых солей согласно Р 50.2.076, кг/м³.

СИКНГ допускают к использованию при измерении массы нетто нефти, если рассчитанная относительная погрешность СИКНГ при выполнении массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35\%$.

За результат определения МХ СИКНГ при измерении массы нетто нефти принимают значение $\pm 0,35\%$.

7.3 Относительная погрешность СИКНГ при выполнении измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям

Относительную погрешность СИКНГ при выполнении измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$\delta V_{\text{ст}} = \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta \rho_{\text{ст}}^2 + \delta N^2}$$

где	$\delta V_{\text{ст}}$	-	относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, %;
	δV	-	максимальная относительная погрешность измерений ИК объемного расхода газа, %;
	$\delta \rho$	-	максимальная относительная погрешность измерений ИК плотности газа, %;
	$\delta \rho_{\text{ст}}$	-	относительная погрешность вычисления плотности газа при стандартных условиях (приложение N ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава»), %;
	δN	-	относительная погрешность СОИ вычисления объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, %.

СИКНГ допускают к использованию при измерении объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, если рассчитанная относительная погрешность СИКНГ при выполнении измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям не превышает $\pm 1,5\%$.

За результат определения МХ СИКНГ при измерении объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям принимают значение $\pm 1,5\%$.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

Результаты поверки СИКНГ оформляют протоколом с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешности. Рекомендуемая форма протокола поверки СИКНГ приведена в приложении Л настоящей инструкции.

При положительных результатах поверки СИКНГ оформляют свидетельство о поверке СИКНГ в соответствии с утвержденным порядком.

При положительных результатах поверки отдельных ИК из состава СИКНГ оформляют свидетельство о поверке СИКНГ в соответствии с утвержденным порядком с указанием информации об объеме проведенной поверки.

При наличии свидетельств о поверке первичных измерительных преобразователей СИ СИКНГ, они прикладываются к свидетельству о поверке СИКНГ.

При наличии свидетельств о поверке СИКНГ в части отдельных ИК, они прикладываются к свидетельству о поверке СИКНГ.

Отрицательные результаты поверки СИКНГ оформляют в соответствии с утвержденным порядком. При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКНГ с указанием причин непригодности.

В свидетельстве о поверке указывают те ИК, на которые оно распространено.

ИК, метрологические характеристики которых не удовлетворяют установленным требованиям, к эксплуатации не допускают.

ИК СИКНГ, находящиеся вне сфер государственного регулирования обеспечения единства измерений могут быть подвергнуты калибровке.

При положительных результатах калибровки оформляется сертификат о калибровке. В сертификате указывают те ИК, на которые он распространен.

После ремонта ИК СИКНГ связанного, в том числе с заменой компонентов ИК на однотипные, результаты первичной поверки в отношении отремонтированных ИК оформляют внесением изменений в протокол поверки СИКНГ (новое свидетельство о поверке СИКНГ не оформляют).

Пломбирование оборудования СИКНГ выполняют в соответствии с рекомендациями МИ 3002-2006 «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Приложение А
(справочное)
Форма протокола проверки ИК давления

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК давления

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИНН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051, ±0,075 % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

Измеряемое ИК давление: абсолютное/избыточное/дифференциальное (нужное подчеркнуть)

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты проверки:

Деление шкалы, %	Давление на входе ИК, кПа	Давление на выходе ИК, кПа	Погрешность ИК, %
0			
25			
50			
75			
100			

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности ИК: _____, %

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20__ г.

Приложение Б
(справочное)
Форма протокола проверки ИК температуры

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК температуры

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИНН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонентов)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Ток на входе, мА	Температура на входе ВИК, °С	Температура на выходе ВИК, °С	Погрешность показаний ВИК, °С
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК: _____, °С

Пределы абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, $\Delta_{ИК}$: _____, °С

$$\Delta_{ИК} = \Delta_{ИК} + \Delta_{ВИК}$$

где $\Delta_{тик}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры 644, °С;

$\Delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК, °С.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение В
(справочное)

Форма протокола проверки ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 (ИК объемного расхода нефти в линии плотномер ПУ)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1 (ИК объемного расхода нефти в линии плотномер ПУ)

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИИН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК(тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K, ± 4,5 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Коэффициент преобразования УЗР, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+: _____ имп/м³

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Частота, Гц	Расход на входе ВИК, м ³ /ч	Расход на выходе ВИК, м ³ /ч	Погрешность показаний ВИК, %
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение приведенной погрешности показаний ВИК: _____, %

Пределы относительной погрешности ИК в рабочих условиях, дик: _____, °С

$$\delta_{ИК} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пик}^2 + \delta_{вик}^2}$$

где $\delta_{пик}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (УЗР), %;

$\delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Результаты измерений и вычислений при проверке отсутствия протечек

№ измер.	Расход, $Q_i, \text{ м}^3/\text{ч}$	$T_{\text{изм}}, \text{ }^\circ\text{C}$	Мерник				ПУ								
			$V_i, \text{ дм}^3$	$t_{\text{м}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\rho_{\text{м}}, \text{ кг/м}^3$	$C_{\text{тсм}},$	$t_{\text{пу}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{\text{ст}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{пу}}, \text{ МПа}$	$\rho_{\text{пу}}, \text{ кг/м}^3$	$C_{\text{тсп}},$	$C_{\text{рсп}},$	$C_{\text{рлр}},$	$C_{\text{тд}},$	$V_{\text{Прот}}^{\text{0}}, \text{ дм}^3$
1															
2															
3															

Результаты поверки

$V_0, \text{ дм}^3$	$S_0 \text{ пу}, \%$	k	$\theta_{\Sigma}, \%$	$\theta_{V_0}, \%$	$\theta_0 \text{ пу}, /S_0 \text{ пу}$	Z	$\delta_V, \%$	$V_{\text{Прот}}^{\text{0}}, \text{ дм}^3$	$\delta_0, \%$	$V^{\text{н}}, \text{ дм}^3$	$\delta_{00}, \%$

Заключение: ПУ к дальнейшей эксплуатации _____

(пригодна, не пригодна)

Поверитель: _____

должность, организация

подпись

инициалы, фамилия

Дата поверки: _____

Приложение Д

(справочное)

Форма протокола проверки массомера с помощью ПУ и компаратора

Место проведения поверки _____

наименование объекта

наименование владельца объекта

Поверяемый массомер: сенсор _____, Ду _____ мм, зав. № _____;

ПЭП _____ зав. № _____

установлен на _____, ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____

Средства поверки: компакт-прувер типа _____, разряд _____, зав. № _____,

дата поверки _____

ТПР типа _____, диапазон измерений _____ м³/ч, зав. № _____

поточный ПП типа _____, зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 - Исходные данные

Компакт-прувера						Поточного ПП		СОИ		массомера
$V_o^{кп}$, м ³	$\delta_{кп}$, %	D , мм	S , мм	E , МПа	$\Delta t_{кп}$, °С	$\delta_{пп}$, %	$\Delta t_{пп}$, °С	$\delta_K^{сои}$, %	$KF_{конф}$, имп/т	ZS , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений с применением ТПР

Часть I - Определение коэффициента преобразования ТПР

№ точки / № серии (j / i)	Q_{ij} , т/ч	Результаты измерений					
		$\bar{N}_{ij}^{ТПР}$, имп	$\bar{t}_{ij}^{ТПР}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{ТПР}$, МПа	$\bar{t}_{ij}^{кп}$, °С	$\bar{P}_{ij}^{кп}$, МПа	$t_{ij}^{см}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8
1 / 1 сер							
1 / 2 сер							
...							
1 / n сер							
...							
m / 1 сер							
...							
m / n сер							

№ точки / № серии (j / i)	Результаты вычислений					
	$V_{пр ij}^{кп}$, м ³	$K_{ij}^{ТПР}$, имп/м ³	Π_{ij} , %	$K_j^{ТПР}$, имп/м ³	$K_j^{н комп}$, имп/м ³	δ_j^K , %
1	11	12	13	14	15	16
1 / 1 сер						
1 / 2 сер						
...						
1 / n сер						
...						
m / 1 сер						
...						
m / n сер						

Часть II - Определение МХ массомера

№ точки / № отсчета (j/i)	Q_{ij} , т/ч	Задания ТПР		Результаты измерений						
		$K_j^{ТПР}$, имп/м ³	$N_{зад j}^{ТПР}$, имп	$V_{ij}^{ТПР}$, м ³	$t_{ij}^{ТПР}$, °С	$P_{ij}^{ТПР}$, МПа	$N_{ij}^{мас}$, имп	$\rho_{ij}^{пп}$, кг/м ³	$t_{ij}^{пп}$, °С	$P_{ij}^{пп}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 / 1 отсч.										
1 / 2 отсч.										
...										
1 / n отсч.										
...										
m / 1 отсч.										
...										
m / n отсч.										

№ точки / № отсчета (j/i)	Результаты вычислений			
	$\rho_{пр ij}^{пп}$, кг/м ³	$M_{ij}^{рз}$, т	$M_{ij}^{мас}$, т	MF_{ij}
1	12	13	14	15
1 / 1 отсч.				
1 / 2 отсч.				
...				
1 / n отсч.				
...				
m / 1 отсч.				
...				
m / n отсч.				

Таблица 3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$\alpha_t^{числ}$, °С ⁻¹	$\alpha_t^{см}$, °С ⁻¹	$t_{(P,n)}$	$Z_{(P)}$
1	3	4	5

Таблица 4 – Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{KF}_j)

Точка расхо- да (j)	\overline{Q}_j , т/ч	\overline{KF}_j , имп/т	№ под- диапазо- на (k)	$Q_{k min}$, т/ч	$Q_{k max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	$\delta_{0k}^{мас}$, %	θ_k^{KF} , %	ε_k , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			m-1								
m											

Заключение: счетчик-расходомер (массомер) к дальнейшей эксплуатации _____ (годен/не годен) в качестве рабочего (резервного)

Выдано свидетельство о поверке от _____ 20__ г. № _____ (заполняют только при положительных результатах поверки)

Поверитель _____ (наименование поверяющей организации) _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки « ____ » _____ 20 ____ года

Некоторые пояснения к оформлению протокола поверки

1. В части I (определение коэффициента преобразования ТПР) таблицы 2 колонки (столбцы) 4 и 5 ($\bar{t}_{ij}^{ТПР}$ и $\bar{P}_{ij}^{ТПР}$ соответственно) заполняют только в случае, если при поверке применяют ТПР, не входящий в состав компакт-прувера.

Приложение Д1

(справочное)

Форма протокола проверки ИК массового расхода нефти

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК массового расхода нефти

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИИН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Коэффициент преобразования массомера, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+: _____ имп/м³

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Частота, Гц	Расход на входе ВИК, т/ч	Расход на выходе ВИК, т/ч	Погрешность показаний ВИК, %
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение приведенной погрешности показаний ВИК: _____, %

Пределы относительной погрешности ИК в рабочих условиях, $\delta_{ик}$: _____, °С

$$\delta_{ик} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пик}^2 + \delta_{вик}^2}$$

где $\delta_{пик}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (массомера), %;

$\delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %..

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /
подпись ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Е

(справочное)

Форма протокола проверки ИК плотности (комплектно на месте эксплуатации)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК плотности

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИИН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности жидкости измерительный, модель 7835, ±0,15 кг/м ³ (абс.)				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты проверки

Температура нефти		Давление нефти		Плотность нефти, измеренная рабочим эталоном	Плотность нефти, измеренная рабочим эталоном, приведенная	Среднее значение периода колебаний	Плотность нефти, измеренная ИК плотности	Абсолютная погрешность
в преобразователе плотности	в рабочем эталоне	в преобразователе плотности	в рабочем эталоне					
°С	°С	кПа	кПа	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20__ г.

Приложение Е1

(справочное)

Форма протокола проверки ИК плотности нефти (покомпонентно)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК плотности нефти

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, *ИНН* _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности жидкости измерительный, модель 7835, ±0,15 кг/м ³ (абс.)				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты проверки

Температура нефти в преобразователе плотности	Давление нефти в преобразователе плотности	Период сигнала на входе ВИК	Плотность нефти, на входе ВИК	Плотность нефти, на выходе ВИК	Абсолютная погрешность ВИК плотности
°С	бар	мс	кг/м ³	кг/м ³	кг/м ³

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК, Δвнк: _____, кг/м³

Δик = Δпик + Δвнк,

где Δпик – предел абсолютной погрешности первичного измерительного преобразователя плотности, кг/м³;

Δвнк – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, кг/м³.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20__ г.

Приложение Е2
(справочное)

Форма протокола проверки ИК плотности газа (покомпонентно)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК плотности газа

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, *ИНН* _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности газа измерительный модели 7812, $\delta = \pm 0,15\%$ или Преобразователь плотности газа GDM, $\delta = \pm 0,15\%$				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты проверки

Температура газа в преобразователе плотности	Давление газа в преобразователе плотности	Период сигнала на входе ВИК	Плотность газа, на входе ВИК	Плотность газа, на выходе ВИК	Относительная погрешность ВИК плотности
°С	бар	мс	кг/м ³	кг/м ³	%

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК, $\Delta_{\text{вик}}$: _____, %

$$\delta_{\text{ик}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{пик}}^2 + \delta_{\text{вик}}^2}$$

где $\delta_{\text{пик}}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя плотности газа, %;

$\delta_{\text{вик}}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Ж
(справочное)

Форма протокола проверки ИК влагосодержания (комплектно на месте эксплуатации)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК влагосодержания

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИНН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Влагомер поточный модели L, $\pm 0,05$ % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 0 до 2 %, $\pm 0,1$ % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 2 до 4 %				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты проверки:

№ испытания	Влагосодержание нефти, % (показание ИК)	Влагосодержание нефти, % (результат измерений эталоном)	Абсолютная погрешность ИК, %
1			
2			
3			
4			
5			

Максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности ИК: _____, %

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Ж1
(справочное)
Форма протокола проверки ИК влагосодержания (покомпонентно)

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК влагосодержания

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, *ИНН* _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Влагомер поточный модели L, ±0,05 % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 0 до 2 %, ±0,1 % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 2 до 4 %				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Сила тока на входе, мА	Влагосодержания на входе ВИК, %	Влагосодержание на выходе ВИК, %	Погрешность показаний ВИК, %
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК, Δвик: _____, %

Δик = Δпик + Δвик,

где Δпик – предел абсолютной погрешности первичного измерительного преобразователя ИК влагосодержания нефти, %;

Δвик – максимальное (по абсолютной величине) значение абсолютной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение 3
(справочное)

Форма протокола проверки ИК объемного расхода газа БИЛ-Г

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК объемного расхода газа БИК-Г

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, *ИНН* _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонент)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic, $\delta = \pm 0,5\%$ (имитационный метод поверки) $\delta = \pm 0,3\%$ (проливной метод поверки)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Коэффициент преобразования УЗР, установленные в измерительном контроллере FloBoss S600+: _____ имп/м³

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Частота, Гц	Расход на входе ВИК, м ³ /ч	Расход на выходе ВИК, м ³ /ч	Погрешность показаний ВИК, %
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение приведенной погрешности показаний ВИК: _____, %

Пределы относительной погрешности ИК в рабочих условиях, $\delta_{ик}$: _____, %

$$\delta_{ик} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{пик}^2 + \delta_{вик}^2}$$

где $\delta_{пик}$ – предел относительной погрешности первичного измерительного преобразователя расхода (УЗР), %;

$\delta_{вик}$ – максимальное (по абсолютной величине) значение относительной погрешности ВИК, полученное при определении погрешности ВИК, %..

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /
подпись / ФИО

Дата « _____ » _____ 20__ г.

Приложение И

(справочное)

Форма протокола проверки ИК температуры точки росы газа

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК температуры точки росы газа

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, ИНН _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонентов)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet, Δ= ±1,0 °С				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

Эталонное СИ: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты определения МХ вторичной части ИК (ВИК):

Деление шкалы, %	Ток на входе, мА	Температура точки росы газа на входе ВИК, °С	Температура точки росы газа на выходе ВИК, °С	Погрешность показаний ВИК, °С
0				
25				
50				
75				
100				

Максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК: _____, °С

Пределы абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, Δ_{ИК}: _____, °С

$$\Delta_{ИК} = \Delta_{пик} + \Delta_{вик}$$

где Δ_{пик} – предел допускаемой абсолютной погрешности гигрометра, °С;

Δ_{вик} – максимальное (по абсолютной величине) значение погрешности показаний ВИК, °С.

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение К
(справочное)

Форма протокола проверки ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа

ПРОТОКОЛ № _____

проверки ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа

Место проверки: _____

Организация владелец ИК: _____, *ИНН* _____

Характеристики ИК

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонентов)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, в соответствии с методикой № ЕРМ-01-2015, % (молярной доли)	Расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с методикой № ЕРМ-01-2015, % (молярной доли)
1	Хроматограф газовый промышленный модели 700 (регистрационный № 55188-13), расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с документом «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 500, 700 и 700 ХА» № ЕРМ-01-2015				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, цифровой канал				

ГСО: _____, зав. № _____, погрешность (разряд): _____

Условия проверки:

Температура: _____ °С; Влажность _____ %; Атм. давление _____

Результаты определения МХ ИК:

Компонент	Молярная доля компонента, % (согласно паспорта ГСО)	Молярная доля компонента, % (результат измерений хроматографом газовым промышленным модели 700)	Абсолютная погрешность измерений молярной доли компонент газа хроматографом газовым промышленным модели 700, % (молярной доли)	Абсолютная расширенная неопределенность результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с методикой № ЕРМ-01-2015, % (молярной доли)

Заключение: _____

Должность лица, проводившего проверку ИК _____ / _____ /

подпись

ФИО

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Л
(справочное)
Форма протокола поверки СИКНГ

ПРОТОКОЛ
поверки СИКНГ

Изготовитель: _____
 Заводской №: _____
 Владелец: _____, ИНН _____
 Назначение: _____ Место установки: _____

Измеряемая среда: нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858, свободный нефтяной газ.

Подтверждение соответствия ПО СИКНГ

Идентификационные данные ПО СИКНГ установленные в описании типа СИКНГ (Операционная система контроллеров FloBoss S600+)

Идентификационные данные (признаки)	Значение								
	БИЛ-Н1 ИЛ1	БИЛ-Н1 ИЛ2	БИЛ-Н1 ИЛ3	БИК-Н1, БПУ	БИЛ-Н2 ИЛ1	БИЛ-Н2 ИЛ2	БИЛ-Н2 ИЛ3	БИЛ-Г ИЛ1	БИЛ-Г ИЛ2
Контроллер									
Идентификационное наименование ПО									
Номер версии (идентификационный номер) ПО									
Цифровой идентификатор ПО									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО									

Идентификационные данные ПО СИКНГ установленные во время поверки СИКНГ (Операционная система контроллеров FloBoss S600+)

Идентификационные данные (признаки)	Значение								
	БИЛ-Н1 ИЛ1	БИЛ-Н1 ИЛ2	БИЛ-Н1 ИЛ3	БИК-Н1, БПУ	БИЛ-Н2 ИЛ1	БИЛ-Н2 ИЛ2	БИЛ-Н2 ИЛ3	БИЛ-Г ИЛ1	БИЛ-Г ИЛ2
Контроллер									
Идентификационное наименование ПО									
Номер версии (идентификационный номер) ПО									
Цифровой идентификатор ПО									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО									

Идентификационные данные ПО СИКНГ установленные в описании типа СИКНГ (Программный комплекс «Cropos»)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

Идентификационные данные ПО СИКНГ установленные во время поверки СИКНГ (Программный комплекс «Cropos»)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

Заключение: ПО СИКНГ соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКНГ (нужное подчеркнуть).

Должность лица проводившего поверку:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки:

«_____» _____ 20__ г.

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н1 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н2 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075$ % (привед.)				

	фикации 3051CD, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н2 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИЛ-Н2 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК дифференциального давления нефти БИК-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Устройство защиты от перенапряжений ТТ-ЕХ(1-24DC), арт 2832124				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$				

	(основная, привед.)				
--	---------------------	--	--	--	--

ИК дифференциального давления нефти БИК-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051CD, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н1 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления				

	измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н2 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н2 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИЛ-Н2 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти БИК-Н1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти блока ПУ №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК избыточного давления нефти блока ПУ №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TG, $\pm 0,075$ % (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК абсолютного давления газа БИЛ-Г №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051TA, $\pm 0,075$ % (привед.)				

2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				
---	--	--	--	--	--

ИК абсолютного давления газа БИЛ-Г №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, МПА	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051ТА, $\pm 0,075\%$ (привед.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15\text{ }^\circ\text{C}$, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03\%$ (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003\text{ }^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001\%$ (от интервала измерений)/ $^\circ\text{C}$.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15\text{ }^\circ\text{C}$, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03\%$ (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003\text{ }^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001\%$ (от интервала измерений)/ $^\circ\text{C}$.				

	ная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °C/°C, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°C.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н1 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °C
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °C, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °C/°C, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°C.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н2 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °C
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °C, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °C/°C, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°C.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н2 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °C	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в ра-
					грешности ИК в ра-

					бочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИЛ-Н2 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти БИК-Н1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				

	тервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти блок ПУ №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

ИК температуры нефти блок ПУ №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (основная, привед.)				

ИК температуры газа БИЛ-Г №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивле-				

	ния платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры газа БИЛ-Г №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК температуры газа БИК-Г

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Pt-100, класс допуска А, пределы допускаемых отклонений ТС от НСХ $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$				
2	Преобразователь измерительный 644, основная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,15$ °С, основная погрешность ЦАП $\pm 0,03$ % (от интервала измерений), дополнительная погрешность цифрового сигнала $\pm 0,003$ °С/°С, дополнительная погрешность ЦАП $\pm 0,001$ % (от интервала измерений)/°С.				
3	Контроллер измерительный				

	FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04\%$ (основная, привед.)				
--	---	--	--	--	--

ИК объемного расхода нефти в БИК-Н1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K, $\pm 4,5\%$ (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

ИК объемного расхода нефти в линии плотномера ПУ

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K, $\pm 4,5\%$ (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

ИК плотности нефти БИК-Н1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности жидкости измерительный, модель 7835, $\pm 0,15$ кг/м ³ (абс.)				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

ИК плотности нефти в блоке ПУ

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности жидкости измерительный, модель 7835, $\pm 0,15$ кг/м ³ (абс.)				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели				

	μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК плотности газа БИЛ-Г №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности газа измерительный модели 7812, δ=±0,15 %				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК плотности газа БИЛ-Г №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, кг/м ³
1	Преобразователь плотности газа GDM, δ=±0,15 %				
2	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)				
3	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК влагосодержания нефти БИК-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Влагомер поточный модели L, ±0,05 % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 0 до 2 %, ±0,1 % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 2 до 4 %				

2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				
---	--	--	--	--	--

ИК влагосодержания нефти БИК-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, кПа	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Влагомер поточный модели L, $\pm 0,05$ % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 0 до 2 %, $\pm 0,1$ % (абс.) при измерениях объемной доли воды от 2 до 4 %				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК объемного расхода газа БИЛ-Г №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь расхода газа ультразвуковой Senior-Sonic, $\delta = \pm 0,5$ % (имитационный метод поверки) $\delta = \pm 0,3$ % (проливной метод поверки)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, $\pm 0,1$ Гц				

ИК объемного расхода газа БИЛ-Г №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Преобразователь расхода газа ультразвуковой Senior-Sonic, $\delta = \pm 0,5$ % (имитационный метод поверки) $\delta = \pm 0,3$ % (проливной метод поверки)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частот-				

	ный, $\pm 0,1$ Гц				
--	-------------------	--	--	--	--

ИК температуры точки росы газа БИК-Г

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, °С	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК в рабочих условиях, °С
1	Гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet, $\Delta = \pm 1,0$ °С				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход силы тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (основная, привед.)				

ИК молярной доли компонентов свободного нефтяного газа

№ п/п	Состав ИК (тип, пределы допускаемой основной погрешности, компонентов)	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, в соответствии с методикой № ЕРМ-01-2015, % (молярной доли)	Расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с методикой № ЕРМ-01-2015, % (молярной доли)
1	Хроматограф газовый промышленный модели 700 (регистрационный № 55188-13), расширенные неопределенности результатов измерений молярной доли компонент газа в соответствии с документом «Методика измерений молярной доли компонентов природного и попутного нефтяного газа переменного состава с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 500, 700 и 700 ХА» № ЕРМ-01-2015				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, цифровой канал				

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) $\pm 0,2$ % (отн.)				
2	Контроллер измерительный				

	FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				
--	--	--	--	--	--

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №3

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №1

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №2

№ п/п	Состав ИК	Заводской № компонентов ИК	Обозначение компонентов ИК по схеме	Диапазон измерений ИК, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №3

№	Состав ИК	Заводской №	Обозначение	Диапазон из-	Пределы допускае-
---	-----------	-------------	-------------	--------------	-------------------

п/п		компонентов ИК	компонентов ИК по схеме	мерений ИК, м ³ /ч	мой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, %
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 (регистрационный № 45115-10) ±0,2 % (отн.)				
2	Контроллер измерительный FloBoss S600+, вход частотный, ± 0,1 Гц				

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКНГ

ИК массового расхода нефти	Относительная погрешности ИК массового расхода нефти при i-й поверке*, $\delta M_{ИК}$ %	Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКНГ (максимальная) при i-й поверке*, $\delta M_{бр}$ %	Относительная погрешности ИК массового расхода нефти при (i+1)-й поверке*, $\delta M_{ИК}$ %	Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКНГ (максимальная) при (i+1)-й поверке*, $\delta M_{бр}$ %	Предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, установленный в эксплуатационной документации, %
	Подпись поверителя*:		Подпись поверителя*:		
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №1					
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №2					
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н1 №3					
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №1					
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №2					
ИК массового расхода нефти БИЛ-Н2 №3					

*-заполняется при очередной поверке массометров.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКНГ

Относительная погрешности измерений массы брутто нефти, $\delta M_{бр}$ %	Абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{в}$ %	Абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, $\Delta W_{мп}$ %	Абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$ %	Массовая доля воды в нефти, $W_{в}$ %	Массовая доля механических примесей в нефти, $W_{мп}$ %	Массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$ %	Относительная погрешности измерений массы нетто нефти, $\delta M_{н}$ %	Предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, установленный в эксплуатационной документации, %

Относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям СИКНГ

Максимальная относительная погрешность измерений ИК объемного расхода газа, δV , %	Максимальная относительная погрешность измерений ИК плотности газа, $\delta \rho$, %	Относительная погрешность вычисления плотности газа при стандартных условиях (приложение N ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995), $\delta \rho_{ст}$, %	Относительная погрешность СОИ вычисления объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, δN , %	Относительная погрешность измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, $\delta V_{ст}$, %	Предел допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, установленный в эксплуатационной документации %

Приложение:

1. Протоколы поверки (определения МХ) СИ в составе СИКНГ;
2. Протоколы проверки ИК в составе СИКНГ.
3. Свидетельства о поверке СИ в составе СИКНГ.

Заключение: СИКНГ к дальнейшей эксплуатации годен/не годен

Подпись лица, проводившего поверку _____ /И.О. Фамилия/

Дата « ____ » _____ 20 __ г.