

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти и газа центральной технологической платформы (далее - ЦТП) морского ледостойкого стационарного комплекса (далее - МЛСК) им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» (далее - СИКНГ) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти, объема свободного нефтяного газа (далее - газа) приведенного к стандартным условиям, температуры, давления, плотности нефти и газа.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНГ основан на прямом методе динамических измерений массы нефти и косвенном методе динамических измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Измерения массы брутто нефти выполняют с использованием измерительных каналов (далее - ИК) массового расхода нефти выполненных на базе счётчиков-расходомеров массовых.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Объем газа при стандартных условиях (температура +20 °С и абсолютное давление 0,101325 МПа) вычисляют методом «р-пересчета» на основании значений объема газа в рабочих условиях измеренных с помощью преобразователей расхода газа ультразвуковых, плотности газа в рабочих условиях измеренных с помощью преобразователя плотности газа, плотности газа в стандартных условиях рассчитанной по ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995).

СИКНГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для ЦТП (ИС-2 по ГОСТ Р 8.596-2002). Конструктивно СИКНГ состоит из:

- двух технологических блоков измерительных линий нефти - БИЛ-Н1 и БИЛ-Н2;
- технологического блока измерений показателей качества нефти - БИК-Н1;
- технологического блока измерительных линий газа - БИЛ-Г;
- технологического блока показателей качества газа - БИК-Г;
- технологического блока поверочной установки - ПУ;
- системы сбора и обработки информации - СОИ с автоматизированным рабочим местом оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сропос», оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Технологические блоки соединены с СОИ кабельными линиями связи.

Общий вид и структурная схема системы представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 - Общий вид СИКНГ

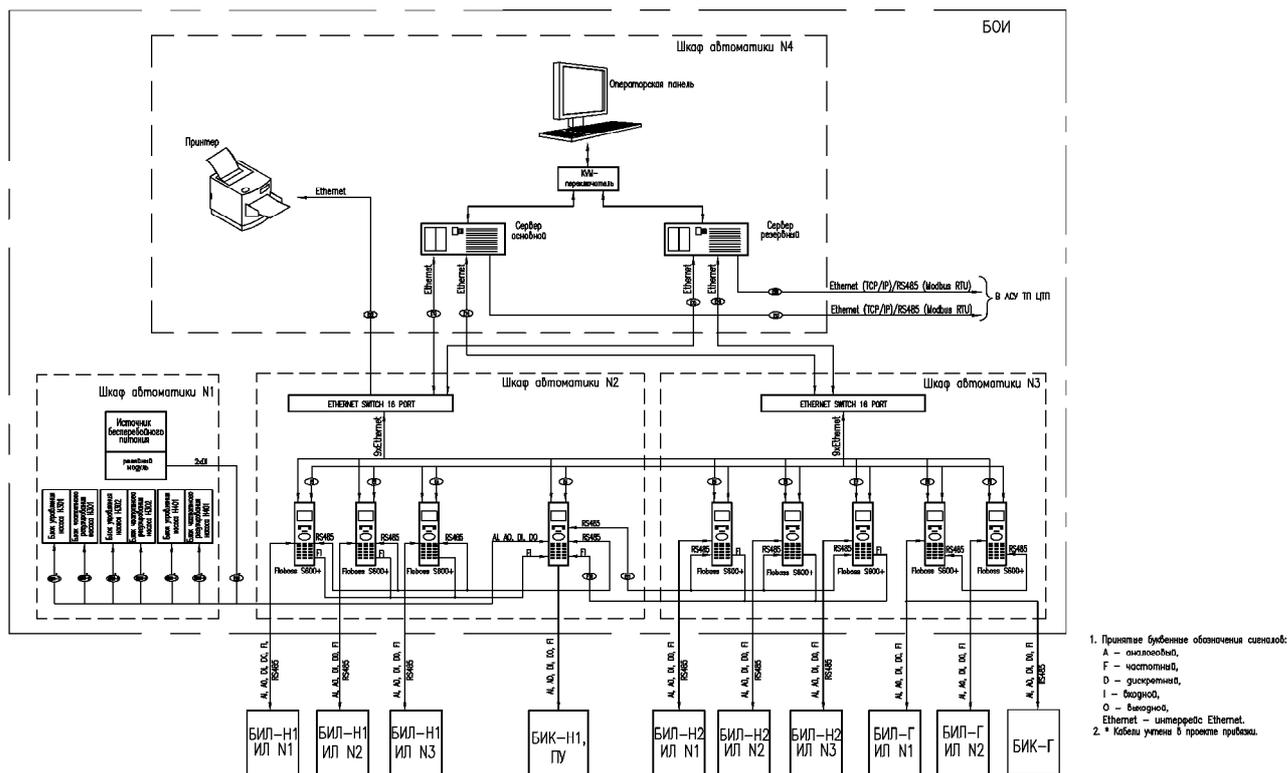


Рисунок 2 - Структурная схема СИКНГ

Измерения параметров нефти и газа выполняют ИК. ИК состоят из измерительных преобразователей установленных в технологических блоках и вторичной части ИК, размещенной в СОИ, являющейся измерительно-вычислительным комплексом. Состав ИК представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень и состав ИК СИКНГ

Наименование ИК (количество)	Состав ИК		
	Первичный измерительный преобразователь	Промежуточный измерительный преобразователь, барьер искрозащиты	Измерительный контроллер
1	2	3	4
ИК массового расхода нефти (6)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 с преобразователем серии 2700, диапазон измерений от 68,04 до 2549,99 т/ч, предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,2\%$ (регистрационный № 45115-10)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ Гц. Диапазон измерений входного импульсногного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ± 1
ИК температуры нефти (9)	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)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,04\%$
ИК дифференциального давления нефти (8)	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 CD, диапазон измерений от 0 до 248 кПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,075\%$ от настроенного диапазона измерений (регистрационный № 14061-10)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,04\%$

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК избыточного давления нефти (9)	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 TG, диапазон измерений от 0 до 1,6 МПа (БИЛ-Н1, БИК-Н1), от 0 до 10,0 МПа (БИЛ-Н2), от 0 до 11,0 МПа (ПУ) пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,075$ % от настроенного диапазона измерений (регистрационный № 14061-10)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,04$ %
ИК плотности нефти (2)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м ³ , предел допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,15$ кг/м ³ (регистрационный № 52638-13)	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ Гц. Диапазон измерений входного импульсногно сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ± 1
ИК объемного содержания воды в нефти (2)	Влагомер нефти поточный модели L, предел допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,05$ % (в диапазоне измерений от 0 до 2,0 %), $\pm 0,1$ % (в диапазоне измерений от 2,0 до 4,0 %) (регистрационный № 56767-14)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,04$ %

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК объемного расхода нефти (2)	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K, диапазон измерений от 0,11 до 35,0 м ³ /ч, предел допускаемой относительной погрешности: ±4,5 % (имитационный метод поверки), ±0,5 % (проливной метод поверки) (регистрационный № 48218-11)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,1 Гц. Диапазон измерений входного импульсногнo сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ±1
ИК объемного расхода газа (2)	Преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic, диапазон измерений от 16,5 до 1655 м ³ /ч, предел допускаемой относительной погрешности ±0,5 % (имитационный метод поверки), ±0,3 % (проливной метод поверки) (регистрационный № 43212-09)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,1 Гц. Диапазон измерений входного импульсногнo сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ±1
ИК плотности газа (1)	Преобразователь плотности газа измерительный модели 7812, диапазон измерений от 1 до 400 кг/м ³ , предел допускаемой относительной погрешности ±0,15 % (регистрационный № 15781-01)	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,1 Гц. Диапазон измерений входного импульсногнo сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ±1

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК плотности газа (1)	Преобразователь плотности газа GDM, диапазон измерений от 1 до 400 кг/м ³ , предел допускаемой относительной погрешности ±0,15 % (регистрационный № 62150-15)	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 680 (регистрационный № 47073-11)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений входного частотного сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±0,1 Гц. Диапазон измерений входного импульсно-гн сигнала от 0 до 10000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности на 10000 импульсов ±1
ИК температуры газа (3)	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 ±(0,15+0,002· t) (регистрационный № 22257-11)	Преобразователь измерительный 644, диапазон измерений от 0 до 100 °С, погрешность цифрового сигнала ±0,15 °С, погрешность ЦАП ±0,03 % (от интервала измерений) (регистрационный номер 14683-09)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности ±0,04 %
ИК абсолютного давления газа (2)	Преобразователь давления измерительный 3051 модификации 3051 TA, диапазон измерений от 0 до 20,0 МПа, пределы допускаемой основной погрешности ±0,075 % от настроенного диапазона измерений (регистрационный № 14061-10)	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности ±0,04 %

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
ИК молярной доли компонентов газа (1)	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 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.)*	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Цифровой канал.
ИК температуры точки росы газа (1)	Гигрометр точки росы Michael Instruments модификации Promet, диапазон измерений от -60 до +20°C, предел допускаемой абсолютной погрешности ±1,0 °C (регистрационный № 50304-12);	-	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер 38623-11). Диапазон измерений силы тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности ±0,04 %

* Допускается использовать другую, аттестованную в установленном порядке методику измерений молярной доли компонентов газа с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 700, с расширенными неопределенностями результатов измерений молярной доли компонент газа не хуже чем в приведенной методике

В составе ИК допускается замена СИ на аналогичные СИ утвержденного типа с метрологическими характеристиками не хуже, чем у представленных выше.

ПУ, предусмотренный для определения метрологических характеристик ИК массового расхода нефти, выполнен на основе установки поверочной СР-М, диапазон измерений от 0,794 до 794,0 м³/ч, предел допускаемой относительной погрешности ±0,05 % (регистрационный № 27778-09).

БИК-Н1 обеспечивает оперативный контроль показателей качества нефти измеряемой БИЛ-Н1 и отбор проб для лабораторного контроля. Отбор пробы нефти в БИК-Н1 для обеспечения ее представительности осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ-Н1.

Отбор проб газа в БИК-Г осуществляется по ГОСТ 31370-2008.

Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНГ предусматривают контроль пропусков и утечек нефти и газа.

СИКНГ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- измерение объемного расхода газа в рабочем диапазоне (м³/ч);
- измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³) газа;
- измерение компонентного состава газа;
- измерение температуры точки росы газа;
- вычисление плотности газа при стандартных условиях, теплоты сгорания, числа Воббе газа по компонентному составу;
- вычисление объемного расхода газа при стандартных условиях (м³/ч);
- вычисление объема газа при стандартных условиях (м³);
- поверку и контроль метрологических характеристик ИК массового расхода нефти с использованием ПУ;
- контроль метрологических характеристик рабочих ИК объемного расхода газа и плотности газа, по соответствующим контрольно-резервным ИК;
- отбор проб нефти и газа;
- индикацию, регистрацию, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- формирование, архивирование и печать отчетов о результатах измерений и по учету нефти и газа, контроля метрологических характеристик;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения настроек.

Пломбирование, нанесение оттисков клейм или наклеек на компоненты СИКНГ осуществляется согласно рекомендациям МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКНГ разделено на два структурных уровня - верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее - контроллеров). К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера - файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Сtopos», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на АРМ оператора функциональных схем и технологических параметров СИКНГ, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Сtopos» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах 2 и 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО СИКНГ (Операционная система контроллеров FloBoss S600+)

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Контроллер	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	
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app									
	Fil_2A1	Fil_2A2	Fil_2A3	Fil_2A4	Fil_3A1	Fil_3A2	Fil_3A3	Fil_3A4	Fil_3A5	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13	06.13
Цифровой идентификатор ПО	9935									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16									

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО СИКНГ (Программный комплекс «Сtopos»)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Метрологические характеристики измерительных каналов СИКНГ

Наименование	Предел допускаемой погрешности	Диапазон измерений	Место установки первичного измерительного преобразователя
1	2	3	4
ИК массового расхода нефти	$\pm 0,25$ % измеряемой величины	от 150 до 600 т/ч	БИЛ-Н1, БИЛ-Н2
ИК избыточного давления нефти	$\pm 0,25$ % диапазона измерений	от 0 до 1,6 МПа	БИЛ-Н1, БИК-Н1
		от 0 до 10,0 МПа	БИЛ-Н2
		от 0 до 11,0 МПа	ПУ

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ИК дифференциального давления нефти	$\pm 0,3$ % диапазона измерений	от 0 до 248 кПа	БИЛ-Н1, БИК-Н1, БИЛ-Н2
ИК температуры нефти	$\pm 0,4$ °С	от 0 до 100 °С	БИЛ-Н1, БИК-Н1, БИЛ-Н2, ПУ
ИК плотности нефти	$\pm 0,3$ кг/м ³	от 300 до 1100 кг/м ³	БИК-Н1, ПУ
ИК объемного содержания воды в нефти	$\pm 0,06$ %; $\pm 0,11$ %	от 0 до 2,0 %; от 2,0 до 4,0 %	БИК-Н1
ИК объемного расхода нефти	5,0 % измеряемой величины	от 1,0 до 13,0 м ³ /ч	БИК-Н1, ПУ
ИК объемного расхода газа	$\pm 0,55$ % измеряемой величины*	от 16,5 до 1655 м ³ /ч	БИЛ-Г
ИК плотности газа	$\pm 0,2$ % измеряемой величины	от 1 до 400 кг/м ³	БИЛ-Г
ИК абсолютного давления газа	$\pm 0,25$ % диапазона измерений	от 0 до 20 МПа	БИЛ-Г
ИК температуры газа	$\pm 0,4$ °С	от 0 до 100 °С	БИЛ-Г, БИК-Г
ИК молярной доли компонентов газа	Согласно 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.)**		БИК-Г
ИК температуры точки росы газа	$\pm 1,1$ °С	-60 до +20 °С	БИК-Г

* При поверке преобразователей расхода газа ультразвуковых с помощью поверочной установки пределы допускаемой погрешности ИК объемного расхода газа при рабочих условиях составляют $\pm 0,35$ % измеряемой величины.

** Допускается использовать другую, аттестованную в установленном порядке методику измерений молярной доли компонентов газа с помощью хроматографов газовых промышленных моделей 700, с расширенными неопределенностями результатов измерений молярной доли компонент газа не хуже чем в приведенной методике

Таблица 5 - Метрологические характеристики СИКНГ

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002; свободный нефтяной газ
Диапазоны входных параметров измеряемой нефти:	
- массовый расход БИЛ-Н1, т/ч	от 150 до 1200
- массовый расход БИЛ-Н2 т/ч	от 190 до 1200
- избыточное давление БИЛ-Н1, БИК-Н1, МПа	от 0 до 1,6
- избыточное давление БИЛ-Н2, ПУ, МПа	от 0 до 10
- температура, °С	от 20 до 90
- плотность при рабочих условиях, кг/м ³	от 760 до 900
- массовая доля воды в нефти, %, не более	1,0
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	800

Продолжение таблицы 5

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Диапазоны входных параметров измеряемого газа: - объемный расход при рабочих условиях (по одной ИЛ), м ³ /ч - объемный расход, приведенный к стандартным условиям (по одной ИЛ), м ³ /ч - абсолютное давление, МПа - температура, °С - плотность при рабочих условиях, кг/м ³ - плотность при стандартных условиях, кг/м ³	от 100 до 1655 от 12 500 до 465 000 от 10,6 до 17,6 от 30 до 70 от 60 до 300 от 0,65 до 1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа, приведенной к стандартным условиям, %	±1,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	±1,5

Таблица 6 - Основные технические характеристики СИКНГ

Состав	БИЛ-Н1; БИК-Н1; БИЛ-Н2; БИЛ-Г; БИК-Г; СОИ
Количество измерительных линий, шт.	БИЛ-Н1 - 3 шт. (2 рабочие и резервная), БИЛ-Н2 - 3 шт. (2 рабочие и резервная), БИЛ-Г - 2 шт. (рабочая и контрольно-резервная)
Диаметр условного прохода измерительных линий, мм	БИЛ-Н1 - 250, БИЛ-Н2 - 250, БИЛ-Г - 150
Режим работы системы	непрерывный
Габаритные размеры, мм, не более: БИЛ-Н1 БИЛ-Н2 БИК-Н1, ПУ БИЛ-Г БИК-Г	6800x3650x2969 9440x6173x3759 5650x6400x3500 11520x2945x2980 3130x2210x4840
Масса, кг, не более БИЛ-Н1 БИЛ-Н2 БИК-Н1, ПУ БИЛ-Г БИК-Г	20000 44000 12500 17500 6100
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±0,4

Продолжение таблицы 6

Потребляемая мощность, кВт, не более	96,65
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды - атмосферное давление, кПа - влажность, %, не более	от -30 до +36 от 84 до 106,7 95
Средний срок службы, лет	35
Средняя наработка на отказ, ч	80 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Кол-во
Единичный экземпляр системы измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского в составе согласно инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им В.Филановского	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им В.Филановского	-	1 экз.
Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0168-17 МП.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0168-17 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 15.06.2017 г.

Основные средства поверки (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде):

- 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 $\pm 0,1$ кг/м³;
- 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 °С 120 дм³ (регистрационный № 28515-09);
- калибратор давления DPI модификации DPI-620 (регистрационный № 16347-09);
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС-156В (регистрационный № 20262-02);
- азот газообразный по ГОСТ 9293-74;
- стандартный образец искусственной газовой смеси в азоте (N₂-П-1) ГСО 10597-2015.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНГ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 781-2017 «ГСИ. Объем свободного нефтяного газа. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», утверждена ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 30.05.2017 г. (свидетельство об аттестации RA.RU.310652-057/03-2017 от 30.05.2017 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти и газа ЦТП МЛСК им. В.Филановского ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

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

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

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

ГОСТ Р 8.733-2011 ГСИ. Системы измерения количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Телефон (факс): (347) 279-88-99

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru; E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Обособленное подразделение Головной научный испытательный центр Акционерное общество «Нефтеавтоматика» в г.Казань (ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Телефон: (843) 295-30-47; Факс: (843) 295-30-96

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.