

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная Кстовской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»

### Назначение средства измерений

Система измерительная Кстовской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса (давления, температуры, нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР), объемного расхода, массового расхода), формирования сигналов управления и регулирования.

### Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплексов измерительно-вычислительных и управляющих на базе платформы Logix на базе контроллеров ControlLogix (серия 1756) (далее – ControlLogix) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее – регистрационный номер) 42664-09) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС состоит из ИК, системы измерений массы и объема нефтепродуктов в резервуаре СИМОН-2 (регистрационный номер 34967-07) (предназначенной для измерения массы нефтепродуктов в резервуарах нефтебазы косвенным методом (резервная схема учета)), сервера и операторских станций управления.

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и цифровые сигналы;
- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных ввода-вывода АСТ20Х (далее – АСТ20Х) (регистрационный номер 60310-15);
- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от АСТ20Х поступают на входы модулей 1756-IF16 ControlLogix (далее – 1756-IF16);
- цифровые сигналы от первичных ИП поступают на цифровые входы модулей ControlLogix.

Сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями 1756-OF8 ControlLogix (далее – 1756-OF8).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируется в базу данных ИС.

Состав средств измерений, входящих в состав первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК давления	Датчик давления Метран-150 (модель 150TG код диапазона 3) (далее – Метран-150TG)	32854-13
ИК температуры	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (модель TR62) (далее – TR62)	49519-12
	Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT (модель TMT82) (далее – TMT82)	57947-14
ИК НКПР	Газоанализатор СГОЭС (исполнение СГОЭС пропан) (далее – СГОЭС)	32808-09
ИК объемного расхода	Расходомер массовый Promass (первичный преобразователь расхода Promass F с электронным преобразователем 83) (далее – Promass 83F), диаметр условного прохода 8 мм	15201-11
	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (первичный преобразователь модели CMF300 с электронным преобразователем 2700) (далее – CMF300)	45115-16
ИК массового расхода	Promass 83F, диаметр условного прохода 8 мм	15201-11
	CMF300	45115-16

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и индикация параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени; противоаварийная защита оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрация и хранение поступающей информации;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программным средствам и изменения установленных параметров.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CitectSCADA	Петроникс-НБ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.40	не ниже 2.1.5.6283
Цифровой идентификатор ПО	–	9776795E78982EFF6C390E96E81E32A72697AAB3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–	SHA-1

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО ИС «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

### Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380 <sup>+57</sup> <sub>-76</sub> ; 220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: - ширина - высота - глубина	1000 2000 1000
Масса отдельных шкафов, кг, не более	400
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: - в месте установки вторичной части ИК - в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %, не более в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от -40 до +50 от 30 до 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичный ИП		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Типа модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,24 \%$	Метран-150TG (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	АСТ20Х	1756-IF16	$\gamma: \pm 0,20 \%$
ИК температуры	от -50 до +60 °С	$\Delta: \pm 0,43 \text{ }^\circ\text{C}$	TR62 (НСХ Pt100) с TMT82 (от 4 до 20 мА)	TR62: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot  t ), \text{ }^\circ\text{C};$ TMT82: $\Delta: \pm 0,14 \text{ }^\circ\text{C}$ (АЦП) и $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)			
ИК НКПР	от 0 до 100 % НКПР	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР); $\delta: \pm 10 \%$ (в диапазоне от 50 до 100 % НКПР)	СГОЭС (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР); $\delta: \pm 10 \%$ (в диапазоне от 50 до 100 % НКПР)	–	ControlLogix	–
ИК объемного расхода	от 0,03 до 2,00 м <sup>3</sup> /ч <sup>1</sup>	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{2)}$	Promass 83F (цифровой)	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{2)}$			
	от 6,82 до 272,00 м <sup>3</sup> /ч <sup>1</sup>	$\delta: \pm 0,11 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{3)}$	СМF300 (цифровой)	$\delta: \pm 0,11 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{3)}$			
ИК массового расхода <sup>4</sup>	от 30 до 2000 кг/ч <sup>1</sup>	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{2)}$	Promass 83F (цифровой)	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{2)}$			
	от 6820 до 272000 кг/ч <sup>1</sup>	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{3)}$	СМF300 (цифровой)	$\delta: \pm 0,10 \%$ ( $\pm 0,25 \%^{3)}$			
ИК воспроизведения силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,10 \%$	–	–	–	1756-OF8	$\gamma: \pm 0,10 \%$

Продолжение таблицы 4

1) Указан максимальный диапазон измерений (диапазон измерений может быть настроен на меньший диапазон в соответствии с эксплуатационной документацией на ИП ИК).

2) При поверке согласно МИ 3151–2008 или МИ 3272–2010.

3) При калибровке с помощью компакт-прувера, трубопоршневой установки, эталонов-2-го разряда или при поверке с помощью процедуры SMV.

4) Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта с помощью CMF300 при отпуске в автоцистерны (минимальная доза отгрузки 2 м<sup>3</sup>) составляют ±0,25 %.

Примечания

1 НСХ – номинальная статическая характеристика, АЦП – аналогово-цифровое преобразование, ЦАП – цифро-аналоговое преобразование.

2 Приняты следующие обозначения:

Δ – абсолютная погрешность;

δ – относительная погрешность;

γ – приведенная погрешность (нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений);

t – измеренная температура, °С.

3 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации:

- приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная);

- для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов.

Пределы допускаемых значений погрешности  $D_{СИ}$  измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации рассчитывают по формуле

$$D_{СИ} = \pm \sqrt{D_0^2 + \sum_{i=0}^n D_i^2},$$

где  $D_0$  – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента;

$D_i$  – погрешности измерительного компонента от  $i$ -го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе  $n$  учитываемых влияющих факторов.

Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью равной 0,95 должна находиться его погрешность  $D_{ИК}$  в условиях эксплуатации, по формуле

$$D_{ИК} = \pm 1,1 \times \sqrt{\sum_{j=0}^k a_j (D_{СИj})^2},$$

где  $D_{СИj}$  – пределы допускаемых значений погрешности  $D_{СИ}$   $j$ -го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная Кстовской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт», заводской № 1	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1605/1-311229-2018	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 1605/1-311229-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерительная Кстовской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт». Методика поверки», утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 16 мая 2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав ИС;

- калибратор многофункциональный MC5-R-IS (регистрационный номер 22237-08), диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА; пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$ ; диапазон измерений силы постоянного тока от минус 100 до 100 мА, пределы допускаемой основной погрешности измерений  $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1,5 \text{ мкА})$ ;

- установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ-2000 (регистрационный номер 45711-10), номинальная вместимость при температуре плюс 20 °С – 2000 дм<sup>3</sup>, пределы относительной погрешности при измерении массы  $\pm 0,04 \text{ \%}$ .

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной Кстовской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»

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

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»)

ИНН 5260100937

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Грузинская, 26

Телефон: +7 (831) 278-99-00, факс: +7 (831) 278-99-14

Web-сайт: <http://volganp.lukoil.ru>

E-mail: [info@lukoil-volga.ru](mailto:info@lukoil-volga.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»  
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7  
Телефон: +7 (843) 214-20-98, факс: +7 (843) 227-40-10  
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>  
E-mail: [office@ooostp.ru](mailto:office@ooostp.ru)

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.