

Приложение к свидетельству
№ 35257 об утверждении типа
средств измерений

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

И. И. Решетник

«15» декабря 2009 г.



Система автоматизированная измерения и управления технологическими процессами Судогодской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40492-09</u> Взамен № _____
--	---

Изготовлена в соответствии с технической документацией филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово, заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная измерения и управления технологическими процессами Судогодской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт» (далее - система) предназначена для измерения физических величин с помощью датчиков, установленных на технологическом оборудовании, а также регистрации и обработки результатов измерений, формирования команд и воздействий на объекты управления, и визуализации протекающих технологических процессов.

Основная область применения системы – автоматизация процессов приема, учета, хранения и отпуска нефтепродуктов, контроля загазованности на Судогодской нефтебазе ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт».

ОПИСАНИЕ

Система автоматизированная измерения и управления технологическими процессами Судогодской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт» (далее-система) является многофункциональной, многоуровневой системой с иерархической архитектурой и централизованным управлением.

Система производит измерения: температуры, объема, плотности, массы, уровня, давления светлых нефтепродуктов, жидкостей, воздуха, концентрации газов.

Система выполняет функции:

- управления процессами хранения и налива нефтепродуктов;
- сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации;
- контроля уровня нефтепродуктов и сточных вод;
- контроля параметров загазованности на объекте.

Система скомпонована из серийно выпускаемых изделий и программного обеспечения «ControlLogix», «CitectSCADA», «ORACLE» и «Петроникс-НБ».

Измерительный канал системы включает:

-Первичные преобразователи:

- счетчик-расходомер жидкости массовый Micro Motion CMF-300 (Госреестр № 34070-07),
- преобразователь сопротивления платиновый TR66 (Госреестр № 26239-06),
- весы вагонные 7260C, Mettler Toledo (Госреестр № 36881-08),
- уровнемер поплавковый модель 854, Enraf (Госреестр № 13627-93),
- преобразователь температуры 862/762, Enraf (Госреестр № 13629-04),
- преобразователь давления измерительный 3051S, Emerson (Госреестр № 24116-08),
- газоанализатор СГОЭС (Госреестр № 32808-06),

- датчик давления Метран-100 (Госреестр № 22235-01),
- термопреобразователь сопротивления ТПТ-31 (Госреестр № 23910-02),
- преобразователь магнитный поплавковый ПМП-062 (Госреестр № 24715-03),
 - Шкафы контроллерные включающие: модули контроллеров 1756-Allen-Bradley (Госреестр № 15652-04): коммуникационный интерфейсный модуль ControlNet 1756-CNB, коммуникационный интерфейсный модуль Ethernet 1756-ENBT, модуль ввода аналоговых сигналов (16 входов) 1756-IF16, модуль вывода аналоговых сигналов (8 выходов) 1756-OF8, модуль ввода дискретных сигналов (32 входа) 1756-IB32, модуль вывода дискретных сигналов (32 выхода) 1756-OB32, терминальный блок RTB (36 контактов) 1756-TBCH, терминальный блок RTB (20 контактов) 1756-TBNH, коммуникационный интерфейсный модуль Modbus MV156-MCM; модуль ввода аналоговых сигналов (8 входов) BAD-8, модуль вывода аналоговых сигналов (8 выходов) BAO-8, модуль коммуникационный ВСЕ-4 (Госреестр № 40422-09); модуль преобразования сопротивление-ток PepperlFuchs KFDO-TR-Ex1 (Госреестр № 122149-07);
- сервера ProLiant ML370R05 5060/Rack5U XeonDC с установленным на базе ОС Windows Server 2003R2 программным обеспечением «CitectSCADA», «ORACLE» и «Петроникс-НБ»;
- автоматизированные рабочие места операторов (АРМ) на базе компьютера HPCompaq dc7600 MT PD 915 с установленным на базе ОС Windows XP программным обеспечением «CitectSCADA», «ORACLE» и «Петроникс-НБ».

Измерительная информация от первичных преобразователей в виде сигнала постоянного тока (в диапазоне от 4 до 20 мА), либо в цифровом виде, поступает на модули ввода контроллера. Обмен информацией между контроллером и автоматизированным рабочим местом осуществляется по интерфейсу FastEthernet TCP/IP.

Измерительная информация по параметрам расхода топлива стояков налива от трансмиттера Micro Motion по интерфейсу RS-485 поступает на коммуникационный интерфейсный модуль ModbusMV156-MCM, по токовому каналу – на модуль ввода аналоговых сигналов BAD-8. Интерфейсные сигналы от уровнемеров ENRAF резервуарного парка поступают на модуль-интерфейс связи CIU Prime 880, откуда по интерфейсу RS-485 поступают на коммуникационный интерфейсный модуль ModbusMV156-MCM. Измерительная информация от терминала весов железнодорожной эстакады поступает на сервер через преобразователь интерфейса RS-485.

Для выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы насосов и заслонок используется аналоговый и дискретный модули вывода контроллера.

Сервер ProLiant ML370R обеспечивает сбор и обработку измерительной информации, поступающей от измерительных компонентов системы, производит вычисления параметров, накопление и хранение информации об измеряемых параметрах и осуществляет информационный обмен по каналам связи с сервером базы данных и автоматизированными рабочими местами операторов (АРМ).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество каналов измерения массы наливаемых нефтепродуктов	12
Количество каналов измерения температуры наливаемых нефтепродуктов	12
Количество каналов измерения плотности наливаемых нефтепродуктов	12
Количество каналов измерения объема наливаемых нефтепродуктов	12
Количество каналов измерения массы железнодорожных цистерн	1
Количество каналов измерения уровня нефтепродуктов и раздела фаз в резервуарах	13
Количество каналов измерения плотности нефтепродуктов в резервуарах	13
Количество каналов измерения температуры нефтепродуктов в резервуарах	13
Количество каналов измерения давления в резервуарах	13
Количество каналов измерения массы нефтепродуктов в резервуарах	13
Количество каналов измерения объема нефтепродуктов в резервуарах	13

Количество каналов измерения температуры насосов	12
Количество каналов измерения давления на выкиде насосов	6
Количество каналов измерения уровня в емкостях дренажных вод и топлива	14
Количество каналов измерения загазованности воздуха	47
Количество каналов регулирования частоты вращения электродвигателей насосов	22
Количество каналов управления положением заслонок	12
Количество каналов измерения положения заслонок	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массы наливаемых нефтепродуктов, %	$\pm 0,15$
Диапазон измерения температуры наливаемых нефтепродуктов, °С	от минус 30 до плюс 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры наливаемых нефтепродуктов, °С	$\pm 0,6$
Диапазон измерения плотности наливаемых нефтепродуктов, кг/м ³	от 400 до 1100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения плотности наливаемых нефтепродуктов, кг/м ³	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерения объема наливаемых нефтепродуктов, %	$\pm 0,2$
Диапазон измерений массы железнодорожных цистерн, т	от 0 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массы железнодорожных цистерн, кг	
- для 4-х осных цистерн	
при массе порожней цистерны до 25 т:	± 125
при массе порожней цистерны свыше 25 т:	± 160
- для 8-ми осных цистерн	± 200
Диапазон измерения уровня нефтепродуктов в резервуарах, мм	от 0 до 27000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения уровня нефтепродуктов / раздела фаз в резервуарах, мм	$\pm 2,0 / \pm 3,0$
Диапазон измерения плотности нефтепродуктов в резервуарах, кг/м ³	от 400 до 1100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения плотности нефтепродуктов в резервуарах, при уровне нефтепродукта до 3 м / свыше 3 м, кг/м ³	$\pm 2,5 / \pm 1,5$
Диапазон измерения температуры нефтепродуктов в резервуарах, °С	от минус 55 до плюс 135
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры нефтепродуктов в резервуарах, °С	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерения объема нефтепродуктов в резервуарах, при уровне нефтепродукта до 0,8 м / свыше 0,8 м, %	$\pm 0,55 / \pm 0,40$
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерения массы нефтепродуктов в резервуарах, при уровне нефтепродукта до 3 м / свыше 3 м, %	$\pm 0,65 / \pm 0,50$
Диапазон измерения температуры насосных агрегатов, °С	от минус 30 до плюс 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры насосных агрегатов, °С	$\pm 1,5$
Диапазон измерения давления на выкиде насосов, МПа	от 0,1 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной погрешности канала измерения давления на выкиде насосов, %	$\pm 1,5$
Диапазон измерения уровня в емкостях дренажных вод и топлива, мм	от 0 до 3000
Пределы допускаемой приведенной погрешности канала измерения уровня в емкостях дренажных вод и топлива, %	$\pm 1,0$
Диапазон измерения концентрации пропана, % НКПР	от 0 до 100
Пределы допускаемой приведенной погрешности канала измерения концентрации пропана, % НКПР	± 11
Диапазон установки выходного тока в каналах управления (задвижки, насосы), мА	от 4 до 20

Погрешность установки выходного тока в каналах управления (здвижки, насосы), %	± 0,3
Диапазон установки выходного напряжения в каналах управления насосами, В	от 0 до 10
Погрешность установки выходного напряжения в каналах управления насосами, В	± 0,2
Рабочие условия эксплуатации системы:	
температура окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 50
относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Электропитание контроллера, АРМ - источник питания переменного тока напряжением	от 187 до 242 В, час- тотой (50±0,5)Гц
Масса модуля контроллера, не более, кг	0,4
Масса АРМ, не более, кг	30
Габаритные размеры модуля контроллера, не более, мм	132x145x35
Габаритные размеры АРМ, не более, мм	500x800x500
Среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации в правом верхнем углу.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Шкаф контроллерный (включает контроллер с модулями ввода-вывода)	4
Счетчик-расходомер жидкости массовый Micro Motion CMF-300	12
Преобразователь сопротивления платиновый TR66	12
Весы вагонные 7260С, Mettler Toledo	1
Уровнемер поплавковый модель 854, Enraf (в комплекте с термопарой серии 767 и 2-мя преобразователями давления измерительными 3051S Emerson)	13
Газоанализатор СГОЭС	47
Датчик давления Метран-100	6
Термопреобразователь сопротивления ТПТ-31 (комплект 2шт.)	6
Преобразователь магнитный поплавковый ПМП-062	14
Сервер ProLiant ML370R05	2
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	7
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка системы производится в соответствии с документом «Система автоматизированная измерения и управления технологическими процессами Судогодской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в ноябре 2008 г. с изменениями от 11.12.2009.

Перечень основного оборудования, необходимого для проведения поверки:

- калибратор-измеритель унифицированных сигналов ИКСУ 2000 , фирма «Элемер», Россия,
- магазин сопротивлений Р4831 ТУ 25-04.3919-80,
- рулетка измерительная металлическая Р20УЗГ;
- весы электронные KE 3000X-T4 «Mettler Toledo»,
- мерник образцовый 2 разряда по ГОСТ 8.400 вместимостью 2,0 м³;
- малогабаритный комбинированный плотномер ДМ-230.2.

Межповерочный интервал 1 год.

НОРМАТИВНАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ГОСТ 12997 Изделия ГСП. Общие технические условия.

ГОСТ 8.596 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Техническая документация филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип "Система автоматизированная измерения и управления технологическими процессами Судогодской нефтебазы ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт»" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель: филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово.

Адрес: 607650, г. Кстово, Нижегородская обл., промышленная зона

Главный инженер

филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово



Анищенко, Д. С.