

СОГЛАСОВАНО

Заместитель руководителя ГЦИ СИ



В.И. Менделеева»

В.С. Александров

2006 г.

Система учета и контроля резервуарных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32.341-06</u>
--	--

Изготовлена по технической документации фирмы «Enraf B.V.», Нидерланды, и ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», г. Кстово, зав. № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система учета и контроля резервуарных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» зав. № 001 предназначена для измерений уровня, гидростатического давления и температуры резервуарных запасов нефти, а также расчета ее объема, плотности и массы при проведении учетных операций между ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ОАО «Верхневолжскнефтепровод».

Измерение массы нефти осуществляется в соответствии с ГОСТ 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» и методикой выполнения измерений МИ 2855-2004 «ГСИ. Масса нефти в вертикальных стальных резервуарах вместимостями от 10000 до 50000 м³. Методика выполнения измерений методом косвенных статических измерений», утвержденной ФГУП ВНИИР ГНМЦ.

ОПИСАНИЕ

Система учета и контроля резервуарных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» зав. № 001 (далее система) реализует метод косвенных статических измерений массы нефти. Массу нефти в резервуаре определяют по результатам измерений ее уровня, плотности и средней температуры, объема по градуировочной таблице резервуара. При наличии подтоварной воды объем нефти определяют с учетом объема подтоварной воды, определяемого по градуировочной таблице.

Массу брутто нефти определяют как произведение объема и плотности, измеренных при одинаковой температуре.

В состав системы входят:

- резервуар стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 10000 м³ (PBC-10000) с пределами относительной погрешности определения вместимости ±0,1% (3 шт.);
- резервуар стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 50000 м³ (PBC-50000) с пределами относительной погрешности определения вместимости ±0,1% (2 шт.);
- система учета и контроля резервуарных запасов 876 Entis Pro/880 CIU Plus/880 CIU Prime, изготовитель фирма «Enraf B. V.» (Нидерланды).

Средства измерений (первичные преобразователи), входящие в состав системы учета и контроля резервуарных запасов 876 Entis Pro/880 CIU Plus/880 CIU Prime зав. № 880-07-162/880-07-161, зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений и приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Фирма-изготовитель	№ по Госреестру	Кол-во
1	Система учета и контроля резервуарных запасов 876 Entis Pro/880 CIU Plus/880 CIU Prime зав. № 880-07-162/880-07-161 (в т.ч. электронные блоки 880 CIU Plus и 880 CIU Prime) в составе:	«Enraf B. V.», Нидерланды	13630-04	1 шт.
1.1	Уровнемер поплавковый 854 с маркировкой взрывозащиты EEx-de(ib)IBT6	«Enraf B. V.», Нидерланды	13627-93	3 шт.
1.2	Уровнемер радарный 873 с маркировкой взрывозащиты EEx-dIBT6	«Enraf B. V.», Нидерланды	14758-95	2 шт.
1.3	Преобразователь температуры 862 с маркировкой взрывозащиты EхibIBT4X в комплекте с многоточечным термометром 864 с маркировкой взрывозащиты EхiaIBT4X	«Enraf B. V.», Нидерланды	13629-04	2 шт.
1.4	Преобразователь температуры 762 с маркировкой взрывозащиты EхiaIBT4X в комплекте с многоточечным термометром 764 с маркировкой взрывозащиты EхiaIBT4X	«Enraf B. V.», Нидерланды	13629-04	3 шт.
1.5	Преобразователь давления измерительный 3051 с маркировкой взрывозащиты 0EхdICT6	«Fisher-Rosemount», США	14061-99	5 шт.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измерительного канала объема нефти, м³ от 0 до 50000.
 Диапазон измерительного канала массы брутто нефти, т от 0 до 45000.
 Диапазон измерительного канала уровня, мм от 0 до 22000.
 Диапазон измерительного канала температуры, °С от 0 до +50.
 Диапазон измерительного канала плотности, кг/м³ от 850,1 до 895,0.
 Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объема нефти, % ±0,2.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массы брутто нефти, %.....±0,25.
 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала уровня нефти, мм.....±1,0.
 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры нефти, °С.....±0,2.
 Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала плотности нефти, %.....±0,18.

Условия эксплуатации системы:

1. Диапазон температуры окружающего воздуха для первичных преобразователей, °С.....от -40 до +65.
2. Диапазон температуры окружающего воздуха для электронных блоков и других технических средств, °С.....от 0 до +60.
3. Относительная влажность воздуха для электронных блоков и других технических средств, %.....от 5 до 90 (без конденсации).
4. Напряжение питающей сети, В.....220±10%.
5. Частота питающей сети, Гц.....от 45 до 65.
6. Потребляемая мощность, кВт.....0,3.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель блока 880 CIU Prime системы в виде наклейки, а также на техническую документацию типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Количество
1	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 10000 м ³ (PBC-10000)	3 шт.
2	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 50000 м ³ (PBC-50000)	2 шт.
3	Система учета и контроля резервуарных запасов 876 Entis Pro/880 CIU Plus/880 CIU Prime	1 шт.
4	Программное обеспечение	1 шт.
5	Комплект технической документации	1 шт.
6	Методика выполнения измерений МИ 2855-2004	1 шт.
7	Методика поверки	1 шт.

ПОВЕРКА

Поверку системы осуществляют в соответствии с документом «Система учета и контроля резервуарных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» зав. № 001». Методика поверки. МП 2511/0006-2006», согласованным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в июне 2006 г.

Основные средства поверки:

- рулетка измерительная с лотом 2-го класса по ГОСТ 7502-98, поверенная с погрешностью $\pm 0,3$ мм;
- уровнемер электронный переносной с датчиком температуры с погрешностью $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$;
- ареометр стеклянный типа АН по ГОСТ 18481-81 с пределом основной допускаемой погрешности $\pm 0,5$ кг/м³.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ 8.477-82 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости».
2. ГОСТ 12997-84 «Изделия ГСП. Общие технические условия».
3. ГОСТ 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
4. МИ 2855-2004 «ГСИ. Масса нефти в вертикальных стальных резервуарах вместимостями от 10000 до 50000 м³. Методика выполнения измерений методом косвенных статических измерений».
5. Техническая документация фирмы «Elngraf V.V.».
6. Техническая документация ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система учета и контроля резервуарных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» зав. № 001 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечена в эксплуатации и после ремонта согласно государственной поверочной схеме.

Свидетельство о взрывозащищенности ИСЦ ВЭ № 453 на уровнемеры поплавковые 854 утвержденное Госэнергонадзором России от 14.12.2000 г.

Свидетельство о взрывозащищенности ИСЦ ВЭ № 451 на уровнемеры радарные 873 утвержденное Госэнергонадзором России от 14.12.2000 г.

Свидетельство о взрывозащищенности ИСЦ ВЭ № 511 на преобразователи температуры 862 утвержденное Госэнергонадзором России от 03.12.2001 г.

Свидетельство о взрывозащищенности ИСЦ ВЭ № 510 на многоточечные термометры 864 утвержденное Госэнергонадзором России от 03.12.2001 г.

Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на преобразователи температуры 762 № РРС 00-15973 от 22.04.2005 г.


Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на многоточечные термометры 764 № РРС 00-15973 от 22.04.2005 г.

Свидетельство о взрывозащищенности СЦ ВЭ № 2003.С40 на преобразователи давления измерительные 3051 утвержденное Госэнергонадзором России от 17.04.2003 г.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», Россия,
607650, г. Кстово, Промзона, Нижегородская область
Тел.: (8312) 36-38-36
Факс: (8312) 36-98-70

Руководитель отдела
геометрических измерений
ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»



Чекирда К.В.

Главный метролог
ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»



Гридин Ю.И.