

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений

#### Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений (далее - ИИС РП) предназначена для измерений массы нефти в резервуарном парке объекта «Береговые сооружения для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия». ИИС РП применяется для контроля резервуарных запасов нефти и при учетных операциях с нефтью, сдаваемой в трубопроводную систему АО «КТК-Р».

#### Описание средства измерений

Принцип действия ИИС РП основан на косвенном методе статических измерений массы нефти. Масса нефти в резервуаре вычисляется как произведение значений объема нефти и ее плотности, приведенных к одинаковым условиям. Объем нефти в резервуаре определяется с использованием градуировочных таблиц резервуара по значениям измеренного уровня наполнения. Плотность нефти определяется гидростатическим методом либо в испытательной (аналитической) лаборатории по объединенной пробе.

Конструктивно ИИС РП состоит из резервуаров наземных вертикальных стальных цилиндрических РВСП-20000 с понтоном (далее - резервуары) оснащенных системой учета и контроля резервуарных запасов Entis (регистрационный номер системы Entis 48875-12).

Резервуары представляют собой стальную конструкцию, выполненную в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2008 и состоящую из цилиндрической стенки, днища, крыши, люков, патрубков и алюминиевого понтона.

Система учета и контроля резервуарных запасов Entis состоит из уровнемеров радарных SmartRadar, преобразователей температуры VITO модели 762 с датчиками температуры модели 768, датчиков давления SmartLine ST800, а так же устройств серии 880 CIU Prime и CIU Plus и центральной станции (далее - АРМ оператора) с установленным программным обеспечением.

Цифровой сигнал с информацией об измеренных в резервуарах уровнях, температуре и гидростатическом давлении нефти поступает на входы устройства 880 CIU Prime. В устройстве 880 CIU Prime сигнал преобразуется и подается на устройство 880 CIU Plus, которое используя заранее введенные конфигурационные данные о параметрах резервуаров, продукта, окружающей среды и др. выполняет расчеты количества и параметров нефти. Визуализация измерительной информации и взаимодействие (интерфейс) операторов с системой обеспечивается в АРМ оператора.

ИИС РП - единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и созданной на Береговых сооружениях из компонентов серийного производства.

Структурная схема ИИС РП приведена на рисунке 1.

Состав и технологическая схема ИИС РП обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры и уровня нефти в резервуарах;
- измерение гидростатического давления столба нефти в резервуарах;
- вычисление плотности, объема, массы нефти брутто в резервуарах при контроле резервуарных запасов и при выполнении учетных операций;
- вычисление на основании введенных показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей, значений массы нефти нетто в резервуарах при контроле резервуарных запасов и при выполнении учетных операций;

- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров, а также формирование, хранение и выдачу отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- создание и ведение журналов аварийных и оперативных событий.

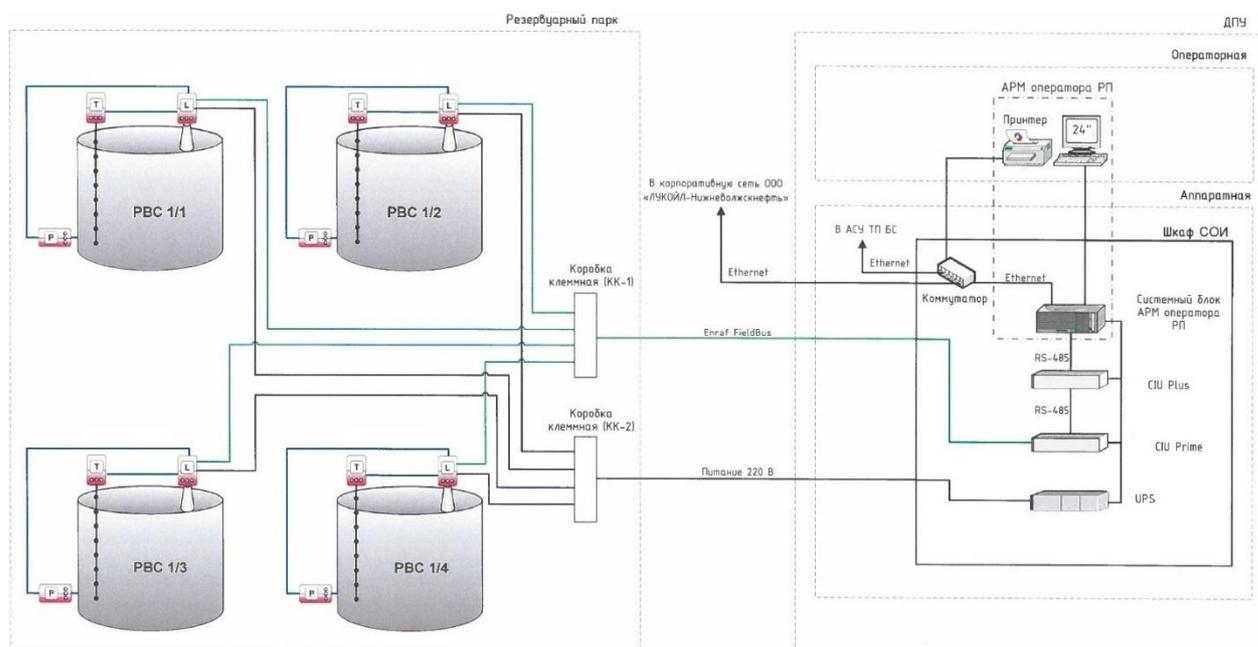


Рисунок 1 - Структурная схема ИИС РП

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) ИИС РП обеспечивает реализацию функций ИИС РП. Защита ПО ИИС РП от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее ИИС РП структуры идентификационных данных, содержащей наименование и номер версии.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИИС РП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Entis Pro
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v2.400RU
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефти брутто в резервуаре, т	от 750 до 16200
Диапазон измерений массы нефти нетто в резервуаре, т	от 741,4 до 16200
Номинальная вместимость резервуаров, м <sup>3</sup>	20000
Диапазон измерений уровня нефти в резервуаре, мм*	от 0 до 20000
Диапазон измерений температуры нефти в резервуаре, °С	от 0 до 100
Диапазон измерений гидростатического давления нефти в резервуаре, кПа	от 0 до 150
Диапазон измерений плотности нефти в рабочих условиях в резервуаре, кг/м <sup>3</sup>	от 770 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуаров (геометрический метод), %, не более	±0,1
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительных каналов гидростатического давления нефти, %	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов уровня нефти, мм	±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов температуры нефти, °С	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений плотности, массы (брутто и нетто) нефти, %	±0,02
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти брутто, %**	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти нетто, %***	±0,6
<p>* Настроенный диапазон измерений уровня нефти уровнемеров радарных SmartRadar должен находиться внутри диапазона измерений уровня нефти.</p> <p>** Относительная погрешность ИИС РП при измерении массы нефти брутто зависит от метода измерений плотности (автоматический с помощью измерительных каналов гидростатического давления или по результатам измерений в лаборатории по пробе и ручного ввода в систему), уровня нефти и относительной погрешности вместимости резервуаров. Относительная погрешность ИИС РП при измерении массы нефти брутто определяется по методике измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой информационно-измерительной учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2003/2-52-311459-2018 и обеспечивается при соблюдении указанных в методике измерений условий и требований.</p> <p>*** Относительная погрешность ИИС РП при измерении массы нефти нетто определяется по методике измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой информационно-измерительной учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2003/2-52-311459-2018 и обеспечивается при соблюдении указанных в методике измерений условий и требований.</p>	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> 50
Потребляемая мощность, В·А, не более	2000
Габаритные размеры резервуаров (номинальные): – диаметр внутренний, мм – высота стенки, мм	39900 18000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки резервуаров и измерительных преобразователей, °С – температура окружающей среды в месте установки устройств 880 CIU Prime и CIU Plus, °С – температура окружающей среды в месте установки АРМ оператора, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +60  от 0 до +60  от +5 до +30 95, без конденсации от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

#### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ИИС РП типографским способом.

#### Комплектность средства измерений

Комплектность ИИС РП представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность ИИС РП

Наименование	Обозначение	Количество
Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений, заводской № 4545-ИИС РП	-	1 шт.
Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Формуляр	-	1 экз.
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Методика поверки	МП 2003/1-311229-2018	1 экз.

#### Поверка

осуществляется по документу МП 2003/1-311229-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система информационно-измерительная учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений. Методика поверки», утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 20 марта 2018 г.

Основные средства поверки:

- калибратор давления портативный Метран-517 (регистрационный номер 39151-12) с модулями давления эталонными Метран-518 (регистрационный номер 39152-12), код модуля 160К, диапазон измерений избыточного давления от 0 до 160 кПа; пределы допускаемой основной приведенной погрешности  $\pm 0,02$  %; пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С от температуры от плюс 18 до плюс 22 °С  $\pm 0,01$  %;

- уровнемер электронный переносной HERMetic UTImeter Otex (регистрационный номер 51436-12), диапазон измерений уровня нефти от 0,004 до 30 м, цена деления 1,0 мм, диапазон измерений температуры нефти от минус 40 до плюс 90 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефти, границы раздела сред  $\pm(2+0,05H^*)$ , пределы абсолютной погрешности измерений температуры  $\pm 0,1$  °С в диапазоне от 0 до плюс 70 °С, рабочий диапазон температур окружающей среды от минус 20 до плюс 50 °С;

- плотномер портативный DM-230.2A с датчиком температуры (регистрационный номер 51123-12), диапазон измерений температуры от минус 40 до плюс 85 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры  $\pm 0,2$  °С;

- рулетка измерительная металлическая с грузом РНГ модификации Р30Н2Г (регистрационный номер 43611-10), диапазон измерений от 0 до 30000 мм, класс точности 2;

- линейка измерительная металлическая (регистрационный номер 20048-05), предел измерений 500 мм;

- толщиномер ультразвуковой А1207 (регистрационный номер 48244-11);

- нивелир электронный SDL30 (регистрационный номер 51740-12);

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав ИИС РП.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИИС РП.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой информационно-измерительной учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2003/2-52-311459-2018.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной учета количества нефти в резервуарном парке Береговых сооружений**

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

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

ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»  
(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, д. 100, корп. 13

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: [marketing@incomsystem.ru](mailto:marketing@incomsystem.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО Центр Метрологии «СТП»)

Адрес: Республика Татарстан, 420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (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

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.