

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.

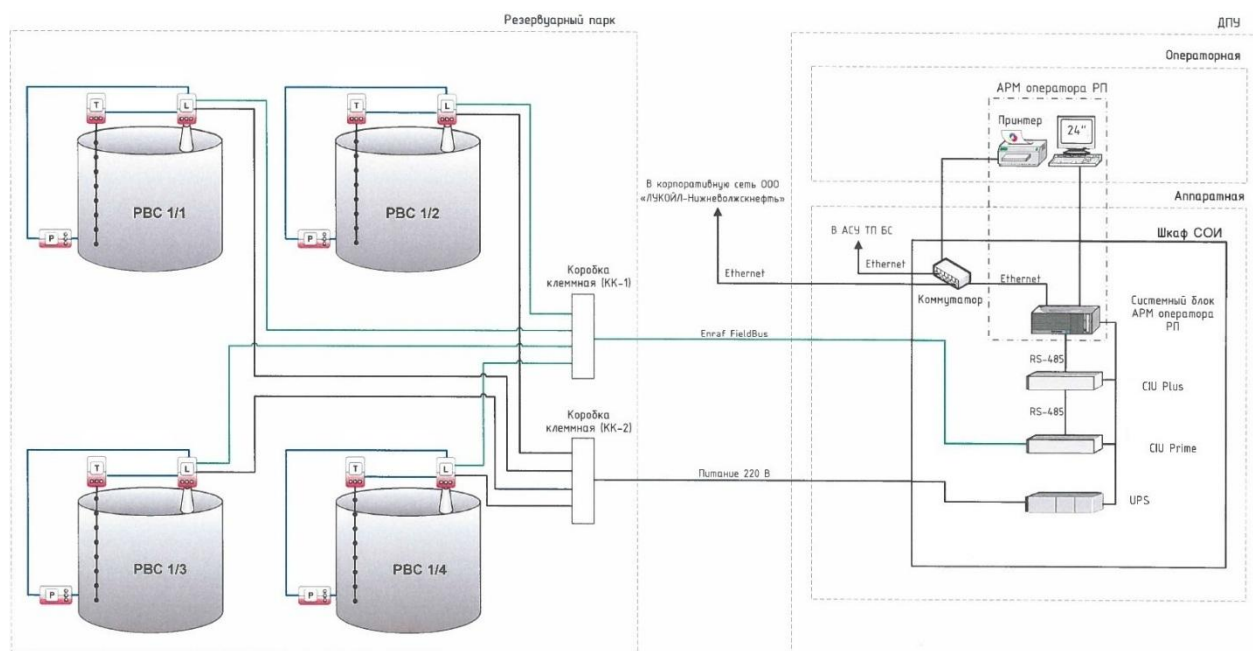


Рисунок 1 - Структурная схема ИИС РП

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 ³	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 ³	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^{+22}_{-33} 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 HERMetric 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

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

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.