

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 47667-11

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)

Назначение средства измерений

Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (далее - комплекс) предназначен для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Комплекс реализует две схемы измерений нефти, основную и резервную. Принцип действия основной схемы основан на прямом методе динамических измерений. Принцип действия резервной схемы заключается в использовании косвенного метода статических измерений и косвенного метода измерений, основанного на гидростатическом принципе.

Измерение массы брутто нефти по основной схеме проводится с помощью блока измерительных линий (БИЛ), состоящего из одной рабочей и одной контрольной измерительной линии (ИЛ). Каждая ИЛ оснащена расходомером массовым (далее – РМ). Выходные сигналы РМ автоматически поступают в систему сбора и обработки информации (далее – СОИ), значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

Измерение массы брутто нефти по резервной схеме проводится в резервуарах стальных горизонтальных вместимостью 50 м³ (2 шт.).

При косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, выходные сигналы измерительных преобразователей – датчиков гидростатического давления, уровнемеров радарных, термопреобразователей сопротивления поступают в СОИ автоматически. СОИ производит расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне, с учетом градуировочной таблицы резервуара и гидростатического давления столба нефти в резервуаре, затем производит расчет массы брутто нефти. Значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды вводятся с клавиатуры в СОИ, которая вычисляет массу нетто нефти по реализованному в ней алгоритму, в соответствии с методикой измерений.

При косвенном методе статических измерений уровень нефти в резервуаре измеряют с использованием рулетки или метроштока, плотность нефти измеряют плотномером, а температуру термометром или плотномером. Расчет объема нефти в резервуаре на измеряемом уровне проводят вручную с учетом градуировочной таблицы резервуара, затем производят расчет массы брутто нефти.

Массу нетто нефти вычисляют вручную в соответствии с методикой измерений, используя значения массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей и массовой доли воды.

СОИ включает в себя:

- программируемый логический контролер, установленный в шкафу автоматики;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ оператора).

Часть измерительных компонентов комплекса образуют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

Комплекс выполняет следующие функции:

- автоматизированное и неавтоматизированное измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение и контроль температуры, давления и уровня нефти в резервуарах;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольному РМ.

В состав комплекса входят следующие средства измерений:

- расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS 7300 T 80, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 34183-07 (далее – регистрационный №);
- уровнемеры радарные OPTIWAVE 7300 C, регистрационный № 29508-05;
- термопреобразователи сопротивления TCM 9418, регистрационные №№ 15196-96 и 15196-06;
- датчики давления Метран-150TG, регистрационные №№ 32854-08 и 32854-13;
- преобразователи давления измерительные АИР-20Ех/М2-ДГ, регистрационные №№ 30402-05 и 46375-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91;
- преобразователь температуры Метран-286-Ех, регистрационный № 23410-13;
- резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50, регистрационный № 77316-20;
- контроллер программируемый логический Modicon M340, регистрационный № 38403-08;
- метрошток МШС-4,5 (составной), регистрационный № 20265-08;
- рулетка измерительная металлическая Р10У3Г, регистрационный №51171-12;
- плотномер портативный DM-230.1А, регистрационный №51123-12.

Допускается применять другие средства измерений и оборудование, допущенные к применению в установленном порядке, с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками.

Пломбирование компонентов комплекса от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер комплекса, состоящий из двух арабских цифр (№01), вносится в эксплуатационную документацию.

Нанесение знака поверки на комплекс не предусмотрено.

Программное обеспечение

На АРМ оператора установлено системное (операционная система – Windows XP, пакет офисных приложений) и прикладное программное обеспечение (ПО) «ПромИС».

Структурная схема ПО «ПромИС» представлена на рисунке 1.

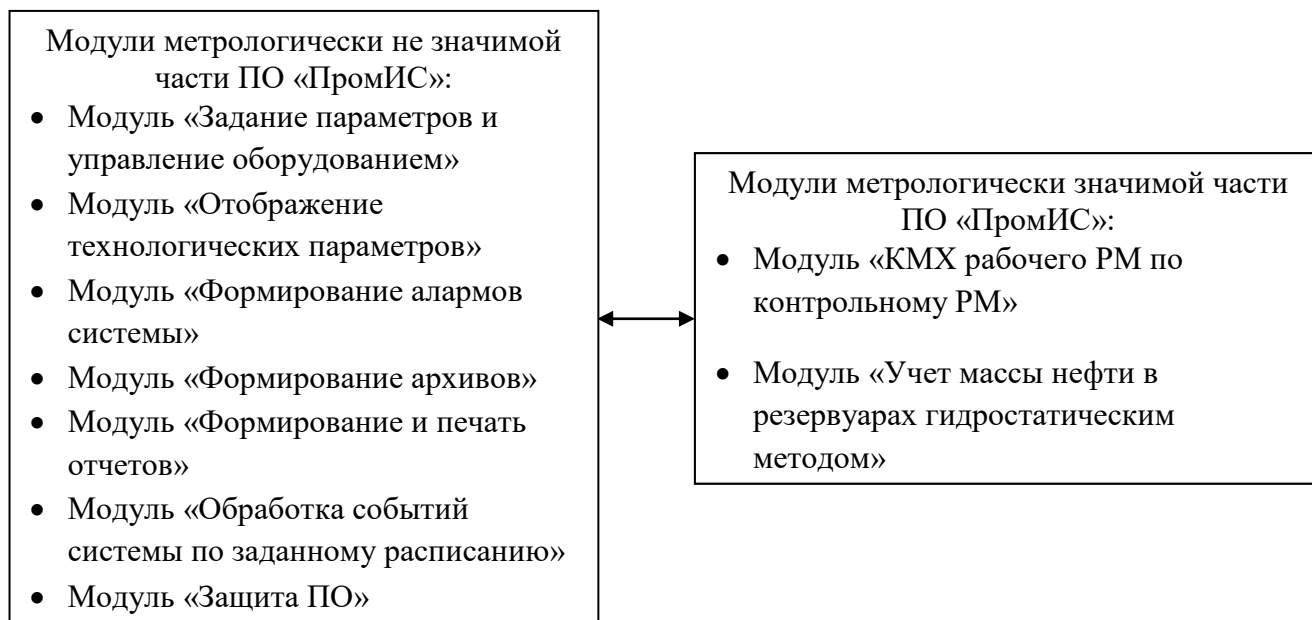


Рисунок 1 – Структурная схема ПО «ПромИС»

ПО «ПромИС» обеспечивает:

- прием и отображение измерительной и технологической информации;
- отображение граничных значений диапазонов измеряемых величин;
- автоматическое построение, отображение и печать графиков изменения измеряемых физических величин (трендов);
- световую и звуковую сигнализацию при нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях;
- регистрацию аварийных ситуаций и нарушений технологического режима в журнале событий;
- автоматизированное управление и технологический контроль за работой средств измерений и исполнительных механизмов;
- дистанционное управление по командам оператора электроприводами запорной и регулирующей арматуры;
- вычисление учетных параметров нефти за отчетный период (массы брутто нефти, средневзвешенных значений температуры, давления);
- вычисление массы балласта на основе введенных вручную данных из паспорта качества нефти (массовых долей воды и механических примесей, массовой концентрации хлористых солей);
- вычисление массы нетто нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- архивирование данных;
- отображение мнемосхем технологического оборудования;
- защиту от несанкционированного доступа.

Относительное отличие тестовых результатов вычислений ПО «ПромИС» от опорных при выполнении функций «Контроль метрологических характеристик» и «Вычисление массы нефти косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе» не превышает 0,015 %.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПромИС
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	Для модуля «КМХ рабочего РМ по контрольному РМ» (файл siknkmhax.ocx) 2abfaf9b50cbeefb200e3ef089fd5dac Для модуля «Учет массы нефти в резервуарах гидростатическим методом» (m_calcMass.ci) 49d305f22bda565860a2daaa81463d38
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы брутто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,25 \%$ $\pm 0,65 \%$
Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений массы нетто нефти: - при прямом методе динамических измерений - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 200 т вкл.	$\pm 0,35 \%$ $\pm 0,75 \%$

Таблица 3 - Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти	2	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS 7300 T 80	Контроллер программируемый логический Modicon M340	от 30 до 97 т/ч	$\pm 0,25 \%$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Номинальный объем резервуаров, м ³	50
Диапазон изменений расхода нефти через комплекс, т/ч	от 30 до 97
Диапазон изменений давления нефти, МПа	от 0,04 до 6,00
Диапазон изменений температуры нефти, °С	от +5 до +30
Диапазон изменений вязкости нефти кинематической, сСт	от 5 до 15
Диапазон изменений плотности нефти, кг/м ³	от 830 до 890
Массовая доля воды не более, %	1,0
Массовая доля механических примесей не более, %	0,05
Массовая концентрация хлористых солей не более, мг/дм ³	900
Режим работы комплекса	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение питающей сети, В а) измерительных цепей б) силовых цепей - частота питающей сети, Гц	от 198 до 242 от 342 до 418 от 49 до 51
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С а) на площадке резервуаров б) в помещении операторной	от -40 до +50 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ комплекса, ч	12435

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации комплекса печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново») (заводской номер 01)	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ФР.1.29.2021.41669 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений комплексом измерений количества и физических параметров нефти при проведении учетных операций на площадке склада по хранению и перевалке нефти (пункт отпуска нефти «Молчаново»)).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Региональный деловой центр Томской области»
(ОАО «РДЦ ТО»)
ИНН 7017201406
Адрес: 634021, Томская обл., г. Томск, ул. Герцена, д. 63

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.