

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного определения количества и показателей качества нефти сырой (далее – нефти), формирования отчетных документов по количеству и качеству нефти.

### Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы (массового расхода) нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ). Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее - СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от СРМ, преобразователей давления, температуры, влагосодержания.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНС входят:

– Технологический блок:

– блок фильтров (далее – БФ);

– блок измерительных линий (далее – БИЛ): измерительная линии (далее - ИЛ) ИЛ1 (Д<sub>у</sub> 50), ИЛ2 (Д<sub>у</sub> 50), контрольно-резервная ИЛ3 (Д<sub>у</sub> 50);

– блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);

– СОИ.

СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

– измерение в автоматическом режиме массы (массового расхода) нефти прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;

– определение массы нетто нефти;

– дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;

– измерение в автоматическом режиме влагосодержания нефти, перепада давления на фильтрах;

– автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений;

– выполнение контроля метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;

– автоматический и ручной отбор проб;

– отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;

– защита системной информации от несанкционированного доступа.

Состав СИКНС указан в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

| № п/п  | Наименование СИ   | Количество | Госреестр № |
|--|---|------------|-------------|
| <b>Блок технологический</b>  |   |            |             |
| <b>Приборы контрольно-измерительные показывающие</b>                     |   |            |             |
| 1  | Манометр показывающий для точных измерений МПТИ               | 12         | 26803-11    |
| 2  | Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2             | 7          | 0303-91     |
| <b>Приборы контрольно-измерительные с дистанционной передачей данных</b> |   |            |             |
| <b>БФ</b>  |   |            |             |
| 1  | Преобразователь избыточного давления измерительный 3051TG     | 1          | 14061-10    |
| 2  | Преобразователь перепада давления измерительный модели 3051CD | 1          | 14061-10    |
| <b>БИЛ</b>   |   |            |             |
| 1  | Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF200        | 3          | 45115-10    |
| 2  | Преобразователь температуры Метран-286-05                     | 4          | 23410-08    |
| 3  | Преобразователь избыточного давления измерительный 3051TG     | 4          | 14061-10    |
| <b>БИК</b>   |   |            |             |
| 1  | Преобразователь температуры Метран-286-05                     | 1          | 23410-08    |
| 2  | Преобразователь избыточного давления измерительный 3051TG     | 1          | 14061-10    |
| 3  | Преобразователь перепада давления измерительный модели 3051CD | 1          | 14061-10    |
| 4  | Преобразователь плотности жидкости Solartron 7835             | 1          | 15644-06    |
| 5  | Влагомер нефти поточный модели УДВН-1пм1                      | 1          | 14557-10    |
| 6  | Расходомер ультразвуковой UFM 3030-1Ex                        | 1          | 45410-10    |
| 7  | Автоматический пробоотборник «Стандарт-А»                     | 2          | -           |
| 8  | Ручной пробоотборник «Стандарт-Р»                             | 1          | -           |
| <b>СОИ</b>   |   |            |             |
| 1  | Программируемый логический контроллер ScadaPack 357           | 1          | 16856-08    |
| 2  | Контроллер измерительно-вычислительный OMNI6000               | 1          | 15066-09    |
| 3  | АРМ оператора на базе ПК «HP Compaq 6200 P»                   | 1          | -           |

**Программное обеспечение** (далее – ПО) СИКНС (контроллер измерительно-вычислительный «OMNI6000») обеспечивает реализацию функций СИКНС. Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля администратора), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее «OMNI6000» структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии ПО, контрольную сумму. Аппаратная защита обеспечивается пломбированием «OMNI6000». ПО СИКНС имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010.

Таблица 2

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------|---|---|
| Omni 6000       | 81_2011.024                       | 24.75.01        | EB23  | CRC32   |

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

| Наименование характеристики  | Значение характеристики  |
|--|--|
| Рабочая среда  | нефть сырая  |
| Диапазон измерения массового расхода нефти по каждой измерительной линии (ИЛ1, ИЛ2, ИЛ3), т/ч  | от 1,447 до 87,1   |
| Диапазон измерения избыточного давления нефти, МПа   | от 0,5 до 3,0  |
| Диапазон измерения температуры нефти, °С   | от 5 до 50   |
| Физико-химические свойства нефти:<br>– давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, мм.рт.ст<br>– плотность нефти, кг/м <sup>3</sup><br>– вязкость кинематическая при 20 °С, сСТ<br>– массовая доля воды, %<br>– массовая доля механических примесей, %, не более<br>– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более<br>– содержание свободного газа | от 170 до 900<br><br>от 750 до 835<br>от 3 до 15<br>от 0,3 до 5<br>0,05<br>900<br>не допускается |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нефти не превышают, %  | ±0,25  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нетто нефти не превышают, %  | ±0,35  |
| Условия эксплуатации средств измерений (далее - СИ) СИКНС:<br>– температура окружающей среды, °С<br>– в месте установки СИ БИЛ и БИК<br>– в месте установки СОИ<br>– относительная влажность, %<br>– атмосферное давление, кПа   | от 5 до 35<br>от 15 до 25<br>от 30 до 80<br>от 96 до 104   |
| Параметры электропитания:<br>– напряжение, В:<br>– силовое оборудование<br>– технические средства СОИ<br>– частота, Гц   | 380(+10%, -15%)<br>220(+10%, -15%)<br>50   |
| Потребляемая мощность, Вт, не более  | 14451  |
| Габаритные размеры, мм<br>– технологический блок-бокс БФ, БИЛ и БИК  | 9000×3000×2660   |
| Масса, кг, не более<br>– технологический блок-бокс БФ, БИЛ и БИК   | 14000  |
| Средний срок службы, лет, не менее   | 10   |

СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечивают взрывозащиту «искробезопасная электрическая цепь» уровня не ниже «ib» по ГОСТ Р 51330.10-99.

### Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на технологическом блок-боксе БФ, БИЛ и БИК, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4

| Наименование   | Количество |
|--|------------|
| Система измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания» зав. №1358-12.         | 1 шт.      |
| Система измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания» зав. №1358-12. Паспорт | 1 экз.     |
| Система измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания». Методика поверки      | 1 экз.     |

### Поверка

осуществляется по документу «Система измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания». Методика поверки. МП 14-30138-2012», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 29 июня 2012 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный МС5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$ ; диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения  $\pm 0,01 \text{ \%}$ .

### Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Расход и масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания», аттестованная ГЦИ СИ ООО «СТП», Регистрационный код методики измерений ФР.1.29.2012.12774.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой системы транспорта нефти от Марковского НГКМ до точки подключения к напорному нефтепроводу «Ярактинское НГКМ – ПСП «Марковское» в районе ПНС №3 ООО «Иркутская нефтяная компания».**

1. ГОСТ Р 51330.10 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь «i».
2. ГОСТ Р 8.595 – 2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
3. ГОСТ Р 8.596 – 2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ Р 8.615 – 2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- осуществление государственных учетных операций;
- осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ», Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17, телефон: (843)273-97-07

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ООО «СТП». Регистрационный номер №30138-09. Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Декабристов, д. 81, тел.(843)214-20-98, факс (843)227-40-10, e-mail: [office@ooostp.ru](mailto:office@ooostp.ru), <http://www.ooostp.ru>

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2013 г.