

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «9» августа 2021 г. № 1709

Регистрационный № 82596-21

Лист № 1  
Всего листов 6

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» недропользователь ООО «Меретояханефтегаз»

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» недропользователь ООО «Меретояханефтегаз» (далее по тексту – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

Конструктивно СИКН состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ) и блока стационарной поверочной установки (ПУ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (СИ) утвержденных типов (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)) и технические средства:

- датчик давления Метран-150TGR (регистрационный № 32854-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный типа ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

БФ состоит из двух линий (рабочей и резервной).

На каждой линии установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150CDR (регистрационный № 32854-13);
- два манометра показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11).

БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- расходомер массовый Promass (модификации Promass 300) (регистрационный № 68358-17);
- датчик давления Метран-150TGR (регистрационный № 32854-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный типа ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);
- два преобразователя плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16);
- два преобразователя плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- датчик давления Метран-150TGR (регистрационный № 32854-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- два датчика температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16);
- три термометра ртутных стеклянных лабораторных типа ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91);
- два датчика давления Метран-150CDR (регистрационный № 32854-13);
- шесть манометров показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- два пробоотборника для автоматического отбора пробы Стандарт-АОП;
- пробоотборник для ручного отбора пробы Стандарт-РОП;
- два места для подключения пикнометрической установки и устройства определения содержания свободного газа.

На выходном коллекторе установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150TGR (регистрационный № 32854-13);
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- датчик температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный типа ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- два комплекса измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (исполнение ИнКС.425210.003) (далее по тексту – ИВК) (регистрационный № 52866-13), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных;
- два контроллера программируемых логических МКLogic-500 (регистрационный № 65683-16);
- три преобразователя измерительных постоянного тока ПТН-Е2Н (регистрационный № 42693-15);

- два автоматизированных рабочих места оператора на базе программного комплекса «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Блок стационарной ПУ выполняет функцию эталона при проведении контроля метрологических характеристик (КМХ) и поверки МПР и имеет в своем составе следующие СИ и технические средства:

- установка трубопоршневая «НАФТА-ПРУВЕР»-300 (регистрационный № 75763-19);
- два датчика давления Метран-150TGR (регистрационный № 32854-13);
- два датчика температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16);
- два манометра показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11);
- два термометра ртутных стеклянных лабораторных типа ТЛ-4 №2 (регистрационный № 303-91).

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м<sup>3</sup>), вязкости (сСт), объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти;
- измерения давления (МПа) и температуры (°С) с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по стационарной ПУ в автоматизированном режиме;
- КМХ МПР, установленных на рабочих ИЛ, по МПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- поверку стационарной ПУ с применением передвижной ПУ или весов;
- автоматизированное и ручное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- фильтрацию нефти от механических примесей в ИЛ БИЛ, БИК;
- автоматическое регулирование расхода нефти по каждой ИЛ, в БИК, на выходном коллекторе;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

### **Программное обеспечение**

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 1.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора	ИВК основной	ИВК резервный
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	Abak.bex	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	4069091340	4069091340
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	CRC32	CRC32

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

### Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 20 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup> – давление, МПа, не более – температура, °С – вязкость кинематическая при температуре +30°С, сСт, не более – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – содержание свободного газа, %	от 895,0 до 940,0 от 0,90 до 4,75 от +20 до +50 160 0,5 0,05 100 6,0 6,0 20,0 0,60 66,7 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4
Условия эксплуатации (оборудование, размещенное внутри блочно-модульного здания, оборудование СОИ): – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +1 до +35 80 от 86,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Т а б л и ц а 4 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» недропользователь ООО «Меретояханефтегаз», зав. № 025	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0472-21 МП	1 экз.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

представлены в документе МН 957–2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Тазовский» недропользователь ООО «Меретояханефтегаз» с Изменением № 1, ФР.1.28.2020.37465.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» недропользователь ООО «Меретояханефтегаз»**

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон: (347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: (347) 228-80-98, 228-44-11

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru

### **Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон (факс): (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

Факс: (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

