

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «07» февраля 2025 г. № 256

Регистрационный № 94594-25

Лист № 1  
Всего листов 6

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО

#### Назначение средства измерений

Системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО предназначены для измерений массы, объема, уровня продукта, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред, температуры и гидростатического давления нефти, нефтепродуктов и передачи измеренных данных в различные системы верхнего уровня.

#### Описание средства измерений

Системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО представляют собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО включают в себя следующие уровни.

Первый уровень (измерительные компоненты) – автономный измерительный комплекс (далее – АИК1 и АИК2), состоящий из уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 67382-17, установленных непосредственно на резервуарах, на объектах во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2 в соответствии с ТР ТС 012/2011.

В АИК1 применяются уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР модификаций ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ-Х-Х, а в АИК-2 - уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР модификаций ВЕКТОРXXXXH(U)-ДТ-Х-Х.

Системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО предусматривают одновременное применение АИК1 и АИК2, при этом вывод результатов измерений и вычислений производится на одном вычислительном компоненте (базовой станции).

Второй уровень – связующие компоненты, выполняющие функции передачи данных по проводным или беспроводным каналам связи между измерительными и вычислительным компонентами. В качестве интерфейса связи используются:

- полудуплексный многоточечный последовательный интерфейс передачи данных RS485; передача данных осуществляется по одной паре проводников с помощью дифференциальных сигналов; предусмотрено использование радиомодемов (удлинители интерфейса) в режиме «прозрачной» передачи данных; коммуникационные протоколы обмена MODBUS RTU и MODBUS TCP - открытые промышленные протоколы, основанные на архитектуре ведущий-ведомый (master-slave); проверка целостности кода осуществляется с помощью циклического избыточного кода CRC-16; интерфейс Ethernet, обеспечивающий передачу данных в системы управления верхнего уровня;
- набор коммуникационных стандартов для промышленных сетей – HART.

Стандарты включают проводной и беспроводной физические уровни, а также протокол обмена. Проводной вариант позволяет передавать цифровые данные и питание по двум проводам, сохраняя совместимость с аналоговыми датчиками стандарта токовая петля 4-20 мА.

Третий уровень – вычислительный компонент (базовая станция с сенсорно-графическим дисплеем серий IE, XE, eMT, cMT производства Weintek Labs., Inc), осуществляющий опрос измерительных компонентов, расчет, индикацию и архивирование измеренных параметров, вывод информации об измеренных параметрах на дисплей, а также формирование сигналов управления внешними устройствами.

Принцип действия систем учета нефтепродуктов сепаратных ВЕКТОР-НЭО основан на использовании, в зависимости от исполнения, косвенного метода статических измерений или косвенного метода измерений, основанного на гидростатическом принципе, в соответствии с ГОСТ 8.587-2019, ГОСТ Р 8.785-2012 в резервуарах, градуированных по ГОСТ 8.570-2000 и ГОСТ 8.346-2000, содержащих нефть и жидкие нефтепродукты, функционирующих под давлением и без избыточного давления, с понтом и без него.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом печати на маркировочную табличку, крепящуюся на базовую станцию.

Нанесение знака поверки на системы учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО не предусмотрено.

Пломбирование систем учета нефтепродуктов сепаратные ВЕКТОР-НЭО не предусмотрено.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) предназначено для:

- непрерывного сбора и обработки измерительной информации, поступающей от автономных измерительных комплексов;
- расчета в составе базовой станции системы в реальном масштабе времени основных параметров объемно-массового учета нефти, нефтепродуктов в резервуарах согласно ГОСТ 8.587-2019;
- вывод результатов измерений на дисплей;
- сигнализации достижения контролируемыми параметрами заданных значений;
- формирования сигналов управления внешними устройствами автоматики,
- передачи данных в ЭВМ верхнего уровня;
- предоставления пользователю возможности работы с настройками и измерительной информацией базовой станции.

Номер версии ПО выводится на дисплей базовой станции, а также доступен для чтения с ЭВМ верхнего уровня. Для контроля работы системы включена функция самодиагностики. Защита от несанкционированного доступа к ПО и настройкам системы обеспечивается паролями.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки)                     | Значение |
|---|----------|
| Идентификационное наименование ПО                       | NEO_HMI  |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО               | v2.01    |
| Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)           | 0905     |
| Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода | CRC-16   |

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

| Наименование характеристики   | Значение   |
|---|--|
| Канал измерений уровня продукта, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред   |  |
| Диапазон измерений уровня продукта, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред, м   | от 0,05 до 25  |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня продукта, уровня подтоварной воды, уровня раздела сред, мм  | ±1; ±3 <sup>1)</sup>   |
| Канал измерений температуры   |  |
| Диапазон измерений температуры продукта, °C   | от -45 до +100   |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C  | ±0,3   |
| Канал измерений давления (только при применении АИК1)   |  |
| Диапазон измерений гидростатического давления, кПа  | от 0 до 250  |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений к диапазону измерений гидростатического давления, %   |  |
| - при применении преобразователей (датчиков) давления измерительных ЕХ110А  | ±0,04  |
| - при применении датчиков давления ЭМИС-БАР   | ±0,04; ±0,065  |
| - при применении датчиков давления Метран-150   | ±0,075   |
| - при применении преобразователей давления измерительных DMD 331D   | ±0,075   |
| - при применении преобразователей давления измерительных ЭЛЕМЕР-АИР-30М   | ±0,075   |
| Канал вычислений средней плотности жидкости (только при применении АИК1)  |  |
| Верхний предел вычислений средней плотности жидкости, кг/м <sup>3</sup>   | 1500   |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности вычислений средней плотности жидкости, кг/м <sup>3</sup>   | $\Delta\rho = \rho_0 - \frac{P \pm \Delta P}{g \cdot (h \pm \Delta h)}^2)$ |
| Канал измерений массы   |  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %   |  |
| - при массе не более 200 т  | ±0,65  |
| - при массе 200 т и более   | ±0,50  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов), %  |  |
| - при массе не более 200 т  | ±0,65  |
| - при массе 200 т и более   | ±0,50  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазутов), %   |  |
| - при массе не более 200 т  | ±0,75  |
| - при массе 200 т и более   | ±0,60  |
| Канал измерений объема  |  |
| Диапазон измерений объема продукта, м <sup>3</sup>  | от 0,1 до 100000   |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема (с учетом допускаемой относительной погрешности градуировочной/ калибровочной таблицы резервуара ±0,25 %), % | ±0,40  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объема и массы, %  | ±0,015   |

Окончание таблицы 2

| Наименование характеристики   | Значение                                     |
|---|--|
| <sup>1)</sup> При периодической поверке на месте эксплуатации уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР;                                  |  |
| <sup>2)</sup> где $\rho_0$ – значение плотности жидкости по паспорту (нормативным документам), либо измеренное в лабораторных условиях, кг/м <sup>3</sup> ; |  |
| Р – гидростатическое давление (величина, измеренная датчиком давления), Па;   |  |
| $\Delta P$ – основная абсолютная погрешность измерений давления, Па, рассчитанная по формуле  |  |
|   | $\Delta P = \frac{P_n \cdot \gamma P}{100},$ |
| где $P_n$ – диапазон измерений гидростатического давления датчиком давления, Па;  |  |
| $\gamma P$ - приведенная погрешность измерений гидростатического давления датчика давления;   |  |
| $g$ – ускорение свободного падения, равное 9,80665 м/с <sup>2</sup> ;   |  |
| $h$ – высота столба жидкости в резервуаре (уровень), измеренная уровнемером, м;   |  |
| $\Delta h$ - основная абсолютная погрешность измерений уровня, м.   |  |

Таблица 3 – Технические характеристики

| Наименование характеристики  | Значение  |
|--|---|
| Типы выходных сигналов   | Ethernet, ModBus TCP, RS-485, ModBus RTU  |
| Условия эксплуатации:<br>температура окружающей среды, °C<br>- АИК1 и АИК2<br>- базовая станция серии IE, ХЕ, сМТ<br>- базовая станция серии еМТ   | от -55 до +85<br>от 0 до +50<br>от -20 до +50   |
| Маркировка взрывозащиты:<br>- уровнемеров магнитострикционных многопараметрических ВЕКТОР модификаций:<br>- ВЕКТОРXXXXН-ДТ- Ex-X<br>- ВЕКТОРXXXXН-ДПТ- Ex-X<br><br>- ВЕКТОРXXXXU-ДТ-Вн-X<br>- ВЕКТОРXXXXН-ДПТ-Вн-X<br>- ВЕКТОРXXXXU-ДПТ-Вн-X<br>- преобразователей (датчиков) давления измерительных ЕJX110А<br>- преобразователей давления измерительных ЭЛЕМЕР-АИР-30М<br>- датчиков давления ЭМИС-БАР | 0Ex ia IIB T5...T1 Ga X<br><br>0/1 Ex ia/db IIB T5...T1 Ga/Gb X<br><br>1Ex db IIC T6...T4 Gb X<br><br>1Ex db IIC T5 Gb X<br>1Ex d IIC T5 Gb X |
| - преобразователей давления измерительных DMD 331D<br>- датчиков давления Метран-150<br>- преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) «ЭЛЕМЕР-БРИЗ 420Р- Ex»   | 1Ex d IIC T6 Gb X<br>0Ex ia IIC T5 Ga X<br>1Ex db IIC T6...T5 Gb X<br>[Ex ia Ga] IIC  |

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом, на маркировочную табличку методом печати.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

| Наименование  | Обозначение  | Количество               |
|---|--|--------------------------|
| Система учета нефтепродуктов сепаратная в составе:                          | ВЕКТОР-НЭО   | 1 шт.                    |
| АИК1 и (или) АИК2   | ВЕКТОРXXXXH(U)-ДПТ-Х-Х<br>и (или)<br>ВЕКТОРXXXXH(U)-ДТ-Х-Х | от 1 до 20 шт.           |
| Базовая станция   | Серия iE, XE, eMT, cMT                                     | 1 шт.                    |
| Руководство по эксплуатации   | ВГАР.421417.010 РЭ   | 1 экз.                   |
| Руководство оператора системы учета нефтепродуктов сепаратной<br>ВЕКТОР-НЭО | ВГАР.421417.010 РО   | 1 экз.                   |
| Паспорт   | ВГАР.421417.010 ПС   | 1 экз.                   |
| Инструкция по монтажу   | ВГАР.421417.010 ИМ   | 1 экз.                   |
| Комплект монтажных частей   | —  | в соответствии с заказом |
| Тара  | ВГАР.320005.003 или<br>ВГАР.320005.004                     | 1 шт.                    |

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса и объем нефти и нефтепродуктов. Методика измерений массы и объема нефти и нефтепродуктов в резервуарах системами учета нефтепродуктов сепаратными ВЕКТОР-НЭО», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49833.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов» (часть 1);

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до  $1 \cdot 10^5$  Па»;

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»;

ГОСТ Р 8.785-2012 «ГСИ. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений»;

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

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических

процессов. Общие технические условия»;

ТУ 26.51.52-010-38352196-2021 «Системы учета нефтепродуктов сепараторные ВЕКТОР-НЭО. Технические условия».

### Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ОКБ Вектор» (ООО «ОКБ Вектор»)

ИНН 7714865034

Юридический адрес: 123458, г. Москва, ул. Твардовского, д. 8

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОКБ Вектор» (ООО «ОКБ Вектор»)

ИНН 7714865034

Адрес: 123458, г. Москва, ул. Твардовского, д. 8

### Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Web-сайт: [www.rostest.ru](http://www.rostest.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

