

Семенова Елена Николаевна

преподаватель

ГАПОУ «Канашский транспортно-энергетический техникум»

Минобразования Чувашии

г. Канаш, Чувашская Республика

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

***Аннотация:** в статье рассмотрены методики измерений массы нефти и нефтепродуктов, установленные межгосударственным стандартом ГОСТ 8.587–2019. Проанализированы пять основных методов: косвенный и прямой динамические, косвенный и прямой статические, а также косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе. Для каждого метода приведены максимальные допускаемые относительные погрешности измерений массы брутто и нетто, описание применяемого оборудования (системы измерений, весы, плотномеры) и выполняемых операций. В зависимости от условий транспортировки (трубопроводы, цистерны, резервуары) и требуемой точности выделены особенности, преимущества и недостатки каждого метода.*

***Ключевые слова:** косвенный метод динамических измерений, прямой метод динамических измерений, косвенный метод статических измерений, прямой метод статических измерений, косвенный метод основанном на гидростатическом принципе.*

Методики измерений массы нефти/нефтепродуктов устанавливает Межгосударственный стандарт ГОСТ 8.587–2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений. Эти методики основаны на следующих методах измерений:

1. Косвенном методе динамических измерений.
2. Прямом методе динамических измерений.
3. Косвенном методе статических измерений.

4. Прямом методе статических измерений.

5. Косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе.

Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений:

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массы нефтепродуктов составляет $\pm 0,25\%$.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазутов) составляет $\pm 0,35\%$.

Для выполнения измерений применяют измерительные системы, в том числе СИКН по ГОСТ 34396, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\pm 0,25\%$ и нетто нефти $\pm 0,35\%$.

При косвенном методе динамических измерений выполняют операции по измерению:

а) объема нефти/нефтепродуктов;

б) плотности нефти/нефтепродуктов;

в) давления и температуры нефти/нефтепродуктов при измерении объема и плотности нефти/нефтепродуктов;

г) массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазутов).

Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений:

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массы нефтепродуктов составляет $\pm 0,25\%$.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазутов) составляет $\pm 0,35\%$.

Для выполнения измерений применяют измерительные системы, в том числе СИКН и СИКНП по ГОСТ 34396, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\pm 0,25\%$ и нетто нефти $\pm 0,35\%$;

При прямом методе динамических измерений выполняют операции по измерению:

- а) массу брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов) измеряют непосредственно с применением СИ массового расхода;
- б) давления и температуры нефти/нефтепродуктов при измерении объема и плотности нефти/нефтепродуктов;
- в) плотности нефти/нефтепродуктов;
- г) массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазатов).

Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений:

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов) и массы нефтепродуктов составляет:

- а) $\pm 0,65\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов), массе нефтепродуктов не более 200 т;
- б) $\pm 0,50\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов), массе нефтепродуктов 200 т и более.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазатов) составляет:

- а) $\pm 0,75\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов) не более 200 т;
- б) $\pm 0,60\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов) 200 т и более.

Для выполнения измерений применяют:

- а) измерительные системы, предназначенные для измерений уровня нефти, нефтепродуктов, воды и температуры с пределами:
 - допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ± 3 мм;
 - допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,5$ °С;
 - допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений 0,05%.

б) автоматизированные СИ плотности (лабораторные, переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

При измерении массы нефти/нефтепродуктов выполняют следующие операции:

а) проверка базовой высоты [для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов];

б) измерение уровня нефти/нефтепродуктов;

в) измерение уровня подтоварной воды;

г) определение вместимости по градуировочным/калибровочным таблицам [для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов, железнодорожных цистерн] или по маркировочным табличкам и свидетельствам о поверке (для автомобильных цистерн, прицепов-цистерн, полуприцепов-цистерн);

д) отбор проб нефти/нефтепродуктов;

е) измерение температуры и плотности нефти/нефтепродуктов;

ж) измерение массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазутов).

Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом статических измерений:

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массы нефтепродуктов составляет:

а) $\pm 0,40\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн с остановкой;

б) $\pm 1,0\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них с общей массой брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массой нефтепродуктов не более 1000 т;

в) $\pm 2,5\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них с общей массой

брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массой нефтепродуктов 1000 т и более.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазутов) составляет:

а) $\pm 0,50\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн с остановкой;

б) $\pm 1,1\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них с общей массой брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массой нефтепродуктов не более 1000 т;

в) $\pm 2,6\%$ – при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них с общей массой брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массой нефтепродуктов 1000 т и более.

Для выполнения измерений применяют:

а) весы для статического взвешивания класса точности не хуже «средний III» по ГОСТ OIML R 76–1 или весы для взвешивания транспортных средств в движении не хуже класса точности 1 по ГОСТ 8.647;

б) автоматизированные СИ плотности (лабораторные, переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности $\pm 0,5$ кг/м³;

в) преобразователи температуры (в том числе входящие в состав переносных автоматизированных СИ плотности) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ °С.

При измерениях массы нефти/нефтепродуктов прямым методом статических измерений в расцепленных цистернах с остановкой массу порожней цистерны и массу цистерны с нефтью/нефтепродуктами измеряют на весах.

При измерениях массы нефти/нефтепродуктов прямым методом статических измерений при движении составов железнодорожных цистерн массу порожнего состава цистерн (без учета массы локомотива) и состава с

нефтью/нефтепродуктами (без учета массы локомотива) измеряют с применением весов в движении.

При измерении массы нефти/нефтепродуктов также выполняют следующие операции:

- отбирают точечные пробы;
- измеряют температуру;
- измеряют плотность нефти;
- определяют массовую долю составляющих балласта.

Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе:

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массы нефтепродуктов составляет:

- а) $\pm 0,65\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов), массе нефтепродуктов не более 200 т;
- б) $\pm 0,50\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов), массе нефтепродуктов $2001 >$ т и более.

Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений массы нетто нефти/нефтепродуктов (мазутов) составляет:

- а) $\pm 0,75\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) не более 200 т;
- б) $\pm 0,60\%$ – при массе брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) 200 т и более.

Для выполнения измерений применяют:

- а) стационарные СИ гидростатического давления с пределами допускаемой погрешности по описанию типа СИ;
- б) измерительные системы, предназначенные для измерений уровня нефти, нефтепродуктов, воды и температуры в резервуарах с пределами:
 - 1) допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ± 3 мм,
 - 2) допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,5$ °С,

3) допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений 0,05%;

в) автоматизированные СИ плотности (лабораторные, переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,5$ кг/м³.

При измерении массы нефти/нефтепродуктов выполняют следующие операции:

- а) измерение гидростатического давления столба нефти/нефтепродуктов;
- б) измерение уровня нефти/нефтепродуктов;
- в) измерение уровня подтоварной воды;
- г) измерение температуры и плотности нефти/нефтепродуктов;
- д) измерение массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазутов).

Для измерений массы нефти/нефтепродуктов при транспортировке по трубопроводам, при перевалке на автомобильный, железнодорожный, водный транспорт применяют:

1. Косвенный метод динамических измерений.
2. Прямой метод динамических измерений.

В соответствии с документом ТПР-75.180.30-КТН-0056–24 (Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Типовые проектные и технические решения) мы можем выделить следующие особенности:

Косвенный метод динамических измерений обладает устойчивостью к вибрации; требует установки дополнительного оборудования в виде струевыпрямителя и фильтра; лучше подходит для транспортировки нефти.

Прямой метод динамических измерений обладает более высокой надежностью преобразователя расхода; подходит для более вязких нефтепродуктов; может обеспечить высокую скорость расчета массы.

Для измерений массы нефти/нефтепродуктов в цистернах применяют:

1. Прямой метод статических измерений.

2. Косвенный метод статических измерений.

Преимуществом прямого статического измерения является меньшая времязатратность.

Косвенный метод статических измерений в отличие от прямого метода не требует покупки оборудования в виде весов для взвешивания цистерн, и является более дешевым.

Для измерений массы нефти/нефтепродуктов в резервуарах применяют:

1. Косвенный метод статических измерений.
2. Косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

В случае необходимости более надежного метода измерений выбирается косвенный метод статических измерений.

Для оперативного мониторинга и автоматизации измерений используется косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе. Но этот метод требует дополнительных затрат на СИ гидростатического давления.

Для измерений массы нефти/нефтепродуктов в резервуарах (танках) речных или морских наливных судов применяют косвенный метод статических измерений. В этом случае вопрос о выборе оптимального метода измерения массы не стоит.

В заключение можно сказать, что наилучший метод измерения массы нефти/нефтепродуктов зависит от:

- метода транспортировки нефти/нефтепродукта;
- расположения станции;
- характеристик нефти/нефтепродуктов.

Список литературы

1. ГОСТ 8.587–2019. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.
2. ТПР-75.180.30-КТН-0056–24. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы измерений количества и показателей

качества нефти и нефтепродуктов. Типовые решения и технические решения.

3. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений. ГОСТ 8.587–2019. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=9&documentId=428133> (дата обращения: 06.05.2026).