###### УТВЕРЖДАЮ

**Операционный Директор \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

#  «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ИНСТРУКЦИЯ**

**Определение массы нефтепродукта**

**в резервуарах и трубопроводах**

#### Для определения массы ГСМ в резервуарах используется объемно массовый статический метод измерения. Этим методом определяется масса нефтепродуктов по их объему, плотности и температуре.

1. Объем нефтепродуктов определяется с помощью градуировочных таблиц и средств измерительной техники уровня нефтепродуктов в резервуарах, железнодорожных и автомобильных цистернах, или по полному объему указанных емкостей.
2. Предел допустимой погрешности метода:
* ±0.5% - при измерении массы нефтепродуктов в резервуарах вместимостью от 100 т и больше;
* ±0.8% - при измерении массы нетто нефтепродуктов в резервуарах вместимостью до 100 т и отработанных нефтепродуктов. Значения относительной погрешности метода в конкретных случаях его применения должны определяться в соответствии с ГОСТ \_\_\_\_\_\_.
1. Объем нефтепродуктов определяется в стационарных резервуарах, транспортных мерах полной вместимости и технологических трубопроводах, отградуированных в соответствии с требованиями действующих нормативных документов Госстандарта.
2. Резервуары стальные горизонтальные емкостью от 5 до 100 м3 должны быть отградуированы согласно ГОСТ \_\_\_\_\_\_.
3. Технологические нефтепродуктопроводы должны быть отградуированы геометрическим методом и иметь градуировочные таблицы, утвержденные органами Госстандарта.
4. Резервуары, которые предназначены для учетно-расчетных операций, должны предоставляться органам \_\_\_\_\_\_\_ для поверки. Поверка резервуаров должна осуществляться в соответствии с ГОСТ \_\_\_\_\_ и МИ \_\_\_\_\_\_.
5. Для поверки вместе с градуировочными таблицами должны представляться:
* акт и протокол измерений размеров резервуаров;
* акты измерений базовой высоты и неровностей днища по формулам, приведенным в МИ 1\_\_\_\_\_;
* данные о массе понтона и уровне его установки от днища резервуара
* таблица средних значений емкости дробных частей сантиметра каждого пояса резервуара.
1. При проведении поверки:
* в градуировочных таблицах указываются величины, на которые внесены поправки при их расчетах;
* для проведения градуирования и расчетов градуировочных таблиц должен привлекаться специально обученный персонал. В случаях применения электронно-вычислительных машин программы расчета градуировочных таблиц измерений объема жидкости должны пройти метрологическую аттестацию в территориальном органе \_\_\_\_\_\_\_;
* организации, проводящие градуирование резервуаров, должны быть аккредитованы органами \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_;
* после каждого капитального ремонта и изменений вместимости резервуара вследствие изменения объема внутреннего оборудования должно проводиться повторное градуирование и поверка резервуара;
* градуировочную таблицу утверждает территориальный орган \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_;
1. На каждом резервуаре должна быть указана базовая высота (высотный трафарет) - расстояние от днища резервуара до верхнего среза кромки измерительного люка. Поправку на емкость вертикального резервуара за счет неровностей днища (коррекцию) необходимо определять в сроки, установленные действующими нормативными документами (МИ \_\_\_\_\_\_).
2. Базовая высота и неровности днища вертикального резервуара, уклон корпуса горизонтального резервуара контролируются метрологической службой. Результаты измерений оформляются протоколом, форма которого установлена МИ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.
3. Объем нефтепродукта в транспортных мерах полной вместимости (автоцистернах, прицеп-цистернах и полуприцеп-цистернах) должен определяться по полной емкости, указанной в свидетельстве о поверке (государственной метрологической аттестации транспортной меры), осуществляемой территориальным органом \_\_\_\_\_\_\_. Поверка калиброванных транспортных мер полной вместимости осуществляется органами \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ согласно действующим нормативным документам.
4. Объем нефтепродукта в железнодорожных цистернах должен определяться с применением посантиметровых градуировочных таблиц и средств измерительной техники для определения уровня (метрштоки) в зависимости от типа цистерны. Объем нефтепродукта в случаях, когда его уровень в железнодорожной цистерне измерен в долях сантиметра, должен определяться расчетным методом интерполяции.
5. Уровень нефтепродукта в резервуарах должен измеряться металлическими рулетками с лотом, метрштоками или стационарными уровнемерами, обеспечивающими измерения с установленной нормой точности.
6. Перед измерением уровня нефтепродуктов в вертикальных и горизонтальных резервуарах проводится проверка базовой высоты (высотного трафарета).
7. Результат измерения базовой высоты сравнивают с отмеченной на резервуаре величиной базовой высоты, которая не должна отличаться на величину более 0.1%.
8. При измерении в горизонтальных резервуарах нижний конец метрштока или лота рулетки должен попадать на нижнюю образующую резервуара.
При учетно-расчетных операциях запрещается пользоваться средствами измерения уровня, которые не прошли поверку или метрологическую аттестацию в органах \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.
9. Измерительную ленту рулетки с грузом или метршток нужно опускать медленно, пока лот или метршток не коснется дна, не допуская отклонения от вертикального положения и сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта.
10. Измерение проводится при уровне нефтепродукта, который установился после исчезновения пены. Ленту рулетки или метршток поднимают вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на ленте рулетки.
11. Отсчет на ленте рулетки или шкале метрштока проводят с точностью до 1мм сразу же после появления смоченной части ленты рулетки или метрштока над замерным люком. Уровень нефтепродукта необходимо измерять дважды и при выявлении расхождения в измерениях более 1 мм измерения следует повторить, из трех ближайших измерений принимается средний показатель измерения.
12. Уровень нефтепродуктов в **железнодорожных цистернах** измеряют вручную метрштоками.
13. Для определения плотности нефтепродуктов в резервуарах и транспортных средствах отбирают пробы согласно ГОСТ \_\_\_\_ одновременно с измерением их уровня.
14. Для отбора проб из стационарных резервуаров применяют сниженные пробоотборники согласно ГОСТ \_\_\_\_\_ или ручные пробоотборники согласно ГОСТ \_\_\_\_.
15. Плотность в отобранных пробах определяется ареометрами стеклянными типа АН или АНТ-1 по ГОСТ \_\_\_\_\_, имеющими погрешность измерения не более ±0.5 кг/м3.
16. В трубопроводе плотность нефтепродукта измеряют автоматическими плотномерами или по отобранным пробам согласно ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_.
17. Для определения плотности нефтепродуктов во время отпуска их транспортными мерами полной вместимости пробы отбираются из наливного стояка через каждые два часа.
18. Для расчета массы нефтепродукта определяют плотность при средней температуре в резервуаре или транспортной мере полной вместимости.
19. Уровень подтоварной воды определяется при помощи водочувствительной пасты, которая наносится на лот или метршток с двух противоположных сторон тонким слоем. Использование пасты дает возможность определять уровень подтоварной воды за 1-2 минуты.
20. Измерения уровня подтоварной воды следует повторить, если на пасте уровень обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с двух сторон, что свидетельствует о наклонном положении лота во время измерения.
21. В зимний период при низкой температуре в резервуарах определяют толщину льда как разность между высотным трафаретом и фактическим уровнем измерения от верхнего среза кромки измерительного люка до поверхности льда.
22. Определив уровень подтоварной воды или льда, по градуировочной таблице резервуара находят объем подтоварной воды или льда.
23. Для определения объема нефтепродукта необходимо из общего объема нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре вычесть объем подтоварной воды. Содержание воды в нефтепродукте в процентах определяется согласно ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_.
24. Уровень нефтепродукта и подтоварной воды в железнодорожных цистернах измеряют метрштоком через горловину котла цистерны в двух противоположных точках горловины по оси цистерны. При этом необходимо следить за тем, чтобы метршток опускался на нижнюю образующую котла и не попадал в углубления для нижних сливных приспособлений. Уровень следует отсчитывать с точностью до 1 мм.
25. В транспортных мерах полной емкости нефтепродукт нужно наливать до планки, установленной в горловине цистерны на уровне, соответствующем номинальной емкости, или по заданной дозе согласно показаниям объемного счетчика.
26. Температура нефтепродуктов должна измеряться термометрами ртутными стеклянными лабораторными ТЛ-4 группа 4Б №1 и №2 по ГОСТ \_\_\_\_. Погрешность средств измерения температуры не должна быть более чем ±0.5°С.
27. Температура нефтепродукта определяется сразу же после изъятия каждой точечной пробы или по средней пробе, отобранной сниженным пробоотборником.
28. Термометр необходимо погружать в нефтепродукт на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживать в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.
29. Температура нефтепродукта вычисляется как среднее арифметическое значение температур точечных проб, взятых в соотношении, принятом для составления объединенной пробы по ГОСТ \_\_\_\_\_\_.
30. Объединенная проба нефтепродукта из вертикального резервуара отбирается с трех уровней: верхнего, среднего и нижнего и смешивается в соотношении 1:3:1.

В этом случае средняя температура нефтепродукта вычисляется по формуле:

**tср.=(tв+3tc+tн)/5**

где: *tв* - температура точечной пробы верхнего слоя, °С;
*tc* - температура точечной пробы среднего слоя, °С;
*tн* - температура точечной пробы нижнего слоя, °С

1. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров диаметром более 2500 мм температура, измеренная в каждой точечной пробе, вычисляется по формуле:

**tср.=(tв+6tc+tн)/8**

1. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров диаметром менее 2500 мм независимо от степени заполнения, а также резервуаров диаметром более 2500 мм, заполненных до половины и меньше, температура измерения в каждой точечной пробе рассчитывается по формуле:

**tср.=(3tc+tн)/4**

1. Среднюю температуру нефтепродукта измеряют одновременно с измерением уровня с помощью стационарных приспособлений или путем измерения ее в пробе.
2. Измерения средней температуры нефтепродукта с помощью стационарных приспособлений производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации этих приспособлений.
3. Массу нефтепродукта брутто в резервуаре определяют по формуле

**Мбр=0,001 х Vн х ρн**, тонн

где, Vн - объем нефтепродукта, м3;

ρн - плотность нефтепродукта при температуре измерения объема в резервуаре, кг/м3.

Объем нефтепродукта определяется по градуировочной таблице резервуара в соответствии с результатами измерения общего уровня жидкости Н и уровня подтоварной воды Нв:

**Vн =( V – Vв),** м3

где, V – общий объем жидкости, м3;

Vв – объем подтоварной воды жидкости, м3.

1. Массу нефтепродукта нетто, т.е. за вычетом балласта, определяют по формуле

**Мн= Мбр х( 1 - 0,01 х m)**, тонн

где, Мбр – масса нефти брутто;

m – массовая доля балласта, %. Массовая доля балласта определяется как сумма содержания хлористых солей (по ГОСТ \_\_\_\_), воды (по ГОСТ \_\_\_\_), механических примесей (по ГОСТ \_\_\_\_ и ГОСТ \_\_\_\_).

1. Массу нефтепродукта в трубопроводах определяют расчетом по формуле:

**Мнт= 0,001 х V x L x ρ х Kтр х ( 1 - 0,01 х m)**, тонн

где, V – вместимость 1-го погонного метра трубопровода, м3/м;

L – длина трубопровода, м;

ρ – плотность нефти, приведенная к условиям в трубопроводе (по МИ 1707), кг/м3;

К тр – коэффициент заполнения (для напорных труб Ктр=1);

m – массовая доля балласта, %.

Общую массу нефти в трубопроводе определяют суммированием массы нефти, находящейся в отдельных участках трубопровода.

1. Все вышеприведенные операции осуществляются сменными операторами с лаборантом, под непосредственным контролем материально ответственного лица.