

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4  
к Правилам перевозок жидких грузов  
наливом в вагонах-цистернах и вагонах  
бункерного типа для перевозки  
нефтебитума

## ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В ВАГОНАХ-ЦИСТЕРНАХ РАСЧЕТНЫМ СПОСОБОМ

В настоящем приложении приведен порядок определения массы нефти и нефтепродуктов в вагонах-цистернах объемно-массовым статическим методом, включающий в себя отбор проб для определения температуры и плотности груза, выполнение замеров высоты налива и расчет массы груза в вагоне-цистерне.

1. Количество продукции при отгрузке и приемке определяется объемно-массовым статическим методом, то есть замером высоты налива нефтепродукта в цистерне метрштоком, определением объема по таблицам калибровки, замером плотности и последующим расчетом массы нефтепродукта.

Допускается производить определение массы груза в железнодорожной цистерне путем взвешивания на вагонных весах массы тары и массы брутто и последующим определением массы нетто.

2. Порядок отбора проб, определения среднеобъемной температуры и плотности нефтепродукта, залитого в железнодорожную цистерну.

2.1. Для определения среднеобъемной температуры и плотности груза пробы из вагонов-цистерн отбираются в соответствии с ГОСТ 2517 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб". Точечную пробу из вагона-цистерны отбирают переносным пробоотборником с уровня, расположенного на высоте 0,33 внутреннего диаметра цистерны, считая от нижней образующей котла. Схема производства отбора проб представлена на рис. 1. Уровни отбора точечных проб из вагонов-цистерн, находящихся в эксплуатационном парке сети, приведены в табл. 1.

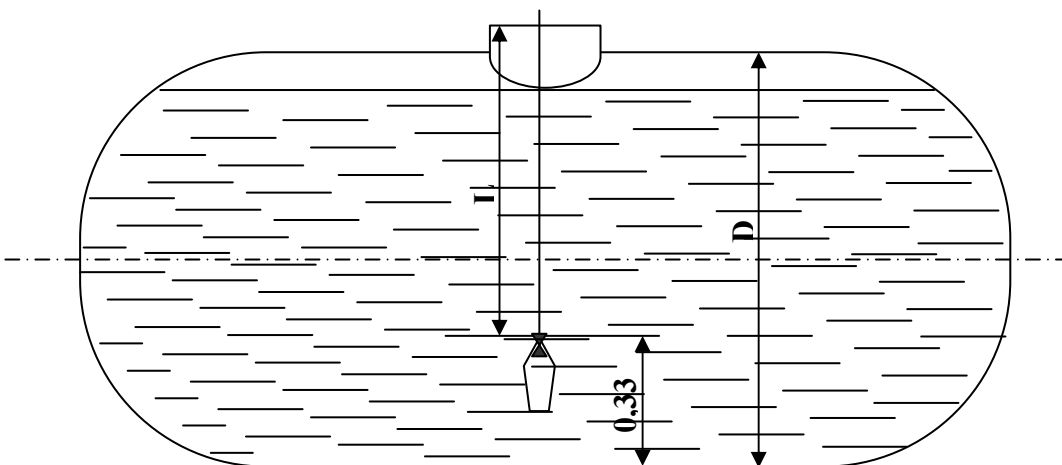


Рис. 1 Схема отбора проб нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Таблица 1

Уровни отбора проб нефтепродуктов из железнодорожных цистерн  
(согласно ГОСТ 2517)

Тип калибровки цистерн	Уровни отбора проб, считая от верхней грани горловины люка-лаза (колпака), см	Тип калибровки цистерн	Уровни отбора проб, считая от верхней грани горловины люка-лаза (колпака), см
14	209,0	79	205,0
15	209,0	80	210,0
16	210,0	81	204,0
17	210,0	82	215,0
18	208,0	83	212,0
24	210,0	85	204,0
25	218,5	86	204,0
25a	220,5	87	204,0
31	218,5	88	204,0
53, 53a	218,5	89	207,0
61	217,5	90	217,5
62*	212,5*	91	206,0
62	217,5	92	217,5
63	243,0	93	217,5
66	217,5	94	204,0
67	218,5	95	204,0
69	232,5	96	204,0
70	232,5	99	204,0
71	225,5	100	208,0
72	231,0	101	217,5

\* – Для цистерн, имеющих высоту колпака 85 мм.

2.2. Переносные пробоотборники (рис. 2) для отбора проб нефтепродуктов должны иметь крышки или пробки, обеспечивающие их герметичность, и легко открываться на заданном уровне. Масса переносного пробоотборника должна быть достаточной, чтобы обеспечить его погружение в нефтепродукт.

2.3. Перед каждым отбором проб необходимо осматривать пробоотборник для выявления возможных дефектов корпуса, пробок, крышек, прокладок, нарушающих герметичность пробоотборника, а также наличия посторонних жидкостей и предметов. Во избежание загрязнения переносные пробоотборники переносятся в чехлах, футлярах или другой упаковке.

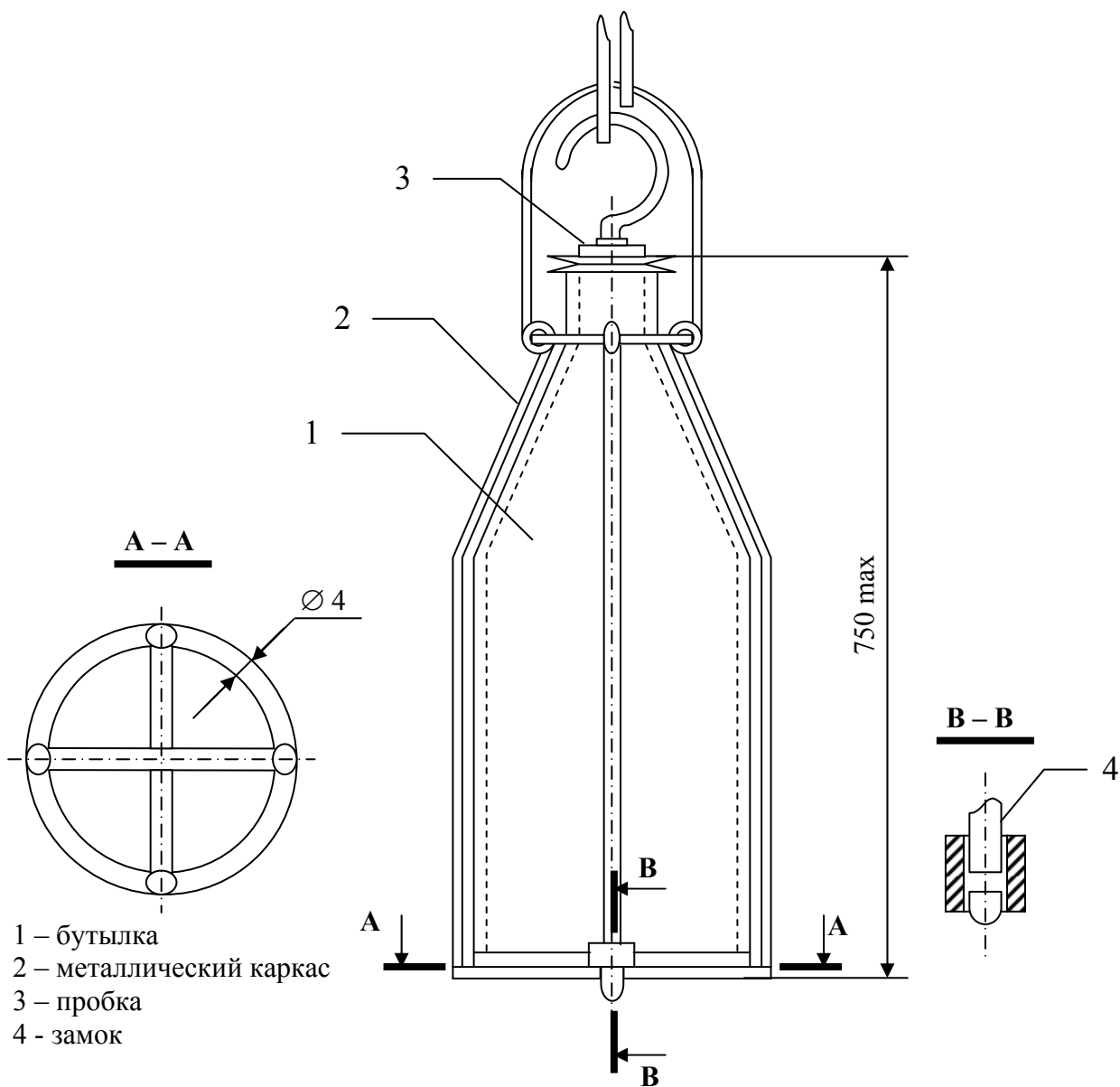


Рис. 2 Переносной пробоотборник

2.4. Закрытый пробоотборник опускают до заданного уровня согласно табл. 1 так, чтобы отверстие, через которое происходит его заполнение, находилось на уровне, обозначенном на рис. 1. При измерении температуры и плотности нефтепродукта пробоотборник выдерживают на заданном уровне до начала его заполнения не менее 5 мин, открывают крышку или пробку, заполняют пробоотборник и поднимают его.

2.5. Бутылку с отобранной пробой легкоиспаряющегося нефтепродукта вынимают из каркаса, герметично закрывают, а для отбора следующей пробы вставляют сухую чистую бутылку.

2.6. Точечные пробы из нескольких цистерн с нефтепродуктами одной марки отбирают из каждой четвертой цистерны, но не менее чем из двух цистерн. При сливе нефтепродуктов разных марок или нефтепродуктов одной марки, но имеющих разные качественные паспорта (сертификаты) грузоотправителя, пробы отбирают и анализируют отдельно. Точечные пробы нефтепродуктов, предназначенных для поставки на экспорт, для длительного хранения, отбирают из каждой цистерны.

2.7. При выполнении работ по отбору проб следует соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности при обращении с нефтепродуктами.

Переносные пробоотборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искр при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.). В целях предотвращения вдыхания

вредных паров нефтепродуктов при отборе проб необходимо стоять спиной к ветру. Отбор проб нефтепродуктов следует производить при наличии не менее чем двух человек.

На эстакадах налива и слива должны быть установлены светильники, изготовленные во взрывозащищенном исполнении. Отбор проб следует производить в специальной одежде и обуви, изготовленных из материалов, не накапливающих статическое электричество.

Для крепления пробоотборника должны использоваться гибкие, не дающие искр, металлические тросики, а также шнуры (веревки) из неэлектропроводных материалов, на поверхности которых должен быть закреплен многожильный, не дающий искр, неизолированный металлический проводник, соединенный с пробоотборником. Перед отбором проб тросик или проводник должны заземляться.

2.8. Пробу нефтепродукта из железнодорожной цистерны допускается отбирать через 10 мин после окончания ее налива. Запрещается отбирать пробы нефтепродуктов во время грозы.

2.9. Для определения массы груза объемно-массовым статическим методом необходимо иметь значения плотности жидкости в цистерне при температуре налива. Плотностью жидкости является ее масса в единице объема. В соответствии с международной системой единиц СИ в качестве единицы измерения плотности применяют килограмм на кубический метр ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ). Для практических целей допускается измерять плотность в граммах на кубический сантиметр ( $\text{г}/\text{см}^3$ ). Плотность наливных грузов определяют в соответствии с ГОСТ 3900 "Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности" с помощью ареометров (рис. 3) или других специальных измерительных приборов.

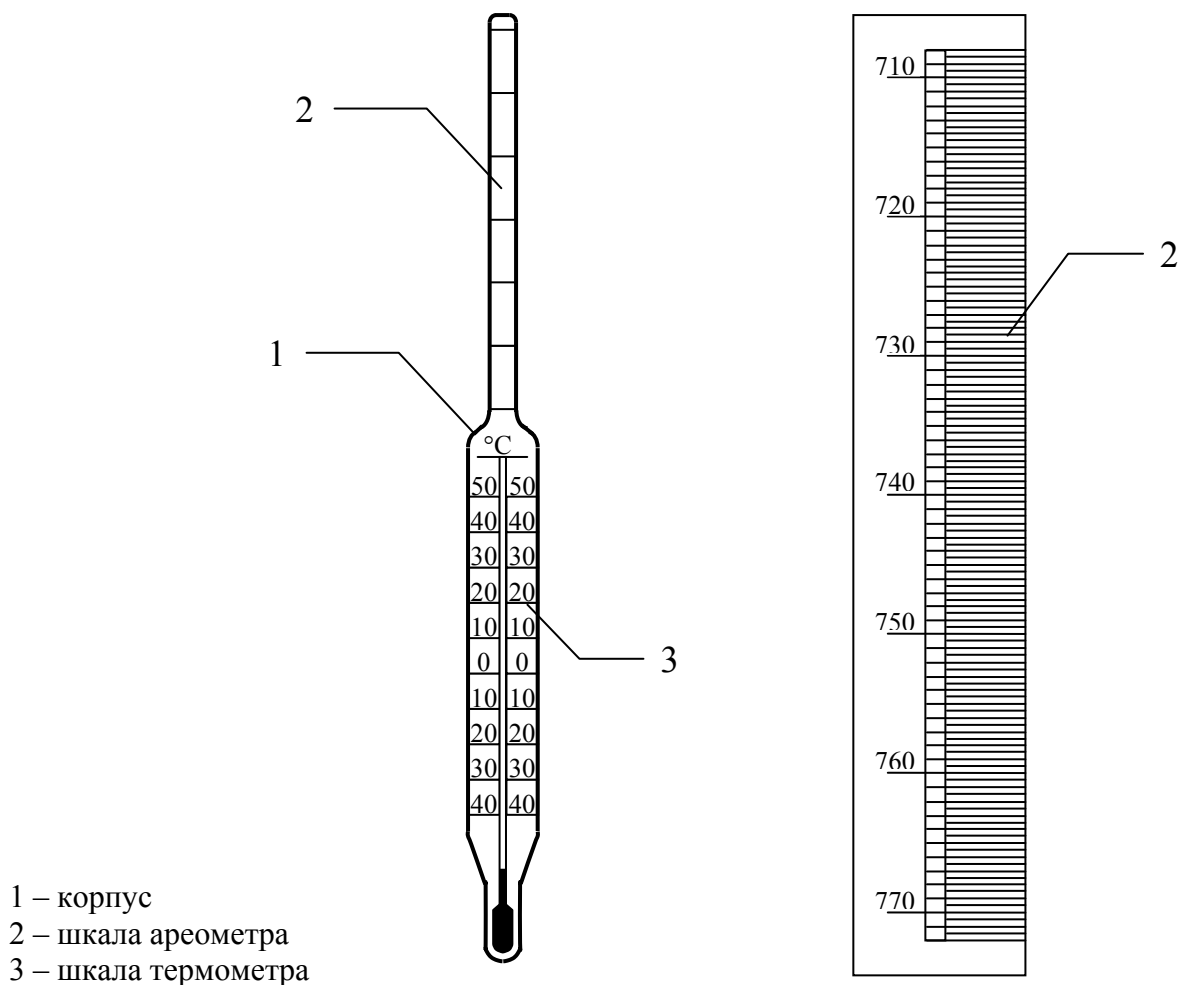


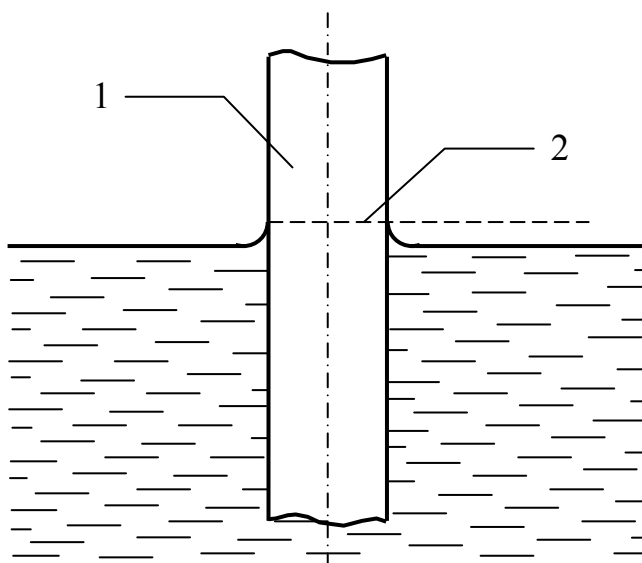
Рис. 3 Ареометр

Ареометр представляет собой запаянную с обеих сторон трубку 1, уширенную книзу. В узкой верхней части ареометра помещена шкала 2, каждое деление которой соответ-

вует  $0,0005 \text{ г/см}^3$ . В уширенной части прибора может быть помещен термометр со шкалой 3. Ареометр для нефти изготавливают по ГОСТ 18481.

Нефтепродукт, предназначенный для определения плотности, наливается в устойчивый стеклянный цилиндр (по ГОСТ 18481), высота которого должна быть больше длины ареометра. Чистый и сухой ареометр осторожно погружают в испытуемую жидкость плавно и строго вертикально, поддерживая его за верхний конец, не допуская смачивания части трубки, расположенной выше уровня жидкости. Необходимо следить за тем, чтобы ареометр не касался стенок и дна цилиндра.

После прекращения вертикальных колебаний ареометра производится отсчет по верхнему краю 2 мениска нефтепродукта, то есть по границе смачиваемости трубки 1 ареометра (рис. 4).



- 1 – корпус ареометра
- 2 – верхний край мениска нефтепродукта

Рис. 4 Схема отсчета плотности по шкале ареометра

Показание ареометра отсчитывается с точностью до  $0,0005 \text{ г/см}^3$ , при этом глаз наблюдателя должен находиться на уровне мениска жидкости.

Одновременно с замером плотности определяют температуру нефтепродукта по термометру ареометра или отдельному термометру (по ГОСТ 400).

Температуру продукта измеряют во всех случаях непосредственно у цистерны сразу же после извлечения пробоотборника из цистерны. Необходимо следить за тем, чтобы термометр не касался стенок и дна цилиндра. Определение плотности нефтепродукта непосредственно на месте отбора проб допускается только при соблюдении следующих условий:

- имеется ровная устойчивая горизонтальная площадка, не подверженная сотрясениям и удобная для производства измерений;
- измерительные приборы полностью защищены от воздействия ветра и атмосферных осадков.

При несоблюдении указанных условий плотность отобранной пробы нефтепродукта определяется в закрытом помещении с обязательным последующим приведением полученного значения плотности к плотности нефтепродукта при среднеобъемной температуре груза в цистерне.

2.10. Плотность нефтепродуктов зависит от температуры, уменьшаясь с повышением и увеличиваясь с понижением температуры, поэтому для сравнения численных значений принята плотность, определенная при  $20^\circ\text{C}$ .

На практике нефтепродукт отгружается или поступает под выгрузку с температурой, отличающейся от 20°C, поэтому для установления соответствия качественному паспорту (сертификату) поставщика или техническим нормам, изложенным в ГОСТ или ТУ, плотность, определенную ареометром в пробе из железнодорожных цистерн, переводят в плотность при 20°C, используя данные таблиц ГОСТ 3900.

В паспорте качества (сертификате) имеются данные о плотности нефтепродукта при температуре +20°C. Тогда плотность нефтепродукта  $\rho_t$  при любой температуре  $t$  можно определить по формуле

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha (t - 20), \text{ г/см}^3,$$

где  $\rho_{20}$  - плотность нефтепродукта при температуре 20°C согласно качественному паспорту (сертификату), г/см<sup>3</sup>;

$\alpha$  - температурная поправка плотности на 1°C, г/см<sup>3</sup>.

Температурная поправка  $\alpha$  определяется, исходя из значения плотности нефтепродукта при температуре 20°C по табл. 2.

Таблица 2

Средние температурные поправки плотности нефтепродуктов

Плотность нефтепродукта при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Температурная поправка на 1°C, г/см <sup>3</sup>	Плотность нефтепродукта при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Температурная поправка на 1°C, г/см <sup>3</sup>
0,6900 - 0,6999	0,000910	0,8000 - 0,8099	0,000765
0,7000 - 0,7099	0,000897	0,8100 - 0,8199	0,000752
0,7100 - 0,7199	0,000884	0,8200 - 0,8299	0,000738
0,7200 - 0,7299	0,000870	0,8300 - 0,8399	0,000725
0,7300 - 0,7399	0,000857	0,8400 - 0,8499	0,000712
0,7400 - 0,7499	0,000844	0,8500 - 0,8599	0,000699
0,7500 - 0,7599	0,000831	0,8600 - 0,8699	0,000686
0,7600 - 0,7699	0,000818	0,8700 - 0,8799	0,000673
0,7700 - 0,7799	0,000805	0,8800 - 0,8899	0,000660
0,7800 - 0,7899	0,000792	0,8900 - 0,8999	0,000647
0,7900 - 0,7999	0,000778		

2.11. Иногда в сопроводительных документах указывают плотность нефтепродукта, определенную при температуре +15°C. Если данные о плотности груза при 20°C отсутствуют, для сравнения плотности нефтепродукта при его реальной температуре с плотностью при 15°C используют формулу:

$$\rho_t = \rho_{15} - \alpha (t - 15), \text{ г/см}^3.$$

В этом случае температурная поправка плотности на 1°C  $\alpha$  принимается по данным табл. 3.

Таблица 3

Средние температурные поправки плотности нефтепродуктов

Плотность нефте-	Температурная по-	Плотность нефте-	Температурная по-
------------------	-------------------	------------------	-------------------

продукта при 15°C, г/см <sup>3</sup>	правка на 1°C, г/см <sup>3</sup>	продукта при 15°C, г/см <sup>3</sup>	правка на 1°C, г/см <sup>3</sup>
0,6945- 0,7044	0,000910	0,8038- 0,8137	0,000765
0,7045 - 0,7143	0,000897	0,8138- 0,8236	0,000752
0,7144- 0,7243	0,000884	0,8237- 0,8336	0,000738
0,7244- 0,7343	0,000870	0,8337- 0,8435	0,000725
0,7344- 0,7442	0,000857	0,8436- 0,8535	0,000712
0,7443- 0,7541	0,000844	0,8536- 0,8634	0,000699
0,7542- 0,7640	0,000831	0,8635- 0,8733	0,000686
0,7641- 0,7740	0,000818	0,8734- 0,8832	0,000673
0,7739- 0,7839	0,000805	0,8833- 0,8932	0,000660
0,7840- 0,7938	0,000792	0,8933- 0,9031	0,000647
0,7939 - 0,8039	0,000778		

3. Порядок определения объема жидкости в железнодорожной цистерне.

3.1. Объем жидкости в цистернах определяется по "Таблицам калибровки железнодорожных цистерн", исходя из типа калибровки цистерны и высоты налива.

Калибровочный тип цистерны обозначается только типовыми металлическими цифрами, приваренными к боковой поверхности котла под номером цистерны.

3.2. Высота налива нефтепродукта определяется специальным измерительным прибором - метрштоком, представляющим собой металлическую составную трубу с длиной шкалы до 3,5 м. Цена наименьшего деления шкалы составляет 1 мм.

3.3. Высота налива замеряется в двух противоположных точках люка-лаза (колпака) по продольной оси цистерны не менее двух раз в каждой точке. Для производства замеров метршток плавно и строго вертикально опускается через люк-лаз до нижней образующей котла. Необходимо избегать резких ударов о дно цистерны и следить за тем, чтобы метршток не упирался в выступающие части цистерны и универсального сливного прибора, лестницы или другие посторонние предметы. Опущенный до соприкосновения с нижней образующей котла, метршток быстро и плавно извлекается. Высота налива в сантиметрах отсчитывается по линии смачивания метрштока нефтепродуктом. Расхождение между двумя отсчетами замера не должно превышать 0,5 см, в противном случае измерение повторяется. За высоту налива нефтепродукта принимают среднее арифметическое результатов замеров, произведенных в двух противоположных точках. Полученный результат округляется до целого сантиметра: величина менее 0,5 см отбрасывается, а 0,5 см и более принимается за целый сантиметр.

3.4. При измерении высоты налива светлых нефтепродуктов (особенно бензина) рекомендуется шкалу метрштока в районе предполагаемого отсчета натереть мелом для лучшего определения линии смачивания.

3.5. По полученной высоте налива в сантиметрах для каждого калибровочного типа по соответствующей таблице калибровки определяется объем налитого нефтепродукта.

От правильности замера высоты налива, плотности и температуры нефтепродукта зависит точность определения массы груза в цистерне.

3.6. Расчет массы нефтепродукта в цистернах объемно-массовым статическим методом.

Для определения массы нефтепродукта этим способом необходимо:

- замерить метрштоком высоту налива;
- отобрать пробу продукта с уровня, соответствующего 0,33 диаметра цистерны, считая от нижней образующей котла;
- немедленно после извлечения пробы из цистерны замерить среднеобъемную температуру и плотность нефтепродукта ареометром;
- установить тип калибровки цистерны по соответствующим знакам на ее котле;
- согласно замеренной высоте налива по соответствующей таблице калибровки определить объем нефтепродукта;

- рассчитать массу нефтепродукта в цистерне, умножив определенный по таблицам калибровки объем нефтепродукта на его плотность при среднеобъемной температуре в цистерне.

3.7. Используемые для определения массы нефтепродукта приборы (термометр, ареометр, метршток) должны быть поверены, иметь соответствующие клейма и свидетельства Госповерителя.

3.8. Пример определения массы наливного груза расчетным путем.

Исходные данные. Нефтепродукт перевозится в цистерне типа калибровки 62. Высота налива, установленная метрштоком: 2746мм. Плотность нефтепродукта при температуре +20°C, по данным паспорта качества: 0,8240 г/см<sup>3</sup>. Температура груза в цистерне по данным измерений: -12°C. Требуется определить массу перевозимого нефтепродукта.

Расчет. Масса нефтепродукта определится по формуле:

$$Q = V \cdot \rho,$$

где:  $V$  - объем груза в вагоне, дм<sup>3</sup>;  
 $\rho$  - плотность груза, кг/дм<sup>3</sup>.

Объем груза при высоте налива 275см (по правилам округления 274,6см округляется в большую сторону до 275см) для данного типа цистерн в соответствии с Таблицей калибровки (тип 62) составляет 69860 дм<sup>3</sup>.

Плотность нефтепродукта при данной температуре:

1. Определяется разность температур +20°C-(-12°C)=32 °C;

2. Температурная поправка на 1°C согласно Таблице 2 средних температурных поправок плотности нефтепродуктов для плотности 0,8240 кг/дм<sup>3</sup> составит 0,000738 кг/дм<sup>3</sup>; соответственно на 32 °C составит 0,000738×32=0,023616 кг/дм<sup>3</sup>, или округленно 0,0236 кг/дм<sup>3</sup>;

3. При температуре груза более +20 °C полученное произведение (0,0236 кг/дм<sup>3</sup>) вычитается из значения плотности при +20 °C, а при температуре нефтепродукта в цистерне ниже +20 °C, полученное произведение прибавляется к значению плотности при +20 °C.

Так как в рассматриваемом примере температура груза -12 °C (т.е. менее +20°C), то искомая плотность составит 0,8240+0,0236=0,8476 кг/дм<sup>3</sup>.

Масса нефтепродукта в цистерне составит:

$$Q = 69860 \times 0,8476 = 59213 \text{ кг.}$$