УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
«05» июня 2009 г. № 2009

# РЕКОМЕНДАЦИИ
## по разработке норм естественной убыли продуктов переработки нефти при хранении и (или) транспортировке (перевозке) автомобильным, железнодорожным и водным транспортом

## I. Общие положения

1.1 Рекомендации по разработке норм естественной убыли продуктов переработки нефти при хранении и (или) транспортировке (далее – Рекомендации) разработаны в целях реализации постановления Правительства Российской Федерации от 12 ноября 2002 г. № 814 «О порядке утверждения норм естественной убыли при хранении и транспортировке материально-производственных запасов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 46, ст. 4596; 2006, № 23, ст. 2523).

1.2. Для целей настоящих Рекомендаций используются следующие термины и определения:

мера вместимости – средство измерений объема нефтепродукта, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу;

мера полной вместимости – средство измерений объема нефтепродукта, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения;

норма естественной убыли нефтепродуктов - утвержденная в порядке, установленном законодательными и нормативными актами Российской Федерации, предельно допустимая величина потери (уменьшение массы

gost.e-ecolog.ru

нефтепродукта при сохранении его качества в пределах требований), являющаяся следствием естественного изменения физико-химических свойств нефтепродуктов при их хранении и транспортировке;

нефтепродукт некондиционный – нефтепродукт, показатели которого не соответствуют требованиям, установленным техническими регламентами и национальными стандартами;

потери нефтепродуктов технологические - потери при производстве и (или) транспортировке нефтепродуктов, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла и (или) процесса транспортировки, а также физико-химическими характеристиками нефтепродуктов;

транспортировка нефтепродукта – операция по перевозке нефтепродукта в емкости (мере полной вместимости) с начального приемосдаточного пункта до пункта назначения. Начало операции определяется закрытием емкости после залива для ее транспортировки, окончание – вскрытием емкости для опорожнения;

хранение нефтепродуктов - процесс нахождения нефтепродукта в емкости (мере вместимости). Срок хранения определяется от завершения одной технологической операции (слив-налив) до начала другой технологической операции (слив-налив).

1.3. Рекомендации распространяются на разработку норм естественной убыли нефтепродуктов, выпускаемых в оборот и находящихся в обороте, отвечающих требованиям нормативных документов, хранящихся и (или) транспортируемых (перевозимых).

1.4. Нормы естественной убыли не рекомендуется разрабатывать на нефтепродукты:

принимаемые и сдаваемые по счету или по трафаретной массе;

фасованные нефтепродукты и хранящиеся в герметичной таре;

при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом;

при хранении в резервуарах, выполненных в отложениях каменной соли и выработках горных пород и резервуарах, в которых рабочее давление выше давления насыщенных паров нефтепродуктов при максимальной температуре хранения или транспортировке.

1.5. В нормы естественной убыли не рекомендуется включать:

технологические потери и потери от несохранения показателей качества нефтепродуктов;

потери, вызванные нарушениями требований нормативных, правовых и нормативно-технических документов;

потери, вызванные повреждением средств хранения (резервуаров) и транспортных емкостей или тары;

потери, вызванные состоянием применяемого технологического оборудования.

1.6. Норма естественной убыли рассчитывается в килограммах на 1 тонну хранимого и (или) транспортированного (перевезенного) нефтепродукта.

1.7. Нормы естественной убыли нефтепродуктов рассчитываются для двух периодов года: осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября).

1.8. В качестве материалов по обоснованию проекта норм рекомендуется использовать:

проект норм естественной убыли с порядком их применения;

пояснительную записку, оформленную в соответствии с ГОСТ 7.32-2001 «Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования к правилам оформления»;

обоснование необходимости учета различных факторов при определении норм.

1.9. В результаты проведенных исследований рекомендуется включить:

акты проведенных экспериментальных исследований;

протоколы измерений (испытаний) с указанием типов и основных характеристик средств измерений, применяемых для определения нормы, их номера;

результаты обработки экспериментальных данных.

1.10. Разработанные в соответствии с Рекомендациями нормы естественной убыли утверждаются в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

## II. Порядок разработки норм естественной убыли нефтепродуктов

2.1. Нормы естественной убыли разрабатываются на основе расчетно-экспериментального метода, при применении которого следует определять нормы естественной убыли для каждой группы нефтепродуктов, климатического региона эксплуатации, осенне-зимнего или весенне-летнего периода года, типа установки (наземной или подземной), вместимости емкости для хранения на основании результатов опытного хранения или транспортировки по среднестатистическим данным определения естественной убыли нефтепродуктов в выбросах от «малых» дыханий из групп опытных емкостей расчетным путем и по результатам измерений отдельных параметров.

2.2. Нормы естественной убыли содержат два раздела:

нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении;

нормы естественной убыли нефтепродуктов при транспортировке (перевозке).

Рекомендуемое содержание разделов представлено в приложении 1 к настоящим Рекомендациям.

2.3. С учётом требований к показателям нефтепродуктов, установленных нормативными документами, для формирования норм естественной убыли

рекомендуется разделение нефтепродуктов на группы (приложение 2 к настоящим Рекомендациям) по значениям давления насыщенных паров (ДНП) нефтепродуктов для 1 группы, по температуре начала кипения для 2 - 4 групп, по вязкости для 5, 6 групп:

1 группа - автомобильные бензины – в осенне-зимний период до 90 кПа для 1 климатической зоны, до 80 кПа для 2 климатической зоны, до 70 кПа для 3 климатической зоны, в весенне-летний период 80 кПа для 1 климатической зоны, 70 кПа для 2 климатической зоны, 60 кПа для 3 климатической зоны;

2 группы – нефтепродукты с температурой начала кипения от +50°С до 100°С;

3 группы - нефтепродукты с температурой начала кипения от +101°С до 150°С;

4 группы - нефтепродукты с температурой начала кипения от +151°С и более и кинематической вязкостью при 20°С до 6 $мм^2/с$;

5, 6 групп - нефтепродукты с кинематической вязкостью при 20°С более 6 $мм^2/с$;

2.4. При формировании норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении и транспортировке (перевозке), субъекты Российской Федерации следует подразделять на три климатические группы:

первая - соответствует холодному макроклиматическому району;

вторая - соответствует холодному умеренному макроклиматическому району;

третья - соответствует теплому умеренному макроклиматическому району.

Для повышения достоверности норм от влияния значительного разброса среднегодовых температур внутри климатической группы, и, как следствие, значительными расхождениями величины потерь нефтепродуктов внутри группы, нормы естественной убыли нефтепродуктов внутри климатических групп рекомендуется дифференцировать по подгруппам с

учетом климатических районов по ГОСТ 16350-80 «Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей» (приложение 3 к настоящим Рекомендациям).

2.5. Исходя из зависимости величины потерь нефтепродуктов от объема газового пространства резервуара (емкости средства транспортирования), а не от массы находящегося в нем нефтепродукта, сопоставление этих параметров при определении норм естественной убыли, возможно при известном объеме резервуара. В связи с этим при нормировании потерь задается узкий спектр групп резервуаров с минимально допустимым с точки зрения потерь коэффициентом заполнения 0,8:

вместимостью до 200 $м^3$ (включительно), для расчета 100 $м^3$;

вместимостью с 201 по 700 $м^3$, для расчета 400 $м^3$;

вместимостью с 701 по 2000 $м^3$, для расчета 1000 $м^3$;

вместимостью с 2001 по 5000 $м^3$, для расчета 3000 $м^3$;

вместимостью с 5001 $м^3$ и более, для расчета 5000 $м^3$.

2.6. При разработке норм естественной убыли при хранении нефтепродуктов следует определять перечень объектов хранения для каждой климатической группы и подгруппы (приложение 3 к настоящим Рекомендациям) и установленной группы нефтепродуктов в соответствии с приложением 2 к настоящим Рекомендациям.

2.7. Количество резервуаров для опытного хранения следует выбирать исходя из необходимости определения для каждой климатической подгруппы температурных режимов эксплуатации резервуара и соответствующих им значений концентрации для каждой группы нефтепродуктов:

для 1 группы – по одному резервуару каждого типоразмера для установленного диапазона значений давления насыщенных паров нефтепродуктов в данной климатической группе;

для 2 группы – по одному резервуару двух не соседних типоразмеров для любого нефтепродукта этой климатической группы;

для 3, 4, 5, 6 групп – по одному резервуару для любого нефтепродукта этих групп.

2.8. Определяется необходимое количество экспериментов в соответствии с разделом 3 настоящих Рекомендаций.

2.9. В ходе проведения экспериментальных исследований, определяются масса выбросов из резервуаров через дыхательный клапан в течение суток в результате «малого дыхания» в килограммах для нефтепродукта каждой группы, с последующим усреднением выборочного ряда полученных результатов последовательно в течение каждого месяца рассматриваемого периода года, а затем по среднемесячным данным в целом для данного периода года.

2.10. Масса одного выброса $M_{BJ}$ определяется по формуле:

$$M_{BJ} = {}_{\Delta}V_B \; C_П, \qquad (1)$$

где:

${}_{\Delta}V_B$ – объем выброса паро-воздушной среды от «малого дыхания», м$^3$;

$C_П$ – массовая концентрация паров нефтепродуктов в выбросах газовоздушной среды, кг/м$^3$.

$$ {}_{\Delta}V = V_{ГП} \frac{C_{0M} R_0 T_0}{P_a M_П} \left[ \frac{C_{1M} T_1 (1 - \frac{C_{0M} R_0 T_0}{P_a M_П})}{C_{0M} T_0 (1 - \frac{C_{1M} R_0 T_1}{P_a M_П})} - 1 \right], \qquad (2)$$

где:

$V_{ГП}$ – объем газового пространства в емкости, м$^3$;

$C_{0M}$, $C_{1M}$ – средние значения массовой концентрации углеводородов нефтепродуктов в парах до и после дыхания, кг/м$^3$;

$T_0$, $T_1$ – средние значения температуры углеводородов нефтепродуктов в парах до и после дыхания, °К;

$R_0$ – универсальная газовая постоянная;

$M_П$ – молекулярная масса паров;

$P_a$ – атмосферное давление, Па.

Объем газового пространства (далее - ГП) резервуара $V_{ГП}$ определяется как разница геометрического объема резервуара (данные из паспорта на резервуар) и его объема, заполненного нефтепродуктом по результатам измерения уровня (по градуировочной таблице на резервуар).

Средние значения температуры газовоздушной смеси до и после дыхания ГП резервуара в течение суток определяются экспериментально в середине газового пространства резервуара.

Среднее значение массовой концентрации паров нефтепродуктов в ГП резервуара определяется по результатам экспериментальных измерений массовой концентрации до и после дыхания по высоте газового пространства.

Молекулярная масса паров нефтепродуктов $M_П$ определяется по результатам хромотографического анализа.

Для вертикальных резервуаров и танков судов с $S=const$ средняя массовая концентрация рассчитывается по формуле:

$$C^{P}_{M\ CP} = \frac{A(e^{B\,h} - 1)}{Bh}, \qquad (3)$$

где:

$C^{P}_{M\,CP}$- средняя массовая концентрация паров нефтепродуктов;

$A$ и $B$- коэффициенты аппроксимации, определяемые по формуле (4);

$h$ – высота газового пространства резервуара;

$e$ – основание натурального логарифма.

Количество точек замера концентрации, зависящее от градиента концентраций по высоте газового пространства, координаты точки и порядок

проведения замера определяются в соответствии с таблицей приложения 6 к настоящим Рекомендациям.

Для определения коэффициентов аппроксимации $A$ и $B$ используются экспериментальные данные замеров концентрации паров нефтепродуктов $C(h_i)$ по высоте газового пространства.

$$B = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} x_i \sum_{i=1}^{i=n} \ln y_i - n\sum_{i=1}^{i=n} (x_i \ln y_i)}{\left[\left(\sum_{i=1}^{i=n} x_i\right)^2 - n\sum_{i=1}^{i=n} x_i^2\right]}; \quad A = \exp\left(\frac{\sum_{i=0}^{i=n} \ln y_i - B\sum_{i=1}^{i=n} x_i}{n}\right), \quad (4)$$

где:

$x_i = h_i$ – высота $i$-й точки замера концентрации от кровли резервуара;

$y_i = C_M(h_i)$ – экспериментальное значение концентрации паров нефтепродуктов в $i$-й точке замера на расстоянии $h_i$ от кровли резервуара.

Для горизонтальных резервуаров среднее значение массовой концентрации паров нефтепродуктов в рассматриваемых емкостях определяется по формуле:

$$C_{MCP} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} C_M^i}{n}, \quad (5)$$

где:

$C_M^i$ – экспериментальные значения концентрации паров нефтепродуктов в $i$-й точке замера;

$n$ - количество точек замера концентрации паров нефтепродуктов.

Точки замера концентрации выбираются с учетом равномерного распределения объема по высоте газового пространства резервуара. Для реализации данного условия необходимо воспользоваться градуировочной таблицей на резервуар и разделить газовое пространство емкости с ее помощью на $n$ равных частей, контролируемых для замера концентрации ручными или автоматизированными средствами измерения уровня жидкости.

Количество точек замера концентрации, зависящее от градиента концентраций по высоте газового пространства, определяется в соответствии с таблицей, приведенной в приложении 7 к настоящим Рекомендациям.

В случае невозможности определения концентрации паров нефтепродуктов внутри газового пространства резервуара значение массовой концентрации $C_П$ определяется трижды во время «малого дыхания» на выходе дыхательного клапана или замерной горловины при условии выполнения замеров не менее чем через 10 суток после проведения последней технологической операции.

2.11. По результатам определения температурных режимов эксплуатации резервуара и соответствующих им значений концентрации нефтепродуктов рассчитываются удельные потери от естественной убыли при хранении с учетом выбранной степени заполнения резервуара 0,8 ($V=0,2V_P$) в килограммах на одну тонну хранимого нефтепродукта для всего типоразмерного ряда резервуаров и различных типов резервуаров (с понтоном, без понтона) для каждой климатической подгруппы.

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении вычисляются по формуле:

$$q_X = \frac{1000 M_{Bcp}}{0{,}8\ V_P \rho_н}, \text{ кг/т} \qquad (6)$$

где:

$V_P$ – геометрический объем резервуара, м$^3$;

$\rho_н$ – плотность нефтепродукта, кг/м$^3$;

$M_{Bcp}$ – усредненная масса одного выброса для конкретных типов резервуаров, группы нефтепродукта и климатической подгруппы.

Величина естественной убыли вязких нефтепродуктов 6 группы при хранении определяется при температуре их разогрева в соответствии с

требованиями нормативных документов перед началом выдачи потребителям.

2.12. Нормы естественной убыли при транспортировке железнодорожным, автомобильным или водным транспортом включают потери от испарения при перевозке от «малых дыханий» (выброс при открытии емкости перед началом слива).

2.13. Потери нефтепродуктов за одну перевозку при транспортировке железнодорожным, автомобильным и водным транспортом определяются по формуле:

$$\Delta V = V_{ГП} \frac{C_{0M} R_0 T_0}{P_0 M_П} \left[ \frac{C_{1M} T_1 P_1 (1 - \frac{C_{0M} R_0 T_0}{P_0 M_П})}{C_{0M} T_0 P_0 (1 - \frac{C_{1M} R_0 T_1}{P_1 M_П})} - 1 \right], \qquad (7)$$

где:

$V_{ГП}$ – объем газового пространства в емкости, м$^3$;

$C_{0M}$, $C_{1M}$ – средние значения массовой концентрации углеводородов нефтепродуктов в парах до и после перевозки, кг/м$^3$;

$T_0$, $T_1$ – средние значения температуры углеводородов нефтепродуктов в парах до и после перевозки, °К;

$R_0$ – универсальная газовая постоянная;

$M_П$ – молекулярная масса паров;

$P_0$, $P_1$ – атмосферное давление до и после перевозки, Па.

Средние значения температуры газовоздушной смеси и массовой концентрации паров нефтепродуктов в ГП цистерны (танка) до и после перевозки определяются экспериментально под верхней образующей газового пространства емкостей.

Норма потерь от естественной убыли нефтепродуктов за одну перевозку в килограммах на одну тонну перевозимых нефтепродуктов вычисляется по формуле:

$$q_T = \frac{1000 M_{Bcp}}{0{,}95\ V_P \rho_н}, \text{ кг/т} \qquad (8)$$

где:

$V_P$ – геометрический объем цистерны (танка), м$^3$;

$\rho_н$ - плотность нефтепродуктов, кг/м$^3$;

$M_{Bcp}$ – усредненная масса суммарных выбросов для конкретных типов средств транспортирования и климатической группы.

2.14. Величина естественной убыли вязких нефтепродуктов 5,6 групп при перевозке на заданное расстояние определяется разностью масс нетто цистерны, определяемых в начальном пункте до погрузки и конечном пункте транспортирования после выгрузки.

Выполнение измерений массы нетто при перевозках железной дорогой рекомендуется проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 8.424-81 «Массы народнохозяйственных грузов, перевозимых по железной дороге» и МИ 2815-2003 ГСИ «Масса грузов, перевозимых железнодорожным транспортом. Порядок определения предельных расхождений в результатах измерений массы на станциях назначения и в пути следования». Выполнение измерений при перевозках остальными видами транспорта рекомендуется проводить на основе применения конкретных видов средств измерений в соответствии с аттестованными по ГОСТ Р 8.563-96 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений». Измерения массы нетто в пунктах погрузки и выгрузки проводится на однотипных весах.

2.15. Количество автомобильных и железнодорожных цистерн для опытного транспортирования следует выбирать исходя из условия испытания одной автомобильной и железнодорожной цистерны в каждой климатической зоне для каждой группы нефтепродуктов:

для 1 группы – по одной автомобильной и железнодорожной цистерне для установленного требованиями нормативных документов диапазона значений давления насыщенных паров (далее – ДНП) нефтепродуктов в данной климатической зоне;

для 2, 3, 4, 5, 6 групп – по одной автомобильной и железнодорожной цистерне для любого нефтепродукта этой группы в данной климатической подгруппе.

Количество танков судов для опытного транспортирования следует выбирать исходя из условия испытания двух танков в каждой климатической подгруппе для каждой группы нефтепродуктов. Величина потерь и норма естественной убыли определяется для места разгрузки.

2.16. После проведения расчетов нормы естественной убыли сводятся в таблицы (приложение 1 к настоящим Рекомендациям).

2.17. С учетом принятого на момент разработки норм естественной убыли порядка учета нефтепродуктов, в соответствии с законодательными и нормативными актами рекомендуется разрабатывать порядок применения норм, при котором естественная убыль нефтепродуктов при хранении определяется по формуле:

$$G_X = q_X M_X K_З (1 - K_П) Z, \qquad (9)$$

где:

$M_X$ – масса хранимого нефтепродукта, кг;

$K_З$ – коэффициент заполнения резервуара (таблица приложения 8 к настоящим Рекомендациям);

$Z$ – продолжительность периода между технологическими операциями, дней;

$K_П$ – коэффициент эффективности средств сокращения выбросов (определяется из паспорта понтона или по методике оценки эффективности средств сокращения выбросов: газоуравнительной линии или системы рекуперации паров).

2.18. Естественная убыль нефтепродуктов при транспортировке определяется по формуле:

$$G_T = q_T M_T, \qquad (10)$$

где:

$q_T$ – норма естественной убыли нефтепродуктов при транспортировке, кг/т;

$M_T$ - масса транспортируемого нефтепродукта, кг.

2.19. Для обеспечения достоверности определения величины естественной убыли нефтепродуктов следует, чтобы применяемые при экспериментальных исследованиях средства измерения удовлетворяли следующим требованиям:

температура в газовом пространстве резервуара (танка, цистерны) измеряется термометром или датчиком температуры с погрешностью ± 1°С;

концентрация углеводородов измеряется в газовом пространстве или в отбираемых пробах паровоздушной смеси в массовых единицах (кг/м$^3$) газоанализатором с погрешностью ± 5 - 10 %.

При отсутствии газоанализаторов массовой концентрации возможно применение газоанализаторов объемной концентрации паров нефтепродуктов с последующим определением величины потерь по формуле:

$$\Delta V = V_{ГП} C_{0П} \left[ \frac{C_{1П}(1 - C_{0П})}{C_{0П}(1 - C_{1П})} - 1 \right], \qquad (11)$$

где:

$C_{0П}$, $C_{1П}$ - средние объемные концентрации углеводородов в парах до и после дыхания;

объем газового пространства резервуара определяется по градуировочной таблице резервуара (танка, цистерны) и по показаниям приборов количественного учета нефти (стационарным уровнемерам, рулеткой измерительной металлической с лотом или метрштоком) с

погрешностью ±1 - 2 мм;

масса нетто нефтепродуктов при транспортировании определяется с использованием весов с погрешностью не более указанной в ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Требования к методикам выполнения измерений»;

атмосферное давление определяется барометром-анероидом.

Все средства измерений должны быть поверены.

Дополнительно для проведения экспериментальных исследований применяется следующее оборудование:

набор слесарного инструмента;

оснастка для отбора проб паров нефтепродуктов, включающая трубки резиновые медицинские соединительные диаметром 6 мм по ГОСТ 3399-76 «Трубки медицинские резиновые. Технические условия» – 50 м, зажимы для резиновых трубок, пружинящие по ТУ 64-1-964-79 «Зажимы для резиновых трубок» – 10 шт., переходники;

противогазы промышленные фильтрующие по ГОСТ 12.4.121-83 «Система стандартов безопасности труда. Противогазы промышленные фильтрующие. Технические условия».

2.20. При транспортировании и хранении нефтепродуктов следует принимать меры, препятствующие влиянию случайных факторов, которые могут исказить результаты эксперимента. Контрольная партия нефтепродуктов надежно защищается от хищений или порчи (изменения качества) с обеспечением возможности соответствующей проверки.

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при перевозках различными видами транспорта устанавливаются при потерях, величины которых выходят за пределы погрешности типовых весоизмерительных устройств, применяемых при проведении экспериментальных работ.

2.21. Порядок проведения экспериментальных исследований на выбранных объектах:

производится планирование количества необходимых экспериментов (приложение 5 к настоящим Рекомендациям);

производится технический осмотр резервуаров (танков, цистерн), проверяется работоспособность отсекающих задвижек и клинкетов, уровнемеров, дыхательных и предохранительных клапанов;

устанавливаются резиновые или хлорвиниловые трубки для отбора проб паровоздушной смеси из резервуара (танка, цистерны);

устанавливаются необходимые для исследования контрольно-измерительные приборы;

производится запись в журнал наблюдений данных о характеристике резервуара (танка, цистерны): объем, высота, диаметр, наличие, количество и типоразмеры дыхательных клапанов. Кроме того, записывается наименование поступающего нефтепродукта, дата и продолжительность предыдущей откачки нефтепродукта из резервуара, простоя до начала очередной закачки, откачки;

перед началом замера записывается атмосферное давление, температура окружающего воздуха и скорость ветра (или принимаются по данным метеослужб);

измеряется уровень нефтепродукта по показаниям стационарных уровнемеров или ручных средств измерения уровня с последующим определением по калибровочным таблицам объема нефтепродукта и газового пространства резервуара (танка, цистерны) до высотного трафарета (объем газового пространства под кровлей рассчитывается по проекту на резервуар);

при измерении температуры газового пространства регулирование по высоте расположения средства измерения производится через замерный люк. (термометр крепится на лот измерительной рулетки при помощи хлорвиниловой изоленты. Время выдерживания термометра на заданной высоте или глубине – 3 - 5 мин, время поднятия термометра для снятия показаний – не более 10 секунд. При проведении экспериментов по

определению потерь нефтепродуктов при наливе в цистерны измерение температуры на заданной высоте обеспечивается применением метрштока. При замерах, проводимых при поступлении нефтепродукта, необходимо учитывать скорость изменения его уровня);

измерение концентрации паров нефтепродуктов в газовом пространстве резервуара (танка, цистерны) проводится газоанализаторами со встроенным насосом для забора паровоздушной смеси с определенной точки газового пространства или на выходе из дыхательного клапана, а также в отобранных пробах паровоздушной смеси;

отбор проб паровоздушной смеси (далее – ПВС) производится последовательно в два мягких пластиковых контейнера через подготовленные трубки или шланги. Регулирование по высоте расположения шлангов в газовом пространстве производится через замерный люк. На шланг наносятся метки через 1 м. Шланг крепится на лот измерительной рулетки при помощи хлорвиниловой изоленты. После опускания на заданную высоту шланг продувается с помощью воздушного насоса или резиновой груши 5-кратным объемом ПВС, после чего смесь подается в пластиковый контейнер для последующего измерения концентрации. При проведении экспериментов по определению потерь нефтепродуктов при наливе в цистерны отбор проб ПВС на заданной высоте обеспечивается применением метрштока.

Одна проба паровоздушной смеси отправляется на хроматографический анализ для определения состава и средней молекулярной массы паров нефтепродуктов, оставшаяся анализируется газоанализатором для определения концентрации углеводородов в паровоздушной смеси.

Отбор проб паровоздушной смеси и измерение температур рекомендуется выполнять дважды за сутки - в 8 часов и в 16 часов (± 15 мин).

Данные о плотности нефтепродукта выписываются из паспорта качества или берутся из результатов замеров при количественном учете нефтепродуктов.

Результаты измерений записываются исполнителями в протокол измерений (приложение 9 к настоящим Рекомендациям).

## III. Проведение экспериментальных исследований

3.1. Условия выполнения измерений.

Измерения при определении норм естественной убыли нефтепродуктов рекомендуется выполнять в рабочих условиях при заданной (средней) температуре.

При выполнении измерений в этих условиях выделяется рабочее пространство, действие влияющих величин внутри которого можно не учитывать.

Если действие влияющих величин внутри рабочего пространства не учитывать нельзя, их следует фиксировать с целью расчета и последующего введения поправок в результаты измерений или с целью расчета дополнительных погрешностей.

Рекомендуемая погрешность средств измерений, применяемых для контроля влияющих величин, составляет не более 25% от изменения влияющей величины.

При необходимости сопоставления результатов измерений они выполняются в одинаковых условиях или их результаты должны приводиться к одинаковым условиям, чаще всего к нормальным.

3.2. Выбор метода и средств измерений.

При выборе средства измерений следует учитывать принцип его действия, приемы применения, метрологические характеристики, характеристики надежности, стойкость к внешним воздействиям. Рекомендации по выбору методов и средств измерений с учетом факторов,

характерных для технических измерений, изложены в МИ 1967-89 «ГСИ. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения».

Метод измерений по возможности должен иметь минимальную погрешность и способствовать исключению систематических погрешностей или переводу систематических погрешностей в разряд случайных погрешностей (рандомизация систематических погрешностей). Например, с целью исключения систематических погрешностей из-за неадекватности модели измеряемому объекту намечают выполнение измерений в нескольких точках; для исключения систематических погрешностей от вариации, гистерезиса, мертвого хода измерения выполняют при подходе к определенной точке шкалы слева и справа.

Для выполнения однократных измерений следует выбирать средство измерений с возможно меньшей случайной погрешностью. При выборе средств измерений следует учитывать, что в нормальных условиях их применения допустимо изменение их погрешности до 35% как указано в ГОСТ 8.395-80 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования». Следовательно, если погрешность выбираемого средства измерений $\Delta$си должна быть не более $\Delta$р (предельно допустимая погрешность), то рекомендуется выбирать средство измерений с погрешностью $\Delta$си=0,74$\Delta$р.

3.3. Число измерений.

Число измерений $n$ зависит как от требований к точности результата измерений, так и от реальной возможности выполнять повторные измерения.

Число измерений $n$ определяется значимостью случайных погрешностей по сравнению с пределом допускаемой погрешности предполагаемого результата

$$n > t^2(g,n)S^2/\Delta р,$$

где:

*t (q,n)* - коэффициент Стьюдента;

*S* - среднее квадратическое отклонение группы результатов измерений.

Число измерений увеличивают при наличии существенных систематических погрешностей (метода, средства измерений, оператора) с целью их перевода в случайные (рандомизация систематических погрешностей).

При наличии случайных S и неисключенных систематических погрешностей θ число измерений n о пределяется их соотношением θ/S и требованием к точности результата измерений (приложение 4 к настоящим Рекомендациям).

Приложение 1
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Рекомендуемое содержание норм естественной убыли нефтепродуктов**

1. Общие положения

2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении

3. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при транспортировке

3.1. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при транспортировке (перевозке) железнодорожным транспортом.

3.2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при транспортировке (перевозке) автомобильным транспортом.

3.3. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при перевозках морскими и речными судами.

4. Порядок применения норм естественной убыли нефтепродуктов.

5. Приложения:

5.1. Распределение нефтепродуктов по группам.

5.2. Распределение субъектов Российской Федерации по климатическим группа и подгруппам для применения норм естественной убыли нефтепродуктов.

Нормы естественной убыли нефтепродуктов n группы при хранении в резервуарах

| Климатическая группа (подгруппа) | Тип резервуара | Вместимость резервуара, $м^3$ | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 200 и менее | | 200-700 | | 700 - 2000 | | 2000 - 5000 | | 5000 и более | |
| | | Нормы естественной убыли нефтепродукта, кг/т | | | | | | | | | |
| | | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 (1) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 1 (2) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 2 (1) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 2 (2) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 2 (3) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 3 (1) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |
| 3 (2) | Наземный стальной | | | | | | | | | | |
| | Наземный с понтоном | | | | | | | | | | |

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при железнодорожных перевозках

| Вид перевозок | Группа нефтепродуктов | Нормы естественной убыли нефтепродуктов во все периоды года, (кг на 1 т. груза) | |
|---|---|---|---|
| | | Осеннее-зимний | Весеннее-летний |
| Железнодорожные перевозки наливом в цистернах | 1,2 | | |
| | 3,4 | | |
| | 5,6 (кроме моторного топлива и мазута | | |
| | 5,6 (моторное топливо и мазут) | | |

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при перевозке автомобильным транспортом

| Климатическая группа (подгруппа) | Группы нефтепродуктов | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | | 4 | | 5 | | 6 | |
| | Нормы естественной убыли, кг/т | | | | | | | |
| | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период | осенне-зимний период | весенне-летний период |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 (1) | | | | | | | | |
| 1 (2) | | | | | | | | |
| 2 (1) | | | | | | | | |
| 2 (2) | | | | | | | | |
| 2 (3) | | | | | | | | |
| 3 (1) | | | | | | | | |
| 3 (2) | | | | | | | | |

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при перевозках морскими и речными судами наливом

| Водные бассейны | Группы нефтепродуктов | Нормы естественной убыли нефтепродуктов в килограммах на 1 т нефтепродуктов принятых к перевозке | |
|---|---|---|---|
| | | осенне-зимний период | весенне-летний период |
| Азово-Черноморский бассейн, Каспийское море, реки: Волга (южнее Волгограда), Дон (южнее Калача-на-Дону) | 1, 2 | | |
| | 3, 4 | | |
| | 5 | | |
| | 6 (масла) | | |
| | 6 (кроме масел) | | |
| Балтийское море и водный бассейн Дальнего Востока (за исключением Берингова моря), реки: Волга (севернее г. Волгограда), Волхов, Дон (севернее Калача-на-Дону), Кама, Ока, Нева, Печора, Северная Двина | 1, 2 | | |
| | 3, 4 | | |
| | 5 | | |
| | 6 (масла) | | |
| | 6 (кроме масел) | | |
| Другие морские и речные бассейны | 1, 2 | | |
| | 3, 4 | | |
| | 5 | | |
| | 6 (масла) | | |
| | 6 (кроме масел) | | |

Приложение 2
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Рекомендованное распределение нефтепродуктов по группам**

**1 группа**

1. Бензины автомобильные всех марок
2. Бензин газовый стабильный
3. Бензин прямогонный
4. Газовый конденсат

**2 группа**

1.Нефтяные растворители всех марок с температурой начала кипения от +50°С до 100°С
2. Бензины авиационные всех марок
3. Изооктан технический
4. Гептан нормальный
5. Бензол нефтяной
6. Отработанные нефтепродукты марки СНО
7. Топливо для реактивных двигателей Т-2

**3 группа**

1. Нефтяные растворители всех марок с температурой начала кипения от 101°С до 150°С
2. Топлива газотурбинные с температурой начала кипения от 100°С до 150°С
3. Топлива для реактивных двигателей с температурой начала кипения от 100°С до 150°С
4. Сольвент нефтяной

5. Керосин для технических целей

6. Лигроин приборный

7. Ксилол нефтяной

8. Толуол нефтяной

9. Этилбензол технический

**4 группа**

1. Керосины осветительные всех марок

2. Топливо дизельное

3. Топлива газотурбинные, кроме указанных в 3 группе

4. Топлива для реактивных двигателей с температурой начала кипения более 150°С

5. Изопропилбензол технический

**5 группа**

1. Топливо печное бытовое

2. Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей

**6 группа**

1. Мазуты всех марок

2. Масла смазочные всех марок

3. Битумы нефтяные жидкие

4. Прочие жидкие нефтепродукты, требующие подогрева

5. Отработанные нефтепродукты кроме марки СНО

Приложение 3
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и (или)
транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

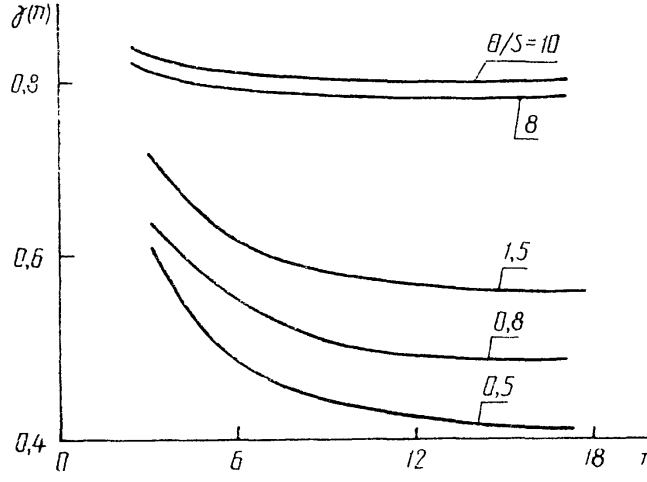
**Рекомендованное распределение субъектов Российской Федерации по климатическим группам (подгруппам) для применения норм естественной убыли**

| Климатическая группа | Обозначение климатического района по ГОСТ 16350-80 | Обозначение климатической группы (подгруппы) для применения норм | Субъекты Российской Федерации: республики, края, области, города федерального значения, автономная область, автономные округа |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-я (соответствует холодному макроклиматическому району) | $I_1$, $II_2$ | 1 (1) | **Республики:** Саха (Якутия)<br>**Автономные округа:** Чукотский |
| | $I_2$ , $II_3$ | 1 (2) | **Республики:** Коми<br>**Края:** Красноярский (севернее 56 с.ш.), Хабаровский (севернее 56 с.ш.)<br>**Области:** Амурская, Магаданская, Мурманская, Томская<br>**Автономные округа:** Ненецкий, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Ямало-Ненецкий |
| 2-я (соответствует холодному умеренному макроклиматическому району) | $II_4$ | 2 (1) | **Республики:** Алтай, Бурятия, Карелия, Тыва, Хакасия<br>**Края:** Алтайский, Забайкальский, Красноярский (южнее 56 с.ш.), Пермский, Хабаровский (южнее 56 с.ш.)<br>**Области:** Архангельская, Иркутская, Кемеровская, Курганская, Курская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Тюменская, Челябинская<br>**Автономная область:** Еврейская |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| | $II_5$ | 2 (2) | **Республики:** Башкортостан, Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская - Чувашия<br>**Области:** Белгородская, Брянская, Владимирская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Калининградская, Калужская, Кировская, Костромская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Новгородская, Оренбургская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская.<br>**Города федерального значения:** Москва, Санкт-Петербург |
| | $II_6$ | 2 (3) | **Края:** Камчатский, Приморский<br>**Области:** Сахалинская |
| 3-я (соответствует тёплому умеренному макроклиматичес-кому району) | $II_7$ | 3 (1) | **Республики:** Калмыкия, Карачаево-Черкесская, Северная Осетия-Алания<br>**Области:** Волгоградская, Ростовская |
| | $II_9$<br>$II_{11}$ | 3 (2) | **Республики:** Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Чеченская<br>**Края:** Краснодарский, Ставропольский<br>**Области:** Астраханская |

Приложение 4
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Зависимость n от отношений θ/S и относительного изменения погрешности результата измерений y (n) при увеличении числа измерений.**



Приложение 5
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Концентрации паров нефтепродуктов в газовом пространстве резервуара**

| Нефтепродукт | Вид выброса | Тип установки | |
|---|---|---|---|
| | | наземный, г/м$^3$ | заглубленный, г/м$^3$ |
| 1-я климатическая зона | | | |
| Бензин автомобильный | осеннее-зимний | 205,0 | 172,2 |
| | весеннее-летний | 248,0 | 205,0 |
| Дизельное топливо | осеннее-зимний | 0,79 | 0,66 |
| | весеннее-летний | 1,06 | 0,88 |
| Масла | осеннее-зимний | 0,10 | 0.08 |
| | весеннее-летний | 0,10 | 0,08 |
| 2-я климатическая зона | | | |
| Бензин автомобильный | осеннее-зимний | 250,0 | 210,2 |
| | весеннее-летний | 310,0 | 255,0 |
| Дизельное топливо | осеннее-зимний | 0,96 | 0,80 |
| | весеннее-летний | 1,32 | 1,10 |
| Масла | осеннее-зимний | 0,12 | 0,10 |
| | весеннее-летний | 0,12 | 0,10 |
| 3-я климатическая зона | | | |
| Бензин автомобильный | осеннее-зимний | 310,0 | 260,4 |
| | весеннее-летний | 375,1 | 308,5 |
| Дизельное топливо | осеннее-зимний | 1,19 | 0,99 |
| | весеннее-летний | 1,60 | 1,33 |
| Масла | осеннее-зимний | 0,15 | 0,12 |
| | весеннее-летний | 0,15 | 0,12 |

Приложение 6
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Количество точек замера концентрации по высоте газового пространства вертикального резервуара**

| Максимальный градиент концентрации по высоте газового пространства | < 20 % | 20 – 50 % | > 50 % |
|---|---|---|---|
| Количество точек замера концентрации (n) | 3 | 5 | 7 |

**Координаты точек замера концентрации по высоте газового пространства вертикального резервуара**

| Порядковый номер точки замера концентрации | Количество точек замера концентрации (n) | | |
|---|---|---|---|
| | 3 | 5 | 7 |
| 1 | min | min | min |
| 2 | max - ⅓ h | max - ⅓ h | max - ⅓ h |
| 3 | max | max | max |
| 4 | | min + ⅓ h | min + $^{2}/_{9}$ h |
| 5 | | max - $^{1}/_{6}$ h | min + $^{4}/_{9}$ h |
| 6 | | | max - $^{1}/_{9}$ h |
| 7 | | | max - $^{2}/_{9}$ h |

Примечание:

min – точка замера под кровлей резервуара;

max – точка замера над поверхностью жидкости;

h – высота газового пространства резервуара.

Приложение 7
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Количество точек замера концентрации по высоте газового пространства горизонтального резервуара**

| Максимальный градиент концентрации по высоте газового пространства | ≤ 20 % | > 20 % |
|---|---|---|
| Количество точек | 3 | 5 |

Приложение 8
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и
(или) транспортировке (перевозке)
автомобильным, железнодорожным и
водным транспортом

**Значения коэффициента заполнения резервуара в зависимости от степени заполнения**

| Степень заполнения резервуара | 0,95 | 0,8 | 0,6 | 0,4 | 0,2 |
|---|---|---|---|---|---|
| $K_3$ | 0,2 | 1 | 2,7 | 6 | 16 |

Приложение 9
к Рекомендациям по разработке норм
естественной убыли продуктов,
переработки нефти при хранении и (или)
транспортировке (перевозке) автомобильным,
железнодорожным и водным транспортом

## Рекомендуемый протокол измерений

| Дата и время эксперимента | Номер резервуара танка, цистерны | Тип резервуара | Полный объем | Уровень нефтепродукта | Объем нефтепродукта | Объем газового пространства | Атмосферное давление | Температура окружающей среды | Температура газового пространства | | Концентрация паров нефтепродукта | | Плотность нефтепродукта | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | min | max | min | max | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |

# Министерство энергетики Российской Федерации

**(Минэнерго России)**

# ПРИКАЗ

05 июня 2009 г. № 229

**г. Москва**

**Об утверждении Рекомендаций по разработке норм естественной убыли продуктов переработки нефти при хранении и (или) транспортировке (перевозке) автомобильным, железнодорожным и водным транспортом**

С целью организации в Минэнерго России работы по определению потерь нефтепродуктов от естественной убыли п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемые Рекомендации по разработке норм естественной убыли продуктов переработки нефти при хранении и (или) транспортировке (перевозке) автомобильным, железнодорожным и водным транспортом.

Министр С.И.Шматко

Заместитель директора Департамента
государственной нормативно-технической политики,
энергоэффективности и экологии в ТЭК Минэнерго РФ

gost.e-ecolog.ru