УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации



П.С. Фёдоров
«20» августа 2012 г.

Методические рекомендации
по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом

Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводом (далее – Методические рекомендации) изданы в целях определения способов и методов оценки потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводом, с учетом требований налогового законодательства Российской Федерации.

Методические рекомендации разработаны с целью создания методологической основы обоснования утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации нормативов потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводом.

Методические рекомендации могут использоваться при подготовке обоснований и расчетов нормативов потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводом организациями, осуществляющими транспортировку нефти или нефтепродуктов магистральным трубопроводом, и организациями, сдающими нефть или нефтепродукты для транспортировки магистральным трубопроводом.

1. Общие положения

1.1. Количество технологических потерь нефти и нефтепродуктов рекомендуется определять в единицах массы.

gost.e-ecolog.ru

Количество технологических потерь нефти и нефтепродуктов определяется расчетным методом на основании экспериментальных данных по каждому месту образования потерь нефти и нефтепродуктов с применением средств измерения и (или) технических систем и устройств с измерительными функциями и результатов лабораторных испытаний.

1.2. Для целей настоящих Методических рекомендаций под технологическими потерями нефти или нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом понимаются безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти или нефтепродуктов, обусловленные технологическими особенностями процесса транспортировки (приема, перемещения, откачки), а также физико-химическими характеристиками транспортируемой нефти или нефтепродуктов (далее – Технологические потери).

1.3. Для целей настоящих Методических рекомендаций к технологическим потерям нефти или нефтепродуктов на объектах магистрального трубопровода относятся потери:

при приеме, перемещении (перекачке) и откачке (далее – технологические потери нефти или нефтепродуктов при транспортировке);

при их погрузке (перевалке) в средства транспортировки других видов транспорта (железнодорожного, автомобильного или водного) (далее - технологические потери нефти или нефтепродуктов при перевалке).

1.4. Для целей настоящих Методических рекомендаций к технологическим потерям нефти и нефтепродуктов не относятся:

потери нефти или нефтепродуктов, вызванные нарушением требований нормативных правовых и (или) нормативно-технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования, технологических процессов, сооружений;

потери нефти или нефтепродуктов, произошедшие при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ;

количество нефти или нефтепродуктов, используемое при проведении регламентных и ремонтных работ, а также при производстве испытаний на объектах нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) магистральных;

количество нефти или нефтепродуктов, использованное на собственные и (или) коммунальные нужды;

потери от естественной убыли при хранении в резервуарах;

потери нефти или нефтепродуктов, возникшие вследствие аварий, хищений.

1.5. Подготовку материалов по обоснованию технологических потерь нефти и нефтепродуктов для утверждения нормативов их технологических потерь в плановом периоде субъектам хозяйственной деятельности рекомендуется осуществлять на основе нормативных технических документов и утвержденных проектных документов, регламентирующих технологический процесс транспортировки:

– нормативная техническая документация, регламентирующая эксплуатацию оборудования и сооружений;

– технологические карты;

– технологическая часть проектного решения на объекты магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода);

– технологические регламенты;

– карты технологических режимов;

– паспорта технологического оборудования, технические условия на их эксплуатацию и т.п.

1.6. По объектам нового строительства или реконструкции могут использоваться расчеты, выполненные в составе технического проекта, либо расчеты, выполненные на основе данных технического проекта.

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

Допускается расчет технологических потерь в среднем за год.

1.8. С целью учета климатического фактора, влияющего на технологические потери при транспортировке, субъекты Российской Федерации распределены по климатическим группам согласно ГОСТ 16350-80.

Распределение субъектов Российской Федерации по климатическим группам представлено в Приложении А.

1.9. Средняя температура воздуха в осенне-зимний и весенне-летний периоды определяется по СНиП 23-01-99.

2. Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

источник образования технологических потерь нефти (нефтепродуктов): оборудование, аппарат либо сооружение нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального, на котором вследствие его технологического функционирования возникают потери нефти (нефтепродуктов);

линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): совокупность участков трубопровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода);

масса балласта: общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

масса брутто нефти: общая масса нефти, включающая массу балласта;

масса нетто нефти: количество нефти, представляющее собой разность массы брутто нефти и массы балласта;

нефтепродукт: готовый продукт, представляющий собой смесь углеводородов, а также индивидуальных химических соединений, получаемый вследствие переработки нефти, удовлетворяющий требованиям законодательства в области технического регулирования;

перевалка нефти (нефтепродуктов): погрузка из средств хранения объектов магистрального трубопровода в средства транспортировки других видов транспорта (железнодорожного, автомобильного или водного);

перекачивающая станция: технологический комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному трубопроводу;

приемо-сдаточный пункт (ПСП): технологический комплекс, на котором осуществляются измерения, регистрация и фиксирование количественных и качественных показателей нефти или нефтепродуктов при приеме-передаче принимающей и сдающей сторонами;

прием-сдача нефти (нефтепродуктов): процесс передачи нефти (нефтепродуктов) грузоотправителем транспортирующей организации, сопровождаемый определением количества и качества партии нефти (нефтепродуктов) и оформлением сопроводительных транспортных документов;

режим «с подключенными резервуарами»: технологический процесс перекачки нефти или нефтепродуктов магистральным трубопроводом, при котором ведется закачка (откачка) в резервуары (из резервуаров) магистральных трубопроводов части транспортируемой нефти или нефтепродукта;

режим перекачки «из насоса в насос»: технологический процесс перекачки нефти или нефтепродуктов магистральным трубопроводом, применяемый на промежуточных перекачивающих станциях;

режим перекачки «через резервуары» (закачка-откачка): технологический процесс перекачки нефти или нефтепродуктов магистральным трубопроводом, при котором поочередно ведется закачка в резервуары из магистрального трубопровода, потом откачка из резервуаров в магистральный трубопровод;

резервуарный парк: технологический комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения операций погрузки (закачки), хранения и выгрузки (откачки) нефти и нефтепродуктов;

резервуары: стационарная емкость, предназначенная для временного размещения и хранения нефти или нефтепродуктов;

тарифный участок нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального: часть нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального, по которому устанавливается тариф при оказании услуг по транспортировке нефти (нефтепродуктов) и (или) при оказании услуг по перевалке на другие виды транспорта;

технологические потери нефти (нефтепродуктов) на объектах магистрального трубопровода: безвозвратные неизбежные потери нефти (нефтепродуктов), обусловленные технологическими процессами транспортировки магистральным трубопроводом и перевалки, установленными проектной документацией, а также физико-химическими свойствами транспортируемой нефти (нефтепродукта);

технологический участок: участок магистрального трубопровода между двумя перекачивающими станциями;

транспортировка нефти (нефтепродуктов): совокупность операций, включающая в себя стадии приема нефти (нефтепродуктов) для транспортировки на начальном приемо-сдаточном пункте, перекачки по магистральным трубопроводам, откачки со сдачей на конечном приемо-сдаточном пункте;

3. Виды и источники технологических потерь нефти (нефтепродуктов) при транспортировке магистральным трубопроводом

3.1. Технологические потери нефти (нефтепродуктов) при транспортировке трубопроводом и перевалке могут возникать при:

– сборе и утилизации утечек через сальниковые и торцевые уплотнения валов центробежных насосов;

– закачке и откачке из резервуаров перекачивающих станций, перевалочных нефтебаз и наливных пунктов магистральных трубопроводов.

3.2. Источники образования технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на объектах магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Источники образования технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на объектах магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода)

Объект образования потерь	Источники потерь	Виды потерь
Оборудование перекачивающих станций		
Емкости для сбора утечек из сальниковых и торцевых уплотнений насосов с вместимостью	Дыхательные клапаны	Испарения из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов
Насосные агрегаты	Торцевые и сальниковые уплотнения валов центробежных насосов	
Резервуарные парки		
Резервуары вертикальные стальные	Дыхательные клапаны	Испарения из резервуаров при закачке, откачке и перевалке
Резервуары горизонтальные стальные		
Оборудование наливное перевалочных объектов*		
Наливные технические устройства	Дыхательные клапаны емкостей транспортных средств	Испарения из емкостей транспортных средств при наливе нефти или нефтепродуктов

* услуги по перевалке на железнодорожный, автомобильный или водный виды транспорта не входят в процесс транспортировки

4. Обоснование неизбежности технологических потерь нефти (нефтепродуктов)

4.1. Обоснование неизбежности технологических потерь нефти (нефтепродуктов) - документальное подтверждение потерь нефти (нефтепродуктов) при осуществлении процессов транспортировки трубопроводом и (или) перевалки на другие виды транспорта.

4.2. По каждому источнику технологических потерь подготавливается документальное подтверждение их неизбежности и безвозвратности на основании инвентаризации источников потерь.

4.3. Инвентаризация источников потерь осуществляется в соответствии с проектной документацией на нефтепровод (нефтепродуктопровод) магистральный и фактическим наличием технологического оборудования (эксплуатируемое либо законсервированное).

4.4. Документами, обосновывающими неизбежность технологических потерь нефти (нефтепродуктов), являются:

– нормативные технические документы;

– технологическая часть проектного решения на объекты нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального;

– технологические схемы объектов нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального;

– технологические схемы линейной части нефтепровода (нефтепродуктопровода) магистрального;

– утвержденные технологические регламенты по эксплуатации оборудования и сооружений, являющиеся источниками технологических потерь;

– паспорта на технологическое оборудование и сооружения, являющиеся источниками технологических потерь;

– документы проведенных экспериментальных обследований;

– результаты испытаний показателей нефти (нефтепродуктов), перекачиваемой магистральным нефтепроводом (нефтепродуктопроводом).

5. Методы определения потерь нефти (нефтепродуктов) в емкостях для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов

5.1. Утечки нефти (нефтепродуктов) через торцевые и сальниковые уплотнения валов центробежных насосов предусматриваются техническими условиями как неизбежные, связанные с образованием и отводом фрикционного тепла от пар трения.

5.2. Утечки через уплотнения насосов собираются в дренажные емкости. Пары нефти (нефтепродуктов), вытесняемые в атмосферу жидкостью по

мере наполнения емкости, представляют технологические потери при сборе утечек через уплотнения в насосных агрегатах.

5.3. Количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов $П_{ут}$, т, рассчитывается по формуле:

$$П_{ут} = V_н * P_{нас} / P_{пвп} * p_{ср} * K_{об} * K_1 * K_2 / 1000, \quad (1)$$

где $V_н$ - объем нефти (нефтепродукта), поступающий в емкость для сбора утечек через уплотнения насосов в осенне-зимнем или весенне-летнем периодах года, м^3;

$P_{нас}$ – давление насыщенных паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве дренажной емкости при средней температуре паровоздушного пространства, мм рт.ст.;

$P_{пвп}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве дренажной емкости с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт.ст.;

$p_{ср}$ – плотность паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве дренажной емкости при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м^3;

$K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости дренажных емкостей, определяется по таблице 2 в зависимости от оборачиваемости:

Таблица 2 - Значения коэффициента $K_{об}$

Оборачиваемость, n, 1/год	100 и более	80	60	40	30	20 и менее
$K_{об}$	1,35	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50

K_1 – коэффициент, принимаемый по данным таблицы 3;

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по данным таблицы 4.

Таблица 3 - Значения опытных коэффициентов оснащенности резервуаров средствами сокращения потерь от испарения

Тип резервуаров	Наземные резервуары			Подземные резервуары	
Средства снижения потерь	без технических средств снижения потерь*	с понтоном или плавающей крышей	с газоуравнительной системой	без технических средств снижения потерь*	с газоуравнительной системой
K_1	1,0	0,2	0,1	0,8	0,1

* - требуется обоснование причин отсутствия в проектном решении не оснащения резервуарной емкости средствами сокращения выбросов паров нефти (нефтепродуктов) в атмосферу.

Таблица 4 - Значения опытных коэффициентов для климатических групп

Период эксплуатации	K_2		
	I	II	III
осенне-зимний	1,0	1,0	1,0
весенне-летний	1,0	1,14	1,47

5.4. Значения средней температуры паровоздушного пространства дренажной емкости, при которой определяется давление насыщенных паров $t_{ср}$, рассчитываются по формулам

– для осенне-зимнего периода $t_{ср} = (t_н + t_в)/2$, (2)

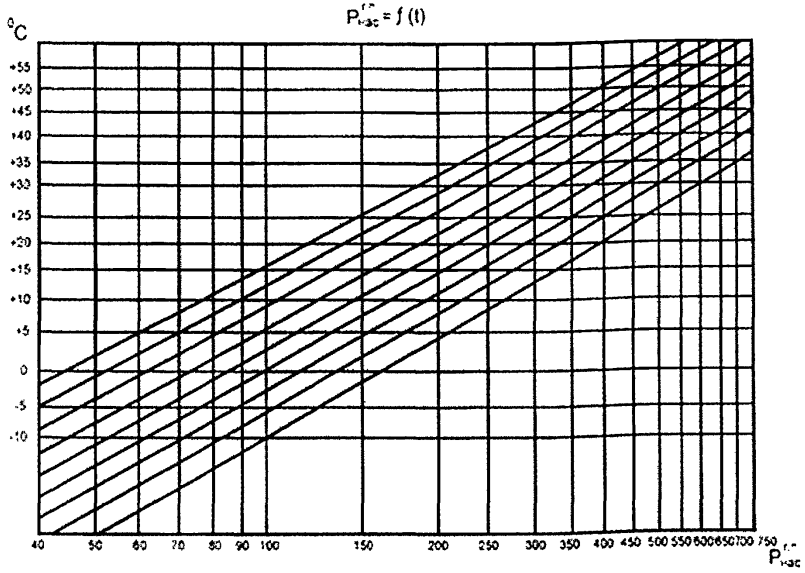
– для весенне-летнего периода $t_{ср} = 0{,}7 \cdot t_н + 0{,}3 \cdot t_в$, (3)

где, $t_{ср}$ – средняя за соответствующий период температура паровоздушного пространства дренажной емкости, °С;

$t_н$ – средняя за соответствующий период температура нефти (нефтепродукта), °С;

$t_в$ – средняя за соответствующий период температура воздуха, °С.

5.5. Давление насыщенных паров нефти (нефтепродуктов) в паровоздушном пространстве дренажной емкости определяется при средней температуре паровоздушного пространства.



5.6. Плотность паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве дренажной емкости $p_{ср}$, кг/м^3, рассчитывается по формуле:

$$p_{ср} = \mu / 22{,}41 * P_{пвп} / P_o * T_o / (T_o + t_{ср}) , \quad (4)$$

где, μ – молекулярная масса паров нефти (нефтепродукта), кг/кмоль; вычисляется по формуле

$$\mu = 45 + 0{,}6 \cdot t_{нк} , \quad (5)$$

$t_{нк}$ – температура начала кипения нефти, °С;

$P_0 = 760$ мм рт.ст.;

$T_0 = 273{,}15$ К.

5.7. Объем нефти (нефтепродукта), вытекающий через уплотнения одного центробежного насоса, м^3, может быть вычислен по формуле:

$$V_{н\,i} = n_у * Q_i * t_i * 10^{-3} , \quad (6)$$

где, Q_i – величина утечки через одно уплотнение i-го центробежного насоса (принимается по паспортным данным насоса), л/ч;

$n_у$ – количество уплотнений в конструкции насоса ($n_у = 2$);

t_i – время работы i-го насоса в течение расчетного периода (определяется и подтверждается данными эксплуатационной документации), ч.

5.8. Расчетный коэффициент технологических потерь нефти (нефтепродуктов) из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов рассчитывается по формуле:

$$N_{уп} = \frac{П_{уп}}{М_{пл.нас.}} \quad (7)$$

где, $N_{уп}$ – расчетный коэффициент потерь нефти (нефтепродукта) из из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов;

$П_{уп}$ – количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) из емкостей для сбора утечек через уплотнения насосных агрегатов, т;

$М_{пл.нас.}$ – количество нефти (нефтепродуктов), подлежащее перекачке через насосные агрегаты в плановом году, т.

6. Методы определения технологических потерь нефти (нефтепродуктов) в резервуарах магистрального трубопровода

6.1. Основной объем технологических потерь нефти (нефтепродуктов) в резервуарах происходит вследствие испарения нефти (нефтепродуктов) за счет вытеснения паровоздушной смеси из резервуара в процессе его закачки (откачки).

Объем вытесняемой паровоздушной смеси равен объему закачиваемой нефти (нефтепродуктов).

Количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) зависит от оснащенности резервуаров техническими средствами сокращения потерь на испарение и режима эксплуатации резервуаров.

6.2. Расчеты количества технологических потерь нефти (нефтепродуктов) в резервуаре, $П_{рез}$, т, проводятся по формуле:

$$П_{рез} = V_{нвс} * P_{рез} / P_{нвп} * p_{ср} * K_{об} * K_1 * K_2 * K_{реж} * 10^{-3}, \quad (8)$$

где, $V_{пвс}$ – объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при его заполнении (освобождении), м^3;

$P_{рез}$ – давление насыщенных паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве резервуара при средней температуре паровоздушного пространства, мм рт.ст.;

$P_{пвп}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве резервуара с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт.ст.;

$p_{ср}$ – плотность паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве резервуара при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м^3,рассчитывается по формуле 4;

$K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара для каждого периода года принимается по таблице 2 в зависимости от n;

K_1 – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения, принимаемый по данным таблицы 3;

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по данным таблицы 4.

$K_{реж}$ – коэффициент режима перекачки (коэффициент захода нефти в резервуары): $K_{реж}$ = 1 при работе резервуаров в режиме «прием-сдача», $K_{реж}$ = 0 при работе резервуаров в режиме «из насоса в насос», $K_{реж}$ = 0,3 при работе в режиме «с подключенным резервуаром».

6.3. Количество потерь нефти (нефтепродукта) в резервуарном парке, т, определяется как сумма технологических потерь по каждому резервуару.

6.4. Расчетный коэффициент потерь нефти (нефтепродукта) из резервуара j-го типа в весенне-летний или осенне-зимний периоды года рассчитывается по формуле:

$$N_{рез.i} = \frac{П_{рез.}}{М_{пл.рез.}} \quad (9)$$

где, $M_{пл.рез.}$ – количество нефти (нефтепродуктов), подлежащее размещению в резервуаре в плановом году, т.

6.5. Расчетный коэффициент технологических потерь по резервуарному парку, оснащенному резервуарами разных типов, является средневзвешенной величиной и рассчитывается по формуле:

$$N_{РП} = \frac{\sum_{j=1}^{k}\left(\frac{N_{рj}^{зимн.} + N_{рj}^{летн.}}{2} \cdot V_j\right)}{V_{РП}}, \quad (10)$$

где $N_{рj}^{зимн.}$, $N_{рj}^{летн.}$ – расчетные коэффициенты потерь для резервуаров j-го типа соответственно для осенне-зимнего и весенне-летнего периода;

V_j – суммарная номинальная вместимость резервуаров j-го типа, м^3.

7. Методы определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов при наливе в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливные суда по окончании транспортировки

7.1. Расчеты количества технологических потерь нефти (нефтепродуктов) при перевалке в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливные суда по окончании транспортировки $П_{перев}$, т, проводятся по формуле:

$$П_{перев} = V_{ПВС\ ц} * Р_ц / Р_{пвп\ ц} * p_{ср\ ц} * К2_ц * К3_ц * 10^{-3}, \quad (11)$$

где, $V_{ПВС\ ц}$ – объем паровоздушной смеси, вытесняемой из цистерны (резервуара судна) при ее заполнении (освобождении), м^3;

$Р_ц$ – давление насыщенных паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве цистерны (резервуара судна) при средней температуре паровоздушного пространства, мм рт.ст.;

$Р_{пвп\ ц}$ – среднее давление в паровоздушном пространстве цистерны (резервуара судна) с учетом давления срабатывания дыхательного клапана, мм рт.ст.;

$p_{ср\ ц}$ – плотность паров нефти (нефтепродукта) в паровоздушном пространстве цистерны (резервуара судна) при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м^3,рассчитывается по формуле 4;

$K_{2ц}$ – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения, принимаемый по данным таблицы 5;

$K_{3ц}$ – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий, принимаемый по данным таблицы 6.

7.2. Количество потерь нефти (нефтепродукта) при перевалке в цистерны, т, определяется как сумма технологических потерь по каждой цистерне.

Таблица 5 - Значения опытных коэффициентов $K_{2ц}$

	Наливные устройства	
Средства снижения потерь	без технических средств снижения потерь при наливе	с техническими средствами снижения потерь при наливе
$K_{2ц}$	1,0	0,1

Таблица 6 - Значения опытных коэффициентов $K_{3ц}$

Период эксплуатации	$K_{3ц}$ для климатических групп		
	I	II	III
осенне-зимний	1,0	1,0	1,0
весенне-летний	1,0	1,14	1,47

7.3. Расчетный коэффициент потерь нефти (нефтепродукта) при перевалке в цистерны в весенне-летний или осенне-зимний периоды года рассчитывается по формуле:

$$N_{перев.} = \frac{П_{перев.}}{M_{перев.}} \quad (12)$$

где, $M_{перев.}$ - количество нефти (нефтепродуктов), перевалке в цистерны в весенне-летнем или осенне-зимнем периодах планового года, т.

8. Формирование технологических потерь нефти (нефтепродуктов) по тарифному участку

8.1. Формирование технологических потерь нефти (нефтепродуктов) по тарифному участку осуществляется на основании расчетов по каждому источнику потерь каждого объекта потерь, расположенного в пределах тарифного участка в следующем порядке:

– составляется реестр источников технологических потерь;

– комплектуется пакет документов, обосновывающих неизбежность технологических потерь;

– проводятся экспериментальные исследования по определению количественных показателей потерь (при необходимости);

– выполняется расчет технологических потерь.

8.2. Количество технологических потерь на объектах нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) магистральных $П_{об}$, т, определяют по формуле:

$$П_{об} = П_{ут} + П_{рез} \quad (13)$$

8.3. Количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на i-ом тарифном участке в планируемый период как сумма технологических потерь нефти (нефтепродуктов) по объектам, расположенным на данном тарифном участке.

8.4. В количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на i-ом тарифном участке в планируемый период не включаются технологические потери нефти (нефтепродуктов) при перевалке в автомобильные и железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда.

8.5. Расчетный коэффициент технологических потерь нефти (нефтепродуктов) на i-ом тарифном участке определяется по формуле:

$$N_i = \frac{П_{об}}{M_{план}} \quad (14)$$

где, $M_{план}$ – количество нефти (нефтепродуктов), подлежащее транспортировке в плановом году.

9. Рекомендации по организации исследований для определения технологических потерь нефти (нефтепродуктов)

9.1. Рекомендуется систематически проводить инвентаризацию и анализ тарифных участков в целях выявления источников потерь нефти (нефтепродуктов) и распределения их по видам.

9.2. По проектным технологическим схемам нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) магистральных определяется количество объектов и источников потерь. Выясняются причины потерь: связанные с технологическим процессом транспортировке либо нет.

9.3. Определяется количество объектов технологических потерь, места их расположения, типы и количество оборудования, расположенного на них и являющимися источниками потерь.

9.4. В итоге проведенных инвентаризации и анализа рекомендуется составлять реестр, представляющий распределение выявленных источников по видам потерь.

Реестр источников технологических потерь по тарифному участку составляется в виде таблицы (приложение Б).

9.5. Исходные данные для расчета величины технологических потерь нефти (нефтепродуктов) из выявленных источников потерь частично определяются данными эксплуатационных служб, недостающие данные рекомендуется определять экспериментально.

9.6. При планировании экспериментов рекомендуется исходить из того, что потери нефти (нефтепродуктов) есть случайная величина, зависящая от сезонного колебания температуры воздуха и других случайных факторов.

Для обеспечения относительной среднеквадратичной погрешности в определении годовых потерь нефти (нефтепродуктов) рекомендуется определять потери нефти в весенне-летний период и осенне-зимний период с количеством определений потерь в каждом не менее трех, то есть две выборки случайной величины по три наблюдения в каждой.

Допускается рассчитывать потери нефти (нефтепродуктов) в период, соответствующий среднегодовой температуре окружающей среды, и при условии, что температура нефти (нефтепродуктов) в местах образования потерь не меняется в течение года.

9.7. Величину потерь нефти (нефтепродуктов) за год рекомендуется определять как сумму потерь за весенне-летний и осенне-зимний периоды.

Приложение А
к Методическим рекомендациям по определению и обоснованию технологических потерь нефти, нефтепродуктов и природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом

Распределение субъектов РФ по климатическим группам

Климатическая группа	Субъекты РФ: республики, края, области, города федерального значения, автономная область, автономные округа
I	Республики: Коми, Саха (Якутия) Автономные округа: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Чукотский, Ямало-Ненецкий Области: Амурская, Магаданская, Томская Края: Красноярский (севернее 56 с.ш.), Хабаровский (севернее 56 с.ш.)
II	Республики: Алтай, Башкортостан, Бурятия, Карелия, Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Тыва, Удмуртская, Хакасия, Чувашская - Чувашия Автономные округа: Ненецкий Края: Алтайский, Забайкальский, Камчатский, Красноярский (южнее 56 с.ш.), Пермский, Приморский, Хабаровский (южнее 56 с.ш.) Области: Архангельская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Иркутская, Калининградская, Калужская, Кемеровская, Кировская, Костромская, Курганская, Курская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Мурманская, Нижегородская, Новгородская, Новосибирская, Омская, Оренбургская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Сахалинская, Свердловская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Тюменская, Ульяновская, Челябинская, Ярославская Автономная область: Еврейская Города федерального значения: Москва, Санкт-Петербург
III	Республики: Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино- Балкарская, Калмыкия, Карачаево-Черкесская, Северная Осетия-Алания, Чеченская Области: Астраханская, Ростовская Края: Краснодарский, Ставропольский

Приложение Б
к Методическим рекомендациям по определению и обоснованию технологических потерь нефти, нефтепродуктов и природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом

Реестр источников технологических потерь

Наименование организации _____

Наименование тарифного участка _____

№	Наименование объекта (сооружения, оборудования)	Тип	Объем, $м^3$	Кол-во	Дыхательные клапаны		Наличие средств сокращения выбросов	Документы, необходимые для обоснования потерь	Виды потерь
					Тип	Кол-во			
	НПС (НППС)							1. Технологическая схема. 2. Технологический регламент. 3. Технологическая карта эксплуатации РП.	
	Резервуары	РВС	3 000					1. Паспорта на резервуары (по одному на каждый типоразмер). 2. Справка о фактическом времени работы резервуаров за год. 3. Паспорта на дыхательные клапаны (по одному на каждый типоразмер).	Потери при приеме, отпуске, размещении сроком до одних суток
			5 000						
			10 000						
			20 000						
			30 000						
			50 000						
		РВСП	3 000						
			5 000						
			10 000						
			20 000						
			30 000						
			50 000						
		РВСПК	5 000						
			10 000						
			20 000						
			30 000						
			50 000						
		ЖБР	2 000						
			10 000						
			20 000						
			30 000						
	Насосы				–	–	–	1. Паспорта на насосы	Утечки через торцевые уплотнения
	Дренажные емкости для сбора утечек через уплотнения насосов							1. Паспорта на дренажные емкости. 2. Справка о фактическом количестве и общем объеме откачек за год.	Потери при сборе и утилизации утечек через уплотнения насосов

Примечание:
ЖБР – железобетонный резервуар;
РВС – резервуар вертикальный стальной;
РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;
РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

gost.e-ecolog.ru