

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ

канд. экон. наук, доц. С.В. БОСЛОВЯК, канд. техн. наук, доц. А.Г. КУЛЬБЕЙ,
А.И. ЯКУБЕНКО, А.Н. ЯНУШОНОК
(Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой)

При проведении технологических операций по транспортировке нефти и нефтепродуктов происходят потери перекачиваемого углеводородного сырья. Исторически сложилось, что учет данных потерь осуществлялся в соответствии с нормами естественной убыли, которые определены эмпирическим путем и не имеют четкого научного обоснования. В статье представлен методологический подход к определению уровня технологических потерь нефти и нефтепродуктов при осуществлении технологических операций при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. Все технологические потери разделены на две группы: потери при техническом обслуживании и ремонте оборудования трубопроводов; потери вследствие испарения из емкостного оборудования. Для каждой из групп предложена обоснованная методика расчета технологических потерь с учетом особенностей эксплуатации оборудования и сезонного фактора. Разработанная методика может быть использована предприятиями по транспорту нефти и нефтепродуктов для объективной и полной оценки технологических потерь, их последующего учета в договорах с контрагентами, выбора оптимальных схем движения углеводородов по линейным и площадочным объектам предприятий.

Ключевые слова: технологические потери, нефть, нефтепродукты, техническое обслуживание, трубопровод, резервуар.

Введение. Современные технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов не позволяют полностью исключить их потери в ходе осуществления необходимых технологических операций. В процессе доставки нефти и нефтепродуктов до места потребления имеют место операции заполнения и опорожнения резервуаров и дренажных емкостей товарных парков нефтеперекачивающих станций, нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов, а также неподвижного хранения нефти нефтепродуктов, вследствие чего допускаются потери их от испарения. Кроме того, любой вид регламентных и ремонтных работ на магистральном трубопроводе сопровождается неизбежными потерями транспортируемого продукта.

Исторически сложилось, что снижение количества нефти и нефтепродуктов при их транспортировке учитывалось на основании норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов. При этом нормы предусматривали разделение убыли на две составляющие: убыль на линейной части (далее – ЛЧ) магистральных трубопроводов и убыль на площадках в резервуарных парках. Убыль углеводородов в этих составляющих была сопоставима друг с другом и в отдельных случаях не имела рационального обоснования. Так, например, для практически герметичной линейной части магистрального трубопровода, где уменьшение количества нефти и нефтепродуктов в существенных размерах возможно только при разгерметизации трубопровода (аварийные утечки), нормы естественной убыли зависят исключительно от его протяженности и при реализации схем перекачки «из насоса в насос» на протяженных участках могут существенно превышать убыль от испарения в резервуарных парках линейных производственно-диспетчерских станций (далее – ЛПДС). В настоящее время от термина «естественная убыль» переходят к термину «технологические потери», которые требуют соответствующего обоснования. 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, нефтепродуктов¹.

Анализ существующей нормативной и научной литературы позволил выявить следующие проблемные моменты:

¹ Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом [Электронный ресурс] / утв. М-ом энергетики Рос. Федерации 20.08.2012. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293788/4293788488.pdf>.

– более полное отражение в научной литературе получили технологические потери, возникающие при добыче нефти на месторождениях² [1; 2], в то время как технологические потери нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении не получили полного и системного рассмотрения;

– отсутствие единообразия в технических нормативных правовых актах при определении источников и видов технологических потерь при транспортировке нефти и нефтепродуктов магистральными трубопроводами;

– исследователи сходятся в необходимости учитывать технологические потери, возникающие при «больших» и «малых» дыханиях резервуаров, однако до сих пор отсутствует единый методический подход, позволяющий объективно оценивать уровень таких потерь;

– при эксплуатации объектов линейной части магистральных нефте- и продуктопроводов технологические потери рассматриваются, как правило, укрупненно (сальниковые и торцовые уплотнения), без детализации по конкретным видам технологического оборудования.

Нерешенные проблемы обусловили цель исследования – на основе детального выявления источников и видов технологических потерь при транспортировке нефти и нефтепродуктов магистральными трубопроводами разработать методический подход к оценке их уровня дифференцированно по объектам резервуарных парков и линейной части;

Для достижения поставленной цели исследования нами решены следующие задачи:

– определен состав технологических потерь при транспортировке нефти и нефтепродуктов с учетом особенностей современного оборудования и уровня технологий магистрального трубопроводного транспорта;

– составлен список источников и видов технологических потерь при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту линейной части магистральных нефтепроводов;

– разработана универсальная методика расчета уровня технологических потерь нефти и нефтепродуктов при проведении операций их приема, откачки и хранения в резервуарных парках нефтеперекачивающих станций с учетом конструктивных особенностей резервуаров, периодичности операций и физико-химических свойств перекачиваемого продукта;

– разработана методика расчета уровня технологических потерь при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту линейной части магистральных нефтепроводов по каждому их источнику с учетом заданного количества источников потерь, объемов и периодичности таких работ.

Основная часть. Решение поставленных задач основывалось на последовательном переборе всех технологических операций, производимых при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов. Из всего перечня операций отбирались для дальнейшего исследования только те, при которых возможны потери углеводородов вследствие их прямого контакта с окружающей средой, включая те, где контакт происходит и через уплотнения и прочие системы снижения потерь нефти (нефтепродуктов). В результате анализа полученных данных проведена классификация потерь нефти и нефтепродуктов. Все потери были разделены на две основные группы:

- технологические потери при техническом обслуживании и ремонте (далее – ТОР) оборудования;
- технологические потери вследствие испарения из емкостного оборудования.

Также технологические потери были разделены на зависящие от объема перекачки (например, потери от «дыханий» резервуаров) и независящие (например, потери при обслуживании запорной арматуры по временному графику).

Для удобства работы потери учитывались отдельно для площадочных объектов (НПС и ЛПДС) и для линейной части. Впоследствии данное разделение позволило упростить расчет величины потерь по различным маршрутам транспортировки путем сложения их по каждому выделенному элементу (площадке НПС, ЛПДС, линейному участку между ними).

При составлении методики потери нефти, происходящие во время аварий и инцидентов, не учитывались, т.к. в таком случае компенсация ущерба осуществляется виновной стороной. Также не учитывались потери, связанные с несовершенством оборудования и методик измерения ее количества, т.к. данные вопросы относятся к метрологическому обеспечению транспортировки.

Определение технологических потерь при техническом обслуживании и ремонте оборудования линейной части магистральных трубопроводов. Перечень оборудования, эксплуатируемого на магистральном транспорте нефти (нефтепродуктов), для уменьшения объемов расчетов был разбит на ряд категорий по их назначению и типоразмеру. В дальнейшем для каждой из категорий определялась величина потерь.

² Чурикова Л.А., Джексонов Т.Б. Анализ методов и перспективы борьбы с потерями нефти на месторождении // Технические науки в России и за рубежом: материалы VI Междунар. науч. конф. / Москва (ноябрь 2016 г.). – М.: Буки-Веди, 2016. – С. 59–63.

Для запорной и регулирующей арматуры величину технологических потерь ($Y_{за}$) предлагаем определять в зависимости от ее количества и вида (задвижки, вентили, краны, находящиеся под давлением) при перекачке по конкретному маршруту транспортировки, а также периодичности их ТОР. Однако в процессе исследования мы пришли к выводу, что утечки зависят не столько от вида запорной арматуры (задвижка или вентиль), сколько от ее размеров. Поэтому в соответствии со сложившейся практикой отечественных предприятий по транспорту нефти и нефтепродуктов запорная арматура разделена на две группы: DN50-250 и DN300-1020, с периодичностью ТОР для первой группы 1 раз в 3 месяца (4 раза в год) и 1 раз в месяц (12 раз в год) для второй. Поэтому расчет целесообразно проводить для каждой группы запорной арматуры отдельно, а затем суммировать результаты для каждого маршрута транспортировки.

Величина технологических потерь при ТОР запорной арматуры ($Y_{за}$) может определяться по формуле

$$Y_{за} = n_1 \cdot P_{ТОР\ 3A1} \cdot P_{3A1} + n_1 \cdot P_{3A1} + n_2 \cdot P_{ТОР\ 3A2} \cdot P_{3A2} + n_2 \cdot P_{3A2}, \text{ м}^3, \quad (1)$$

где n_1 – количество запорной арматуры первой группы на конкретном маршруте транспортировки, шт;
 $P_{ТОР\ 3A1}$ – объем технологических потерь при ТОР запорной арматуры первой группы, м³;
 P_{3A1} – среднегодовое количество ТОР запорной арматуры первой группы, раз в год;
 P_{3A1} – объем среднегодовых технологических потерь через сальник запорной арматуры первой группы, м³;
 n_2 – количество запорной арматуры второй группы, (DN300-1020) на конкретном маршруте транспортировки, шт;
 $P_{ТОР\ 3A2}$ – объем технологических потерь при ТОР запорной арматуры второй группы, м³;
 P_{3A2} – среднегодовое количество ТОР запорной арматуры второй группы, раз в год;
 P_{3A2} – объем среднегодовых технологических потерь через сальник запорной арматуры второй группы, м³.

В данной формуле учтено, что технологические потери происходят как при ТОР запорной арматуры ($P_{ТОР\ 3A}$), так и постоянно при просачивании через уплотняющий сальник (P_{3A}) с учетом того, что внутри запорной арматуры присутствует магистральное давление. Ряд величин формулы (1) определяется методом экспертной оценки или экспериментальным путем.

Величина технологических потерь при ТОР фильтров $Y_{фильтр}$ будет зависеть от следующих величин:

- $n_{фильтр}$ – количество фильтров на конкретном маршруте транспортировки, шт;
- $P_{фильтр}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР фильтра, м³;
- $P_{фильтр}$ – среднегодовое количество ТОР фильтров на конкретном маршруте транспортировки, раз

в год:

$$Y_{фильтр} = n_{фильтр} \cdot P_{фильтр} \cdot P_{фильтр}, \text{ м}^3. \quad (2)$$

При этом величина объем технологических потерь при однократном ТОР фильтра определяется методом экспертной оценки, среднегодовое количество ТОР фильтров, согласно сложившейся практике, $P_{фильтр} = 4$ раза в год.

Величину технологических потерь при ТОР клапанов $Y_{кл}$ предлагаем определять как

$$Y_{кл} = n_{кл} \cdot P_{ТОР\ кл} \cdot P_{кл} + n_{кл} \cdot P_{кл}, \text{ м}^3, \quad (3)$$

где $n_{кл}$ – количество клапанов на конкретном маршруте транспортировки, шт;
 $P_{ТОР\ кл}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР клапана, м³;
 $P_{кл}$ – среднегодовое количество ТОР клапанов на конкретном маршруте транспортировки, раз в год;
 $P_{кл}$ – объем среднегодовых технологических потерь через сальник клапана, м³.

При этом величина объема технологических потерь при однократном ТОР клапана и объем среднегодовых технологических потерь через сальник клапана определяются методом экспертной оценки. Среднегодовое количество ТОР клапанов, согласно сложившейся практике, $P_{кл} = 2$ раз в год.

Величина технологических потерь при ТОР насосного оборудования $Y_{насос}$ будет зависеть от следующих величин:

- $n_{насос}$ – количество насосов на конкретном маршруте транспортировки, шт;
- $P_{насос}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР насоса, м³;
- $P_{насос}$ – среднегодовое количество ТОР насосов на конкретном маршруте транспортировки, раз в год:

$$Y_{насос} = n_{насос} \cdot P_{насос} \cdot P_{насос}, \text{ м}^3. \quad (4)$$

Объем технологических потерь при однократном ТОР насоса определяется методом экспертной оценки. Среднегодовое количество ТОР насосов, согласно сложившейся практике, $P_{насос} = 12$ раз в год.

В данном расчете учтено, что возможные протечки через торцевые уплотнения насосов собираются системой сбора утечек и возвращаются в перекачку, т.е. по сути не относятся к технологическим потерям.

Величина технологических потерь при ТОР камер приема/пуска (далее – КПП) $У_{КПП}$ предлагаем определять по формуле

$$У_{КПП} = n_{КПП} \cdot П_{КПП} \cdot Р_{КПП}, \text{ м}^3, \quad (5)$$

где $n_{КПП}$ – количество КПП на конкретном маршруте транспортировки, шт;
 $П_{КПП}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР КПП, м^3 ;
 $Р_{КПП}$ – среднегодовое количество ТОР КПП на конкретном маршруте транспортировки, раз в год.
 Объем технологических потерь при однократном ТОР КПП определяется методом экспертной оценки.
 Среднегодовое количество ТОР КПП, согласно сложившейся практике, $Р_{КПП} = 4$ раза в год.

Величина технологических потерь при ТОР узлов учета ($У_{УУ}$) будет зависеть от следующих величин:

- $n_{УУ}$ – количество узлов учёта на конкретном тарифном маршруте, шт;
- $П_{ТОР УУ}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР узла учета, м^3 ;
- $Р_{УУ}$ – среднегодовое количество ТОР узлов учета на конкретном маршруте транспортировки, раз в год;
- $П_{УУ}$ – объем среднегодовых технологических потерь при взятии проб нефти для лаборатории, м^3 ;

$$У_{УУ} = n_{УУ} \cdot П_{ТОР УУ} \cdot Р_{УУ} + n_{УУ} \cdot П_{УУ}, \text{ м}^3. \quad (6)$$

При этом объем технологических потерь при однократном ТОР узла учета и объем среднегодовых технологических потерь при взятии проб нефти определяются методом экспертной оценки. Среднегодовое количество ТОР узлов учета, согласно сложившейся практике, $Р_{УУ} = 4$ раза в год.

Величина технологических потерь при ТОР ЛЧ нефтепровода $У_{ТОР ЛЧ}$ будет зависеть от следующих величин:

- $L_{ЛЧ}$ – длина трубопроводов маршрута транспортировки в одниточном исчислении, км;
- $П_{ЛЧ}$ – объем технологических потерь при однократном ТОР ЛЧ, м^3 ;
- $K_{ЛЧ}$ – удельное среднегодовое количество ремонтов ЛЧ на конкретном маршруте транспортировки, раз в год;

$$У_{ТОР ЛЧ} = L_{ЛЧ} \cdot П_{ЛЧ} \cdot K_{ЛЧ}, \text{ м}^3, \quad (7)$$

При этом объем технологических потерь при однократном ТОР ЛЧ определяется методом экспертной оценки. Величина $K_{ЛЧ}$ (удельное среднегодовое количество ремонтов ЛЧ на конкретном маршруте транспортировки) зависит от интенсивности ремонтов ЛЧ на предприятии и от относительной длины маршрута:

$$K_{ЛЧ} = \frac{N_t}{t} \cdot \frac{L_{т.м.}}{L_{сумм.}}, \text{ раз в год}, \quad (8)$$

где N_t – количество ремонтов за рассматриваемый период, шт;
 t – продолжительность рассматриваемого периода, лет;
 $L_{т.м.}$ – длина маршруте транспортировки, км. К длине ЛЧ в одниточном исчислении прибавлены длины технологических трубопроводов всех насосных станций по пути следования;
 $L_{сумм.}$ – суммарная длина всех нефтепроводов предприятия в одниточном исчислении, с учётом технологических трубопроводов насосных станций, км.

Определение технологических потерь в резервуарных парках предприятий по транспорту нефти и нефтепродуктов. При транспортировании нефти и нефтепродуктов на перекачивающей станции магистрального трубопровода проводят технологические операции в резервуарном парке, такие как заполнение емкости (прием), хранение продукта и опорожнение емкости (откачка). При этом могут быть использованы разные режимы эксплуатации резервуаров. Заполнение резервуара в полном объеме от минимального уровня взлива нефти (нефтепродуктов) (от приемо-раздаточных патрубков), с последующим опорожением в полном объеме до минимального уровня взлива нефти (нефтепродуктов), соответствует режиму эксплуатации резервуара по типу «мерник». Если уровень нефти (нефтепродуктов) в резервуаре характеризуется постоянным взливом продукта либо колеблется в пределах, установленных паспортом на резервуар, то режим эксплуатации резервуара характеризуется по типу «буферная емкость». Кроме этого, резервуар может и не использоваться при транспортировании нефти (нефтепродуктов) по тарифному маршруту, т.е. продукт будет проходить транзитом, мимо резервуарного парка. Схема использования (или неиспользования) емкости резервуарного парка определяется предприятием и закладывается в технологические режимы транспортирования нефти (нефтепродуктов) – в технологические карты.

Заполнение емкости нефтью (нефтепродуктами) способствует вытеснению паровоздушной смеси из газового пространства резервуара, т.е. происходит так называемый процесс «большого дыхания». Такие

дыхания не начинаются сразу с момента заполнения продуктом. Прием нефти (нефтепродуктов) сжимает паровоздушную смесь в газовом пространстве, и только затем происходит «выдох» углеводородов в атмосферу.

В результате опорожнения резервуара от нефти (нефтепродуктов), в насыщенное парами газовое пространство через оборудование, установленное на крыше, поступает атмосферный воздух, который уменьшает концентрацию паров в пространстве. Эта операция при эксплуатации резервуара приводит к активному процессу испарения углеводородов с поверхности «оставшейся» жидкости или с поверхности «мертвого» остатка в резервуаре. Процесс донасыщения газового пространства оставшимся продуктом изменяет парциальное давление, способствует повышению общего давления, что приводит к «обратному выдоху» смеси испарившихся углеводородов в атмосферу. Поэтому при нахождении технологических потерь для операций в резервуарном парке, таких как заполнение емкости (прием) и опорожнение емкости (откачка), следует вести расчет по отдельности для каждой операции.

В результате хранения нефти (нефтепродуктов) в газовом пространстве резервуара также происходит донасыщение паровоздушной смесью углеводородами, однако максимальные концентрации будут достигнуты примерно к четвертому дню хранения [3]. При такой технологической операции с резервуарами основным фактором влияния на технологические потери оказывает температурный фактор, и такие потери классифицируют как потери от «малых дыханий». Однако эти потери составляют около 10% от потерь при «больших дыханиях». Следовательно, в силу большей весомости рассмотрим технологические потери в резервуарных парках, которые образуются от «больших дыханий».

Учитывая сезонные изменения температурного режима в пределах Республики Беларусь при транспортировании нефти (нефтепродуктов), расчет предлагаем проводить по средним показателям температуры нефти (нефтепродуктов), плотности и давлению в осенне-зимний (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летний (с 1 апреля по 30 сентября) периоды.

Влияние температурного режима нефти (нефтепродуктов) на технологические потери при испарении может быть значительным, если рассматривать тип расположения резервуара (наземный резервуар или подземный). Поэтому было принято решение провести расчет температурного режима нефти (нефтепродуктов), находящейся в резервуаре, с учетом всех типов резервуаров и их расположений, как указано в расчетно-экспериментальной методике³:

$$t_r = K_4 \cdot (K_1 + K_2 t_B + K_3 t_{\text{ж}}), \quad (9)$$

где t_B , $t_{\text{ж}}$ – среднеарифметические значения температур наружного воздуха⁴ и продукта за соответствующие периоды года, °С;

K_1, K_2, K_3 – опытные коэффициенты, принимаем по Приложению Б к расчетной методике³;

K_4 – опытный коэффициент; для холодного периода года K_4 , для теплого – $K_4 = 1$ для подземно расположенных резервуаров, для наземно – принимаем по Приложению В к расчетной методике³.

Количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) при заполнении продуктом резервуара в сезонный период рассчитываются следующим формулам:

– в летний период

$$П_{\text{л}}^3 = \frac{P_{\text{зв}} \cdot m \cdot K_t^{\text{max}} \cdot K_p \cdot K_{\text{тр}}^{\text{сп}} \cdot K_{\text{об}} \cdot K_{\text{св}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot 0,294}{\rho_{\text{н}} \cdot 10^7}; \quad (10)$$

– в зимний период

$$П_{\text{з}}^3 = \frac{P_{\text{зв}} \cdot m \cdot K_t^{\text{min}} \cdot K_{\text{тр}}^{\text{сп}} \cdot K_{\text{об}} \cdot K_{\text{св}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot 0,294}{\rho_{\text{н}} \cdot 10^7}. \quad (11)$$

Общее количество технологических потерь при заполнении резервуара нефтью (нефтепродуктом) определим как сумму потерь (в среднем за год) в летний и зимний периоды:

$$П_{\text{общ}}^3 = П_{\text{л}}^3 + П_{\text{з}}^3, \quad (12)$$

³ Методика расчетно-экспериментального определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет испарения из емкостей хранения нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – АОЗТ «Кубаньэко». – Краснодар, 1996. URL: <https://meganorm.ru/Data1/47/47365/index.htm>

⁴ Справочник по климату Беларуси. В 5 ч. – Ч. 1. Температура воздуха и почвы. – Минск, 2017.

где Q_n – количество нефти (нефтепродуктов), перекачиваемое по магистральному трубопроводу, т;
 ρ_n – плотность нефти (нефтепродуктов), принимается по данным лаборатории предприятия, т/м³;
 $P_{зв}$ – давление насыщенных паров жидких углеводородов при температуре 38 °С (по данным лаборатории), мм рт. ст.;

K_t^{\max} , K_t^{\min} – опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 3 согласно методическим рекомендациям⁵;

$K_{тр}^{cp}$ – опытный коэффициент, принимается по Приложению 4 к методическим рекомендациям⁵;

$K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара (или группы резервуаров), принимается по Приложению 1 к методическим рекомендациям⁵;

K_p – опытный коэффициент, принимается по Приложению 5 к методическим рекомендациям⁵;

$K_{ссв}$ – опытный коэффициент эффективности работы средств сокращения выбросов, принимаем в зависимости от типа конструкции резервуара по Приложению Е к расчетной методике⁶;

m – средняя молекулярная масса паров нефти (нефтепродуктов) (г/моль), рассчитывается в зависимости от температуры начала кипения углеводородов ($t_{нк}$) по формуле⁷

$$m = 0,0043(212 + t_{нк})^{1,7}, \quad (13)$$

где $t_{нк}$ – температура начала кипения нефти (нефтепродуктов), принимается по данным лаборатории предприятия, °С.

После опорожнения резервуара происходит донасыщение газового пространства, что приводит к изменению парциального давления в резервуаре, которое можно определить согласно п. 7.4.4.2⁸ по формуле

$$P_{п} = p_{н.п.} \frac{h}{H}, \quad (14)$$

где $p_{н.п.}$ – давление насыщенных паров продукта в летний и зимний периоды, принимается по данным лаборатории предприятия, мм рт. ст.;

h – высота газового пространства в резервуаре до опорожнения нефти (нефтепродуктов), принимается по паспорту на резервуар, м;

H – высота газового пространства в резервуаре после опорожнения нефти (нефтепродуктов), принимается по паспорту на резервуар, м.

Количество технологических потерь нефти (нефтепродуктов) при опорожнении из резервуара в сезонный период рассчитываются по следующим формулам:

– в летний период

$$П_{л}^0 = \frac{p_n \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p \cdot K_{тр}^{cp} \cdot K_{об} \cdot K_{ссв} \cdot Q_n \cdot 0,294}{\rho_n \cdot 10^7}, \quad (15)$$

– в зимний период

$$П_{з}^0 = \frac{p_n \cdot m \cdot K_t^{\min} \cdot K_{тр}^{cp} \cdot K_{об} \cdot K_{ссв} \cdot Q_n \cdot 0,294}{\rho_n \cdot 10^7}, \quad (16)$$

Общее количество технологических потерь при опорожнении резервуара от нефти (нефтепродукта) определим как сумму (в среднем за год) потерь в летний и зимний периоды в среднем за год:

⁵ Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – 2015. URL: <https://docs.cntd.ru/document/420285750>.

⁶ Методика расчетно-экспериментального определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет испарения из емкостей хранения нефтепродуктов [Электронный ресурс] / АОЗТ «Кубаньэко». – Краснодар, 1996. URL: <https://meganorm.ru/Data1/47/47365/index.htm>

⁷ РД 153-39-018-97. Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации [Электронный ресурс]: утв. Минтопэнерго Рос. Федерации, 16.06.1997. URL: <https://docs.cntd.ru/document/471808867>.

⁸ ТКП 17.08-15-2011. Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов от объектов нефтедобычи и газопереработки. URL: <https://www.ecoinfo.by/wp-content/uploads/2022/07/17.08-15-2011.pdf>

$$P_{\text{общ}}^0 = P_{\text{л}}^0 + P_{\text{л}}^0, \quad (17)$$

где $Q_{\text{н}}$ – количество нефти (нефтепродуктов), перекачиваемое по магистральному трубопроводу, тонн;
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти (нефтепродуктов), принимается по данным лаборатории предприятия, т/м³;
 K_t^{max} , K_t^{min} – опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 3 согласно методическим рекомендациям⁹;
 $K_{\text{тр}}^{\text{сп}}$ – опытный коэффициент, принимается по Приложению 4 к методическим рекомендациям⁹;
 $K_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара (или группы резервуаров), принимается по Приложению 1 к методическим рекомендациям⁹;
 K_p – опытный коэффициент, принимается по Приложению 5 к методическим рекомендациям⁹;
 $K_{\text{ССВ}}$ – опытный коэффициент эффективности работы средств сокращения выбросов, принимаем в зависимости от типа конструкции резервуара по Приложению Е к расчетной методике¹⁰;
 m – средняя молекулярная масса паров нефти (нефтепродуктов) (г/моль), рассчитывается в зависимости от температуры начала кипения углеводородов ($t_{\text{нк}}$) по формуле (13).

Заключение. В результате проведенных исследований разработана методика, позволяющая, в отличие от норм естественной убыли, обоснованно оценивать уровень технологических потерь при транспортировке нефти и нефтепродуктов в зависимости от конструктивных особенностей оборудования, заданного количества источников потерь, периодичности операций, физико-химических свойств перекачиваемого продукта. Методика прошла апробацию на предприятии по транспорту нефти и нефтепродуктов. Расчеты были проведены отдельно по маршрутам транспортировки. При этом количество оборудования (насосов, задвижек, клапанов, фильтров, узлов учета и др.) определялось по ЛЧ, ЛПДС и НПС магистральных трубопроводов с учетом согласованных схем движения нефти и нефтепродуктов.

Объективная и полная оценка технологических потерь дает возможность, с одной стороны, учитывать их при заключении договоров с контрагентами на транспортировку нефти и нефтепродуктов по конкретным тарифным маршрутам (участкам), с другой – разрабатывать мероприятия по обоснованному снижению уровня этих потерь и осуществлять выбор более оптимальных схем движения углеводородов по линейным и площадочным объектам нефтетранспортного предприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Методика выполнения расчетов технологических потерь нефти // Вестн. Казан. технол. ун-та. – 2011. – № 18. – С. 265–267.
2. Разработка нормативов технологических потерь нефти на Курмышском месторождении ОАО «МАКойл» / Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин, А.А. Газизов и др. // Вестн. Казан. технол. ун-та. – 2012. – № 12. – С. 201–204.
3. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф.Ф. Абузова, И.С. Бронштейн, В.Ф. Новоселов и др. – М.: Недра, 1981. – 248 с.

REFERENCES

1. Khamidullina, F.F. & Khamidullin, R.F. (2011). Metodika vypolneniya raschetov tekhnologicheskikh poter' nefti [Methodology for performing calculations of technological oil losses]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of the Kazan Technological University]*, (18). 265–267. (In Russ., abstr. in Engl.)
2. Khamidullina, F.F., Khamidullin, R.F., Gazizov, A.A. & Ivanov, D.V. (2012). Razrabotka normativov tekhnologicheskikh poter' nefti na Kurmyshskom mestorozh-denii ОАО «МАКoil» [Development of standards for technological losses of oil at the Kurmysh field of ОАО МАКoil]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of the Kazan Technological University]*, (12). 201–204. (In Russ., abstr. in Engl.)
3. Abuzova, F.F., Bronshtein, I.S., Novoselov, V.F., Rzhavskii, E.L. & Fokin, M.N. (1981). *Bor'ba s poteryami nefti i nefteproduktov pri ikh transportirovke i khranении*. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Поступила 17.03.2023

⁹ Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – 2015. URL: <https://docs.cntd.ru/document/420285750>.

¹⁰ Методика расчетно-экспериментального определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет испарения из емкостей хранения нефтепродуктов [Электронный ресурс] / АОЗТ «Кубаньэко». – Краснодар, 1996. URL: <https://meganorm.ru/Data1/47/47365/index.htm>

**DEVELOPMENT OF METHODOLOGY FOR DETERMINING
TECHNOLOGICAL LOSSES OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS DURING TRANSPORTATION
BY MAIN PIPELINE TRANSPORT**

**S. BOSLOVIAK, A. KULBEI,
A. YAKUBENKO, A. YANUSHONOK**
(Euphrosyne Polotskaya State University of Polotsk)

During technological operations for the transportation of oil and oil products, there are losses of pumped products. Historically, these losses were recorded in accordance with the norms of natural loss, which are determined empirically and do not have a clear scientific justification. The article presents a methodological approach to determining the level of technological losses of oil and oil products during technological operations of transportation by main pipeline transport. All technological losses are divided into two groups: losses during maintenance and repair of pipeline equipment; losses due to evaporation from storage equipment. For each of the groups, a reasonable method for calculating technological losses is proposed, taking into account the peculiarities of equipment maintenance and the seasonal factor. The developed methodology can be used by oil and petroleum products transportation enterprises for an objective and complete assessment of technological losses, their subsequent.

Keywords: *technological losses, oil, petroleum products, technical maintenance, pipeline, tank*