SOCAR Proceedings

Environmental protection and safety techniques

journal home page: http://proceedings.socar.az

ФОРМИРОВАНИЕ НОВЫХ, «ЗЕЛЁНЫХ» ИНСТРУМЕНТОВ НОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ОПЫТА США И РОССИИ

Р. Е. Левитин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Formation of new, «green» tools for regulation of hydrocarbon emissions from vertical steel tanks based on an analysis of the experience of the United States and Russia

R. E. Levitin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

A B S T R A C T

The legislation of the Russian Federation regulating hydrocarbon emissions is a complex hierarchical structure formed by legal acts located at its different levels. Emissions to the atmosphere from tanks are directly determined according to guidelines developed and approved by the State Committee of the Russian Federation for Environmental Protection with the participation of the Atmosphere Research Institute in 1999. In the USA, emissions to the atmosphere from tanks are determined according to standards developed by the American Petroleum Institute API MPMS 19-1 and API MPMS 19-2. All of these methods have a number of advantages and disadvantages. The paper analyzes Russian and American methods on the example of a vertical steel tank (VST), and also proposes new tools for monitoring safe and environmentally friendly operation. Methods for determining emissions used in the United States, unlike Russian ones, are also officially regulated tools for determining the loss of hydrocarbons from evaporation. Such a system makes it possible to avoid discrepancies in the volumes of emissions obtained by different committees and services, taking into account the same physical processes. Therefore, in Russia it is necessary to obtain a unified calculation scheme and methodology for determining emissions from reservoirs.

Keywords: oil losses, reservoir storage, hydrocarbon emissions, oil evaporation, rates of natural loss, storage in VST.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В России ежегодно испаряются углеводороды стоимостью более 200 млрд руб. При этом официальной транспарентной статистики о выбросах углеводородов от испарения не ведется. Сегодня потери оцениваются с заметной погрешностью по нормам естественной убыли, разработанным в прошлом веке [1]. Методики, используемые в США, имеют ряд значимых отличий от российских, что не позволяет осуществлять их совместное использование в интернациональных компаниях и государственных органах. Большая часть мирового сообщества использует либо напрямую американские стандарты, либо их адаптированные варианты [2-4]. Для России, при выходе на новые международные и при защите уже освоенных рынков, необходимо, чтобы наши отраслевые нормы были наиболее точными и удобными в использовании. Это позволит одной из ведущих отраслей нашей страны работать эффективнее.

Постановка проблемы

Экологическое законодательство Российской Федерации представляет собой иерархическую структуру, сформированную правовыми актами, находящимися на разных ее уровнях. Основа – положения Конституции Российской Федерации, относящиеся к экологии. Ключевой акт в этой области – Закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды». Далее следуют законы и кодексы, посвященные отдельным аспектам, входящим в понятие «окружающей среды»: Закон о животном мире (1995 г.), Закон об охране атмосферного воздуха (1999 г.), Закон о недрах (1992 г.), Водный кодекс (2006 г.), Земельный кодекс (2001 г.) и Лесной кодекс (2006 г.) [5, 6].

Основываясь на федеральных законах и кодексах, законодательные органы субъектов Российской Федерации принимают собственные законы, касающиеся экологии, а федеральные органы, входящие в систему исполнительной власти России, издают нормативно-правовые акты, относящиеся к соответствующим сферам деятельности. Органы местного самоуправления также принимают участие в создании экологических документов.

Нижний уровень экологического законодательства представлен приказами, инструкциями и прочими нормативно-техническими документами с детально прописанными требованиями, действующими, как правило,

E-mail: 89028130230@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400930

в рамках отдельного предприятия или организации. Именно эти документы содержат конкретную для исполнения информацию и служат руководствами к действию в тех или иных ситуациях. И именно на них зачастую ссылаются правовые акты более высокого уровня, носящие скорее не детальный, а более общий характер.

Как уже упоминалось выше, основным нормативно-правовым актом законодательства РФ в области охраны воздуха является Федеральный закон РФ № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».

Федеральный закон направлен на реализацию прав граждан на благоприятную окружающую среду и достоверную информацию о ее состоянии и закрепляет правовые нормы охраны атмосферного воздуха. Обязательность государственного регулирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него, а также научная обоснованность, системность подхода к охране атмосферного воздуха и окружающей среды в целом, в соответствии с Федеральным законом является одними из ключевых принципов госуправления в области охраны атмосферы.

Федеральный закон определяет полномочия органов власти, деятельность, которая должна осуществляться в целях охраны атмосферного воздуха, виды контроля за охраной атмосферного воздуха, нормы качества атмосферного воздуха и регулирует вредные физические воздействия на атмосферный воздух. Назначает плату за выбросы вредных веществ и загрязнение окружающей природной среды и атмосферного воздуха, устанавливает права граждан, юридических лиц и общественных объединений, а также ответственность в области охраны атмосферного воздуха за нарушение законодательства. Существуют и другие законодательные и нормативные документы разного уровня. Непосредственно же выбросам в атмосферу из резервуаров в РФ посвящены «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», изданные в г. Новополоцк (1997 г.), с дополнениями НИИ Атмосфера (1999 г.), утвержденные Государственным комитетом РФ по охране окружающей среды [7].

Соединенные Штаты Америки

В США основным документом в области охраны воздуха является «Закон о чистом воздухе» (The Clean Air Act). Представленная в настоящей статье методика для расчета потерь углеводородов от испарений из резервуаров со стационарной крышей из стандарта API MPMS 19-1 и методика для резервуаров с понтоном из стандарта API MPMS 19-2 были разработаны Американским институтом нефти (American Petroleum Institute – API) [8, 9].

Стоит отметить, что наряду с упомянутыми выше стандартами Американского института нефти, существует документ Агентства по охране окружающей среды – EPA AP42 Compilation of Air Pollutant Emission Factors (Обзор факторов, загрязняющих воздух), в главе 7 которого (Liquid Storage Tanks – Резервуары для хранения жидких продуктов) приводится точно такая же методика для расчета выбросов в атмосферу из резервуаров, как и в стандартах API MPMS 19-1 и API MPMS 19-2. На ее основе Агентством по охране окружающей среды (EPA) была разработана программа для ЭВМ по определению выбросов из резервуаров в атмосферу «TANKS» [10].

Сборник стандартов по измерениям в нефтяной промышленности Американского института нефти, глава 19, раздел 1 (API MPMS 19.1) представляет методику для оценки общих потерь от испарений или эквивалентных выбросов углеводородов в атмосферу из резервуаров со стационарной крышей, предназначенных для хранения многокомпонентных углеводородов (таких как жидкие углеводороды, например – сырая нефть) или однокомпонентных углеводородов (таких как нефтехимическое сырье, например - этанол). Формула для расчета потерь от испарения при хранении (отсутствии рабочих операций в резервуарах) была усовершенствована во втором издании API 2518 (известном также как API Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19.1 (API MPMS 19.1)) по сравнению с той, которая использовалась в первом издании API 2518. Формула для определения потерь от испарения при рабочих операциях во втором издании API 2518 осталась такой же, как и в первом издании.

В третьем издание применяются те же самые расчетные формулы, что и во втором издании, но в нем в качестве дополнительной информации приводится упрощенная процедура расчета потерь от испарения.

Методика расчета была разработана API Committee on Evaporation Loss Estimation (Комитетом по оценке потерь от испарений Американского института нефти). Формулы основываются на данных, полученных на тестовых и реальных резервуарах. Формулы предназначены для определения потерь от испарений для оборудования общих типов. Специализированное оборудование, изготовленное по индивидуальным проектам, в API MPMS 19.1 не рассматривается.

Формулы предназначены для оценки годовых потерь от испарения из неизолированных резервуаров стандартных размеров со стационарной крышей для хранения жидкостей с различными значениями давления насыщенного пара, эксплуатирующихся в разнообразных метеорологических условиях. В стандарте подчеркивается, что формулы были получены для не кипящих продуктов, хотя в настоящий момент в США, не типично хранить летучие жидкости с действительным значением абсолютного давления насыщенного пара более 1.5 фунтов на квадратный дюйм (≈10 кПа) в резервуарах со стационарной крышей. Для расчета выбросов из резервуаров, в которых находится продукт при температуре равной или превышающей температуру кипения, либо при температуре воспламенения, может использоваться модель «E&P Tank», разработанная API. В стандарте API MPMS 19.1 указывается на то, что без конкретных данных из реальной эксплуатации резервуара оценочные методики становятся менее точными, если используются для определения потерь на период времени менее одного года.

Формулы, приведенные в API MPMS 19.1, не используются в следующих случаях:

1. Для оценки потерь кипящих или нестабильных продуктов, нефтей или нефтепродуктов, давление насыщенного пара которых неизвестно или не может быть легко спрогнозировано;

2. Для оценки потерь из резервуаров с понтоном;

3. Для оценки потерь из резервуаров со стационарной крышей, имеющих изоляцию крыши или стенок.

В стандарте API MPMS 19.1 приводится описание того, как определяются значения переменных, входящих

в состав формул, даются ссылки на таблицы и рисунки, содержащие информацию о наиболее общих (типичных) значениях, которые могут использоваться, если нет точных данных для конкретного рассматриваемого случая.

Более того, предложенная методика была разработана для определения типичных потерь из резервуаров со стационарной крышей, которые подвергаются надлежащему техническому обслуживанию и эксплуатируются в нормальных рабочих условиях. Потери из резервуаров при плохом техническом обслуживании могут быть значительно выше. Поскольку формулы для оценки потерь основываются на условиях, характерных для большой совокупности резервуаров, оценка потерь для группы резервуаров со стационарной крышей будет более точной, чем оценка потерь для одного конкретного резервуара [11, 12].

В стандарте API MPMS 19.1 подчеркивается, что не следует подбирать оборудование основываясь только на выводах о потерях от испарений. Многие другие факторы, не рассмотренные в API MPMS 19.1, такие как эксплуатация резервуара, техническое обслуживание и безопасность, могут быть более значимы при проектировании и подборе оборудования для резервуара в заданных условиях использования [13].

В дальнейшем, при описании методики расчета потерь, приведенной в стандарте APIMPMS 19.1, внимание будет сосредоточено только на тех формулах, диаграммах и таблицах, которые необходимы для определения потерь от испарения из РВС со стационарной крышей при хранении сырой нефти.

Методология

Общие потери от испарения, L_T

Общие потери от испарения, L_T (фунты в год), складываются из потерь при отсутствии рабочих операций в резервуаре (хранении) и потерь при наполнении резервуара и откачке из него продукта (работе):

$$L_T = L_S + L_W \quad (1)$$

где L_S – потери продукта при хранении (фунты в год),

L_W – потери продукта при работе (фунты в год).

Потери от испарения при хранении (отсутствии рабочих операций в резервуаре) L_S

Для расчета L_S – потерь при хранении, по методике Американского института нефти требуется следующая информация по резервуару:

1. диаметр,
2. высота стенки,
3. тип крыши (купольная или конусная),
4. цвет окраски наружной поверхности,
5. место расположения, и информация по продукту:
6. уровень,
7. тип (вид),
8. среднемассовая температура,
9. давление насыщенных паров по Рейду.

Причём эта информация должна быть представлена в единицах измерения, используемых в США. Пример перевода исходных данных при определении выбросов паров углеводородов для методик API MPMS 19.1 представлен в таблице.

Для уточнённой оценки потерь продукта при хранении потребуются все или некоторые следующие дополнительные сведения:

1. настройки дыхательного клапана по манометрическому и вакуумметрическому давлению,
2. среднесуточная температура атмосферного воздуха,
3. температура поверхности нефти или нефтепродукта,
4. суточные колебания температуры атмосферного воздуха,
5. радиус купольной крыши или угол наклона конусообразной крыши,
6. суммарная суточная инсоляция на горизонтальной поверхности,
7. молярная масса паров продукта,
8. атмосферное давление.

Потери от испарений при хранении L_s возникают при выбросах парового пространства резервуара.

Для определения потерь от испарения при хранении используется формула:

$$L_s = 365 K_E H_{VO} \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) K_s W_V \quad (2)$$

где, K_E – коэффициент расширения парогазового пространства (безразмерная величина),

H_{VO} – свободное парогазовое пространство резервуара (в футах),

D – внутренний диаметр резервуара (в футах),

K_S – коэффициент насыщения выпускаемых паров (безразмерная величина),

W_V – плотность паров продукта (в фунтах на кубический фут),

365 – количество дней в году.

Если резервуар со стационарной крышей представляет собой конструкцию на болтовых или клепочных соединениях, у которой пластины крыши или стенок не являются газонепроницаемыми, то принимается $\Delta P_B = 0$ фунтов на квадратный дюйм, даже если резервуар оснащен дыхательными клапанами.

Если настройки дыхательного клапана значительно выше указанного стандартного значения, то для более точного определения коэффициента расширения парогазового пространства K_E используется формула.

Если в результате расчета окажется что $K_E < 0$, то принимается $K_E = 0$, что, в свою очередь, приведет к тому, что рассчитанные потери при хранении будут равны нулю, на том основании, что диапазон настройки по давлению дыхательного клапана достаточно большой, чтобы предотвратить потери при дыхании.

Потери от испарения при работе (наполнении и откачке) L_W

Потери от испарения при работе возникают в результате операций по заполнению резервуара и откачке из него продукта [14, 15].

Для определения потерь от испарения при работе требуются следующие исходные данные:

1. молярная масса паров продукта,
2. ДНП по Рейду (или стандартное давление насыщенных паров по Рейду),
3. диаметр резервуара и максимальный уровень жидкого продукта,
4. годовая производительность нетто (связанная с увеличением уровня жидкого продукта в резервуаре),

Таблица

Перевод исходных данных при определении выбросов паров углеводородов по методике APIMPMS 19.1

	Параметр	исходное значение	исходная единица измерения используемая в РФ	преобразованное значение	преобразованная единица измерения для методики расчета API
Параметры окружающей среды					
P_A	атмосферное давление	760	мм. рт. ст.	14.7	Фунт/на квадратный дюйм. абсолютное
T_{max}	максимальная суточная температура атмосферного воздуха	5.9	°C	42.6	гр. Фаренгейта
T_{min}	минимальная суточная температура атмосферного воздуха	-7.3	°C	18.9	гр. Фаренгейта
I	общая инсоляция на горизонтальную поверхность	16.26	МДж/м^2	1432	Британские тепловые единицы /кв. фут день
Параметры вертикального стального резервуара					
H_S	высота стенки	11.92	м	39	футы
H_R	высота крыши	3.7	м	12.1	футы
D	диаметр	47.433	м	156	футы
R_R	радиус купола крыши	77.86	м	255	футы
P_{BP}	давление дыхательного клапана (положительная уставка)	1600	Па	0.232	фунт/кв. дюйм
P_{BV}	давление дыхательного клапана (отрицательная, вакуумметрическая уставка)	-150.00	Па	-0.0218	фунт/кв. дюйм
H_{LX}	максимальный уровень жидкого продукта	10.7	м	35	футы
Рабочие параметры резервуара					
Q	объем закачиваемого в резервуар продукта за год	345	тыс. м^3/год	2170000	баррелей в год
H_L	Фактический уровень жидкого продукта	5.116	м	16.8	футы

5. скорость оборота продукта,
6. вид продукта.

Более точно потери от испарения можно рассчитать при наличии следующих данных:

1. настройки дыхательных клапанов,
2. температура поверхности жидкого продукта.

Потери от испарения при рабочих операциях в резервуаре определяются по следующей формуле:

$$L_W = NH_{LX}\left(\frac{\pi}{4}D^2\right)K_N K_P K_B W_V \qquad (3)$$

где, N – оборачиваемость нефти или нефтепродукта (оборотов в год),

H_{LX} – максимальный уровень нефти или нефтепродукта в резервуаре (в футах),

D – внутренний диаметр резервуара (в футах),

K_N – коэффициент потерь нефти или нефтепродукта от одного оборота,

K_P – коэффициент потерь, зависящий от типа нефти или нефтепродукта (безразмерный),

K_B – коэффициент регулировки давления дыхательного клапана (поправочный),

W_V – плотность паров нефти или нефтепродукта (в фунтах на кубический фут).

На данный момент в России потери оцениваются по обобщенным нормам естественной убыли. В которых, например, испарение внутри одного сезона величина постоянная. Это несмотря на то, что фактическая температура может меняться более чем на 30 °C. А подобное изменение температуры многокомпонентной жидкости может увеличить выбросы более чем на 200% [16]. Деление нефтепродуктов на группы также допускает погрешность по давлению насыщенного пара до 200% (рис. 1).

Так, давления насыщенных паров бензинов (одна группа) находятся в достаточно широких пределах (от 66 до 130 кПа), а это основная характеристика, определяющая склонность продукта к испарению. Согласно нормам естественной убыли деление нефти на группы вообще не предусмотрено. Таким образом, получается, что все нефти одинаково испаряются, а это не соответствует действительности.

Поэтому нами проводился поиск новых инструментов нормирования выбросов углеводородов из вертикальных стальных резервуаров. Как известно, самый точный результат дало бы прямое измерение потерянных углеводородов. Однако на сегодняшний момент это невозможно. Поэтому предлагается измерять выбросы через изменение концентрации и объёма внутри резервуара, которое в свою очередь можно определить разными способами, в том числе через колебания температуры. На рисунке 2 показано распределение температуры в районе исследуемого резервуара. Из графика видны ночные и дневные пики температуры за месяц. Зеленая напоминающая синусоиду линия.

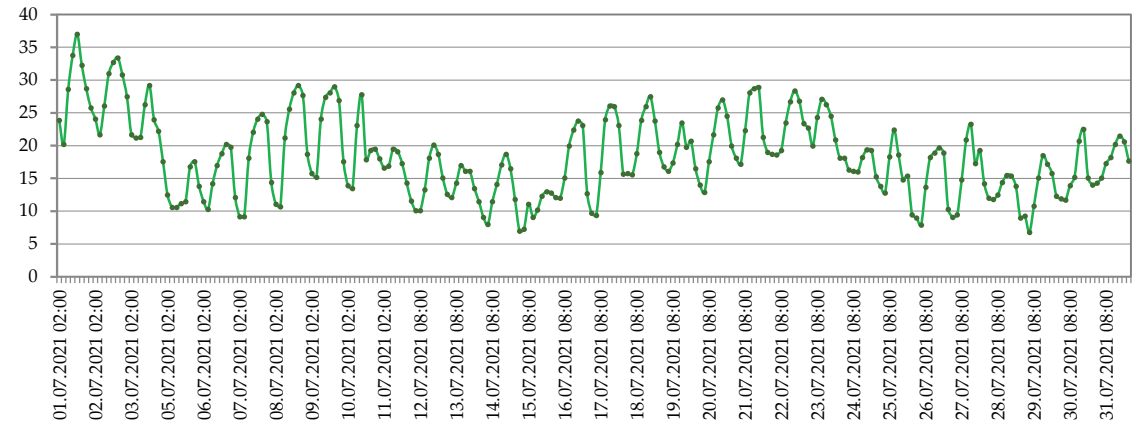
Колебания давления в 2 раза

Приложение 1
к нормам естественной убыли
нефтепродуктов при хранинии

Рапределение
нефтепродуктов по группам для применения норм естественной убыли нефтепродуктов на нефтебазах (складах, хранилищах) и автозаправочных станциях (автозаправочных комплексах, топливозаправочных пунктах)

Группа нефтепродуктов	Наименование нефтепродукта	
1	2	
2 ГОСТ Р 51866-2002 ТУ 0251-003-49247367-2002 ГОСТ Р 54389-2011 ТУ 39-1340-89	Бензин автомобильные всех марок. Прямогонные бензины. Газовый конденсат стабильный. Бензин газовый стабильный (из газового конденсата).	до 100 кПа 66.7 кПа 66.4 кПа до 130 кПа
2	Нефтяные растворители всех марок с температурой начала кипения от 50 °С до 100 °С. Бензины авиационные всех марок. Изооктан технический. Гептан нормальный. Бензол нефтяной. Отработанные нефтепродукты марки СНО. Топливо для реактивных двигателей Т-2.	

Рис. 1. Колебания давления в нормах естественной убыли для одной группы



Распределение температуры °С, в районе резервуара

Рис. 2. Колебания суточной температуры в районе модельного резервуара

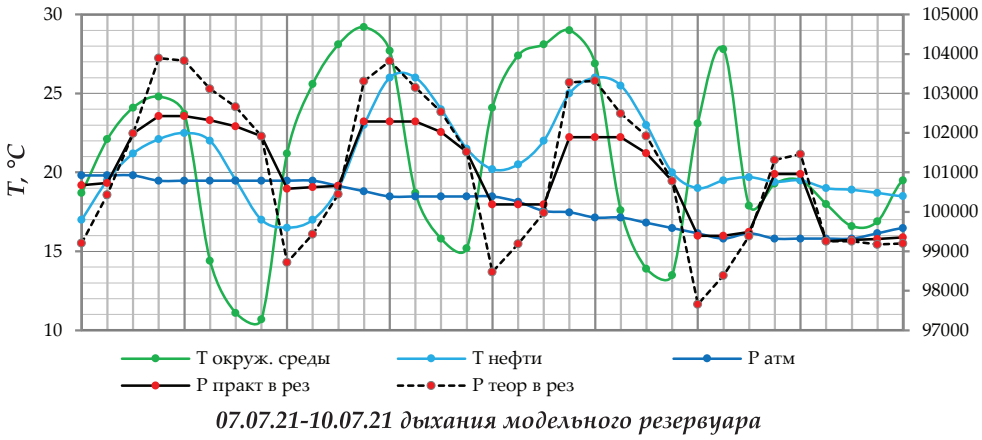
На нижнем графике рисунке 3 эта линия несколько укрупнена и к ней добавлена ещё одна зеленая линия – изменение температура нефти внутри резервуара с учётом нескольких факторов, основной из которых инерция. Синим показано изменение атмосферного давления. Чёрная пунктирная линия показывает теоретическое изменение давления внутри резервуара без учёта работы дыхательной арматуры. А сплошная чёрная линия – с учётом этой работы. Разница между этими линиями вверху – определяет объём выброшенных углеводородов, внизу – объём вовлечённого воздуха.

На сегодня экстремумы и темп их достижения на графике, к сожалению, нам приходится прогнозировать на основе лабораторных исследовании. Но по прошествии времени, когда наберётся достаточная практическая база данных по конкретной нефти или нефтепродукту, и соответствующая этому база с темпом изменения давления для различных термобарических условий для конкретного резервуара, мы сможем определять выбросы с очень высокой точностью.

Проведя математическую обработку по разработанному алгоритму и ПО в исследуемом резервуаре были определены конкретные объёмы выбросов при каждом малом дыхании.

Обсуждение

Необходимость в расчетных методиках для определения выбросов в атмосферу из резервуаров в результате испарения, обуславливается существующим внутригосударственным законодательством и международными соглашениями. При этом нормативные документы США и России являются частью законодательно-нормативной иерархической структуры своих стран и содержат официально признанные расчетные методики, которые, в частности американские, известны и используются не только в стране, где они были разработаны, но и далеко за ее пределами. Методики для определения выбросов, использующиеся в США, одновременно являются и официально регламентированными инструментами для расчета потерь углеводородов от испарения. В текстах американских стандартов API MPMS 19-1 и API MPMS 19-2 эти два понятия вообще стоят рядом («выбросы/потери»), и даже методика другой организации, Агентства по охране окружающей среды, как упоминалось выше, идентична методикам API [17].



07.07.21-10.07.21 дыхания модельного резервуара

Рис. 3. Определение объёма выбросов углеводородов

В России – другая ситуация. Существуют методики определения выбросов паров нефти. Ими пользуются контролирующие органы, экологи для прогноза и оценки воздействия на атмосферный воздух от существующих или проектируемых объектов. И методики для определения потерь от испарения которые получили широкое распространение в академической среде, ими пользуются студенты-нефтяники, представители промышленных предприятий и научные сотрудники для прогноза потерь нефти и разработке мероприятий по их снижению. Они были предложены в разное время отдельными авторами: Ф. Ф. Абузовой, Н. Н. Константиновым, А. А. Коршаком, В. И. Черникиным [18, 19]. К сожалению, все эти методики имеют значительное количество параметров имеющих большую вариативность (человеческий фактор), сложны для автоматизации и практического применения, а главное не имеют статуса официальных нормативных документов.

Выводы

Таким образом, очевидно, что в данной области в России существует явный пробел. Поэтому необходимо получить единую расчётную схему и методику для определения выбросов и потерь из резервуаров, которая должна повысить точность и объективность принятия решений при оценке экологической эффективности проектов и действующих промышленных предприятий. Для этого необходимо провести дополнительные собственные исследования, а также обратиться к передовому Российскому и международному опыту [20-25].

Литература

1. Hermawan, Y. D., Kristanto, D., Hariyadi. (2021). Oil losses problem in oil and gas industries, Yogyakarta, Indonesia /in: Crude Oil – New Technologies and Recent Approaches. *IntechOpen.*

2. (2020). API Standarts: International usage and deployment. *American Petroleum Institute.*

3. Levitin, R. E. (2018). Normalization of hydrocarbon emissions in Germany. I*OP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 357, 012019.

4. Tomás Guillermo, M. C. (2010). Recuperación de vapores hidrocarburos en cúpulas de tanques de almacenamiento con un equipo no convencional. *México: Universidad Nacional Autónoma de México.*

5. (1999). Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» N 96-ФЗ от 4 мая 1999 г. РФ.

6. (2002). Федеральный закон «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 12 января 2002 г. РФ.

7. (1999). Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. *Казань: Казанское управление «Оргнефтехимзаводы», ГК РФ по охране окружающей среды.*

8. (2002). API Manual of petroleum measurement standards. Chapter 19 - Evaporative-loss measure-ment, Section 1 - Evaporative loss from fixed-roof tanks. Third Edition. *American Petroleum Institute.*

9. (2003). API Manual of petroleum measurement standards. Chapter 19 - evaporative-loss measure-ment, Section 2 - Evaporative loss from floating-roof tanks. Second Edition. *American Petroleum Institute.*

10. (2006). EPA emission factor documentation for AP-42, Section 7.1. Organic liquid storage tanks. *U. S. Environmental Protection Agency Office of Air Quality Planning and Standards Emission Fac-tor and Inventory Group.*

11. Левитин, Р. Е. (2015). Зарубежный и российский опыт определения выбросов паров нефти из вертикальных стальных резервуаров. *Тюмень: ТюмГНУ.*

12. Matsumura, I. (1974). Evaporation loss of hydrocarbon in handling petroleum. *Bulletin of The Ja-pan Petroleum Institute,* 2, 132-139.

13. Abdelmajeed, M. A., Onsa, M. H., Rabah, A. A. (2009). Management of evaporation losses of gas-oline's storage tanks. *Sudan Engineering Society Journal*, 52, 39-43.

14. Clavijo Mayorga, D. G., Padilla Erazo, W. L. (2014). Minimización de pérdidas en los tanques de almacenamiento de naftas en refinería Esmeraldas. *Quito: Escuela Politécnica Nacional.*

15. Magaril, E. (2015). Reducing gasoline loss from evaporation by the introduction of a surface-active fuel additive. *WIT Transactions on The Built Environment*, 146, 233-242.

16. Любин, Е. А. (2007). Прогнозирование потерь нефти из вертикальных цилиндрических резервуаров. Записки Горного института, 181, 132-134.

17. Кампа, Е., Уорд, Д. Г., Лейппранд, А. (2007). Сближение с воздухоохранной политикой ЕС – краткий путеводитель для стран-партнеров по Европейской политике добрососедства, и России. Путеводитель по политике: воздухоохранная политика ЕС. *ECOLOGIC – Институт Международной и европейской Экологической Политики.*

18. Лебедев, И. В., Абузова, Ф. Ф., Щеглов, В. Е. (2006). Модели расчёта мощности выброса углеводородов в атмосферу при транспортировке и хранении нефтепродуктов. *Экология и промышленность России*, 5, 28-29.

19. Коршак, А. А., Коршак, Ан. А. (2021). Оценка вклада повышения объема паровоздушной смеси над объемом закачки в потерях нефти и нефтепродуктов от испарения. *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*, 11(4), 452–459.

20. Левитин, Р. Е., Земенков, Ю. Д. (2016). Новый подход к определению выбросов паров нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах. *Нефтяное хозяйство*, 1, 110-114.

21. Гарусова, Л. Н., Курьянова, У. Ю. (2019). Политика и законодательство США в экологической сфере. *Труды ИИАЭ ДВО РАН*, 24(3), 147-160.

22. Mihajlović, M. A., Veljašević, A. S., Jovanović, J. M., Jovanović, M. B. (2013). Estimation of evaporative losses during storage of crude oil and petroleum products. *Journal Hemijska Industrija*, 67(1), 165–174.

23. Lyubin, E. A. (2014). Evaluation of a technology for capturing petroleum vapors from Rvs-type storage tanks with the use of a pump-ejector plant. *Chemical and Petroleum Engineering*, 50(5), 288–293.

24. Veronico, L. K., Yansen, H., Antonius, I. (2020). Surface cover method to reduce evaporation rate of crude oil. I*OP Conference Series Materials Science and Engineering*, 823, 012012.

25. Karbasian, H. R., Kim, D. Y., Yoon, S. Y., et al. (2017). A new method for reducing VOCs for-mation during crude oil loading process. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 31(4), 1701–1710.

References

1. Hermawan, Y. D., Kristanto, D., Hariyadi. (2021). Oil losses problem in oil and gas industries, Yogyakarta, Indonesia /in: Crude Oil – New Technologies and Recent Approaches. *IntechOpen.*

2. (2020). API Standarts: International usage and deployment. *American Petroleum Institute.*

3. Levitin, R. E. (2018). Normalization of hydrocarbon emissions in Germany. I*OP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 357, 012019.

4. Tomás Guillermo, M. C. (2010). Recuperación de vapores hidrocarburos en cúpulas de tanques de almacenamiento con un equipo no convencional. *México: Universidad Nacional Autónoma de México.*

5. (1999). Federal Law "On the protection of atmospheric air" N 96-FZ dated 4 May 1999 RF.

6. (2002). Federal Law "On environmental protection" No. 7-FZ dated 12 January 2002 RF.

7. (1999). Methodical instructions for pollutant emissions determination into the atmosphere from res-ervoirs. *Kazan: Kazan management "Orgneftekhimzavods", State Committee for Environmental Protection of the Russian Federation*.

8. (2002). API Manual of petroleum measurement standards. Chapter 19 - Evaporative-loss measure-ment, Section 1 - Evaporative loss from fixed-roof tanks. Third Edition. *American Petroleum Institute.*

9. (2003). API Manual of petroleum measurement standards. Chapter 19 - evaporative-loss measure-ment, Section 2 - Evaporative loss from floating-roof tanks. Second Edition. *American Petroleum Institute.*

10. (2006). EPA emission factor documentation for AP-42, Section 7.1. Organic liquid storage tanks. *U. S. Environmental Protection Agency Office of Air Quality Planning and Standards Emission Fac-tor and Inventory Group.*

11. Levitin, R. E. (2015). Foreign and Russian experience in determining oil vapour emissions from ver-tical steel tanks. *Tyumen: TyumGNU.*

12. Matsumura, I. (1974). Evaporation loss of hydrocarbon in handling petroleum. *Bulletin of The Ja-pan Petroleum Institute*, 2, 132-139.

13. Abdelmajeed, M. A., Onsa, M. H., Rabah, A. A. (2009). Management of evaporation losses of gas-oline's storage tanks. *Sudan Engineering Society Journal*, 52, 39-43.

14. Clavijo Mayorga, D. G., Padilla Erazo, W. L. (2014). Minimización de pérdidas en los tanques de almacenamiento de naftas en refinería Esmeraldas. *Quito: Escuela Politécnica Nacional.*

15. Magaril, E. (2015). Reducing gasoline loss from evaporation by the introduction of a surface-active fuel additive. *WIT Transactions on The Built Environment,* 146, 233-242.

16. Lyubin, E. A. (2007). Prediction of oil losses from vertical cylindrical tanks. *Journal of Mining Institute*, 181, 132-134.

17. Kampa, E., Ward, D. G., Leipprand, A. (2007). Convergence with EU air policy - a short guide for European Neighbourhood Policy partner countries, and Russia. Policy guide: the EU air policy. *ECOLOGIC - Institute for International and European Environmental Policy*.

18. Lebedev, I. V., Abouzova, F. F., Shcheglov, V. E. (2006). Calculation of the maximal capacity of hydrocarbons emission for objects of transportation and storage of oil and oil products. *Ecology and Industry of Russia*, 5, 28-29.

19. Korshak, A. A., Korshak, An. A. (2021). Estimation of the contribution of vapour-air mixture vol-ume increase over injection volume in oil and oil products losses from evaporation. *Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products*, 11(4), 452-459.

20. Levitin, R. E., Zemenkov, Yu. D. (). The new approach to accurately determination of oil tanks evaporation. *Oil Industry*, 1, 110-114.

21. Garusova, L. N., Kuryanova, U. Yu. (2019). U.S. environmental policy and legislation. *Proceedings of IIAE FEB RAS*, 24(3), 147-160.

22. Mihajlović, M. A., Veljašević, A. S., Jovanović, J. M., Jovanović, M. B. (2013). Estimation of evapo-rative losses during storage of crude oil and petroleum products. *Journal Hemijska Industrija*, 67(1), 165–174.

23. Lyubin, E. A. (2014). Evaluation of a technology for capturing petroleum vapors from Rvs-type storage tanks with the use of a pump-ejector plant. *Chemical and Petroleum Engineering*, 50(5), 288–293.

24. Veronico, L. K., Yansen, H., Antonius, I. (2020). Surface cover method to reduce evaporation rate of crude oil. *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*, 823, 012012.

25. Karbasian, H. R., Kim, D. Y., Yoon, S. Y., et al. (2017). A new method for reducing VOCs for-mation during crude oil loading process. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 31(4), 1701–1710.

Формирование новых, «зелёных» инструментов нормирования выбросов углеводородов из вертикальных стальных резервуаров на основе анализа опыта США и России

Р. Е. Левитин
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Реферат

Законодательство Российской Федерации, регламентирующее выбросы углеводородов, представляет собой сложную иерархическую структуру, сформированную правовыми актами, находящимися на разных ее уровнях. Непосредственно выбросы в атмосферу из резервуаров определяют по методическим указаниям, разработанным и утвержденным Государственным комитетом РФ по охране окружающей среды при участии НИИ Атмосфера в 1999 г. В США выбросы в атмосферу из резервуаров определяют по стандартам, разработанным Американским институтом нефти API MPMS 19-1 и API MPMS 19-2. Все эти методики обладают рядом достоинств и недостатков. В работе проведён анализ Российских и Американских методик на примере вертикального стального резервуара (РВС), а также предложены новые инструменты контроля за безопасной и экологичной эксплуатацией. Методики для определения выбросов, используемые в США, в отличие от Российских одновременно являются и официально регламентированными инструментами определения потерь углеводородов от испарения. Подобная система позволяет избежать расхождений объёмов выбросов, получаемых различными комитетами и службами при учёте одних и тех же физических процессов. Поэтому и в России необходимо получить единую расчётную схему и методику для определения выбросов из резервуаров.

Ключевые слова: потери нефти, резервуарное хранение, выбросы углеводородов, испарение нефти, нормы естественной убыли, хранение в РВС.

ABŞ və Rusiya təcrübəsinin təhlili əsasında şaquli polad rezervuarlardan karbohidrogen tullantılarının normalaşdırılmasının yeni, «yaşıl» alətlərinin formalaşdırılması

R. Y. Levitin
Tümen Sənaye Universiteti, Tümen, Rusiya

Xülasə

Rusiya Federasiyasının karbohidrogen emissiyalarını tənzimləyən qanunvericiliyi, müxtəlif səviyyələrdə yerləşən, hüquqi aktlarla formalaşan mürəkkəb bir iyerarxik quruluşdur. Rezervuarlardan atmosferə tullantılar 1999-cu ildə Rusiya Federasiyasının ətraf mühitin mühafizəsi üzrə Dövlət Komitəsi tərəfindən və Atmosfer Tədqiqat İnstitutunun iştirakı ilə hazırlanmış və təsdiq edilmiş metodik göstərişlərlə müəyyən edilir. ABŞ-da rezervuarlardan atmosferə atılan tullantılar Amerika Neft İnstitutu API MPMS 19-1 və API MPMS 19-2 tərəfindən hazırlanmış standartlara əsasən müəyyən edilir. Bütün bu metodikaların bir sıra üstünlükləri və mənfi cəhətləri var. Məqələdə şaquli polad rezervuarın (ŞPR) timsalında Rusiya və Amerika texnikalarının təhlili aparılmış, həmçinin təhlükəsiz və ekoloji istismarın nəzarəti üçün yeni vasitələr təklif edilmişdir. ABŞ-da istifadə olunan tullantıların müəyyənləşdirilməsi metodikaları, Rusiya metodikalarından fərqli olaraq, həm də buxarlanmadan karbohidrogen itkisini müəyyənləşdirmək üçün rəsmi tənzimlənən vasitələrdir. Belə bir sistem, eyni fiziki prosesləri nəzərə alarkən müxtəlif komitə və xidmətlər tərəfindən alınan tullantıların həcm uyğunsuzluqların qarşısını almağa imkan verir. Buna görə Rusiyada da rezervuarlardan tullantıları müəyyənləşdirmək üçün vahid hesablama sxemi və metodikanı əldə etmək lazımdır.

Açar sözlər: neft itkiləri; rezervuarda saxlanma; karbohidrogen tullantıları; neftin buxarlanması; təbii itki normaları; ŞPR-da saxlanma.