А.А. Коршак (Научно-технический центр трубопроводного транспорта ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта», г. Уфа, Российская Федерация), **И.М. Руфанова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АКТУАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «МАЛЫХ ДЫХАНИЙ» РЕЗЕРВУАРОВ

Alexey A. Korshak (Scientific and Technical Center of Pipeline Transport LLC Scientific Research Institute of Pipeline Transport, Ufa, Russian Federation),
Inna M. Rufanova (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

PREDICTION TECHNIQUE UPDATE FOR PETROLEUM PRODUCTS LOSSES DUE TO TANK «MINOR BREATHING»

Введение

Сокращение потерь нефтепродуктов от испарения является весьма актуальной задачей. Поэтому данная проблема продолжает оставаться в центре внимания исследователей. В процессе длительного хранения нефтепродуктов в резервуарах при пониженных разливах «малые дыхания» нередко становятся причиной значительных сверхнормативных потерь. Кроме того, совокупные годовые потери нефтепродуктов от «малых дыханий» из резервуаров вместимостью до 1000 м³ при низком коэффициенте оборачиваемости (менее 5) могут превышать совокупные годовые потери от «больших дыханий». Это обусловлено тем, что потери, связанные с изменением температуры газового пространства резервуаров, имеют место каждый день, а при заполнении емкостей - эпизодически. Поэтому правильная оценка потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» весьма актуальна.

Background

Reducing the loss of oil products from evaporation is a very urgent task. Therefore, this problem continues to be the focus of attention of researchers. In the process of long-term low innage storage of petroleum products in tanks, excessive losses are often caused by «minor breathing». In addition, the total annual «minor breathing» losses of petroleum products from tanks with a capacity of up to 1000 m³ at a low turnover rate (less than 5) may exceed the total annual «major breathing» losses. This is due to the fact that losses associated with tank gas space temperature changes occur every day, and when tank filling - occasionally. Therefore, a proper assessment of petroleum product losses due to tank «minor breathing» is highly relevant.

Цели и задачи

Целью данной статьи является актуализация методики прогнозирования потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» резервуаров.

Результаты

Предложена актуализированная методика прогнозирования потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» резервуаров, в том числе:

- получена уточненная формула для оценки величины потерь;
- уточнена методика расчета концентраций углеводородов и температуры ГП резервуаров в течение дня.

Aims and Objectives

The purpose of this article is to update the methodology for predicting petroleum product losses caused by tank «minor breathing».

Results

An updated technique for predicting petroleum product losses caused by tank «minor breathing» is proposed, including:

- an improved formula for estimating the value of losses;
- a refined calculation technique for hydrocarbon concentrations and tank gas space temperature during the day.

Ключевые слова: резервуар; потери нефти и нефтепродуктов от испарения; динамика насыщения газового пространства резервуаров; «малые дыхания»; характерное время

Key words: tank; evaporation losses of petroleum and petroleum products; dynamics of tank gas space saturation; «minor breathing»; characteristic time

Сокращение потерь нефтепродуктов от испарения является весьма актуальной задачей. Поэтому данная проблема продолжает оставаться в центре внимания исследователей [1-3].

В процессе длительного хранения нефтепродуктов в резервуарах при пониженных взливах «малые дыхания» нередко становятся причиной значительных сверхнормативных потерь. Кроме того, совокупные годовые потери нефтепродуктов от «малых дыханий» из резервуаров вместимостью до 1000 м³ при низком коэффициенте оборачиваемости (менее 5) могут превышать совокупные годовые потери от «больших дыханий». Это обусловлено тем, что потери, связанные с изменением температуры газового пространства (ГП) резервуаров, имеют место каждый день, а при заполнении емкостей - эпизодически. Поэтому правильная оценка потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» весьма актуальна.

Несмотря на то, что данную задачу решали многие авторы, в настоящее время оценку потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» принято выполнять по формуле, полученной профессором Н.Н. Константиновым [4]

$$G_{\text{мд}} = m_y \cdot V_{\Gamma} \cdot \ln \left(\frac{P_{\Gamma 1} - P_{\text{min}}}{P_{\Gamma 2} - P_{\text{max}}} \cdot \frac{T_{\Gamma \text{max}}}{T_{\Gamma \text{min}}} \right), \quad (1)$$

где m_y - среднее за «выдох» массовое содержание паров нефтепродукта в вытесняемой паровоздушной смеси (ПВС);

V_{Γ} - объем ГП резервуара при длительном хранении нефтепродукта;

$P_{\Gamma 1}, P_{\Gamma 2}$ - давление срабатывания дыхательной арматуры при «вдохе» и «выдохе»;

$P_{\text{min}}, P_{\text{max}}$ - минимальное и максимальное парциальное давление паров нефтепродукта в ГП в течение суток;

$T_{\Gamma min}, T_{\Gamma max}$ - минимальная и максимальная температуры ГП за сутки.

Дополнением к формуле (1) является инженерная методика прогнозирования входящих в нее параметров, изложенная в монографии [5]. Ценность данной методики особенно хорошо видна на фоне предельно упрощенных зарубежных формул для прогнозирования годовых потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» [6, 7].

Следует, однако, напомнить, что профессор Н.Н. Константинов лично выполнил сравнение результатов расчета по формуле (1) с фактическими потерями нефтепродуктов при их длительном хранении в резервуарах 4-х американских фирм. Им установлено, что в 75 % случаев результаты расчетов оказались заниженными (в худшем случае - на 55 %) [5]. Данные результаты связаны с рядом допущений, сделанных профессором Н.Н. Константиновым при получении расчетных зависимостей. Кроме того, в последние годы получен ряд результатов, позволяющих актуализировать методику расчета потерь нефтепродуктов от «малых дыханий», изложенную в [4, 5].

Одним из основных при получении формулы (1) было допущение о том, что максимальное парциальное давление углеводородов в ГП резервуаров достигается одновременно с установлением максимальной температуры ПВС в нем. В противном случае формула (1) не была бы столь простой.

С целью проверки данного допущения в работе [8] выполнено моделирование процессов в газовом пространстве резервуаров типа РВС при хранении бензина в различных климатических условиях и при различных уровнях их заполнения.

Установлено, что открытие клапана давления происходит через 1,2-2,5 ч после начала роста температуры в ГП.

Обработка результатов расчета позволила установить, что величина τ_1 связана с продолжительностью дня и относительной высотой заполнения резервуара $H_{взл}/H_p$ зависимостью

$$\tau_1 = 2,78 - 0,07 \cdot \tau_{дн} - 0,0712 \cdot \left(\frac{H_{взл}}{H_p} \right). \quad (2)$$

В течение времени τ_1 температура ГП и парциальное давление паров бензина становятся выше, чем аналогичные величины ($T_{\Gamma min}, P_{min}$) в момент восхода солнца.

Также в результате моделирования установлено, что закрытие клапана давления происходит, как правило, некоторое время спустя после достижения максимума температуры ГП (через 0,03-3 ч).

Этот момент времени можно найти по зависимости

$$\tau_2 = -0,197 + 0,805 \cdot \tau_{дн} - 1,99 \cdot \left(\frac{H_{взл}}{H_p} \right). \quad (3)$$

Наконец, в результате моделирования установлено, что после завершения «выдоха» рост парциального давления паров бензина в ГП резервуаров продолжается еще некоторое время.

В этой связи формула (1) нуждается в уточнении. Повторив ее вывод при других граничных условиях, учитывая, что при «малом дыхании» $P_{\Gamma} = P_{\Gamma 2}$, и переходя к концентрациям, получим формулу для вычисления потерь от «малого дыхания» следующего вида:

$$G_{мд} = m_y \cdot V_{\Gamma} \cdot \ln \left(\frac{1-c(\tau_1)}{1-c(\tau_2)} \cdot \frac{T_{\Gamma}(\tau_2)}{T_{\Gamma}(\tau_1)} \right), \quad (4)$$

где $c(\tau_1), c(\tau_2)$ - объемная концентрация паров нефтепродукта в ГП соответственно в начале и в конце «малого дыхания»;

$T_{\Gamma}(\tau_1), T_{\Gamma}(\tau_2)$ - температура ГП в те же моменты времени.

Для герметичных резервуаров, т.е. выдерживающих вакуум и избыточное давление, на которые рассчитана дыхательная арматура, величина m_y равна

$$m_y = \frac{P_{\Gamma 2}}{R_y} \cdot \left(\frac{c(\tau_1) + c(\tau_2)}{T_{\Gamma}(\tau_1) + T_{\Gamma}(\tau_2)} \right),$$

где R_y - газовая постоянная паров нефтепродукта.

На рисунке 1 приведены графики изменения средней концентрации паров бензина в

газовом пространстве резервуара РВС5000, полученные нами при обработке данных, приведенных в статье [9]. Из рисунка 1 видно, что как при пониженном, так и при повышенном уровнях взлива минимум средней объемной концентрации паров бензина в рассматриваемом резервуаре приходится именно на утренние часы. Объясняется это тем, что при понижении температуры ГП, сопровождающем смену дня ночью, ПВС в нем становится перенасыщенной, и происходит частичная конденсация газообразных углеводородов до установления полного фазового равновесия между газовой и жидкой фазами. Поэтому при расчете потерь от «малых дыханий» принято, что минимальная величина средней объемной концентрации паров, соответствующая минимальной температуре газового пространства, устанавливается в момент восхода солнца.

На момент написания монографии [5] исследования массоотдачи от поверхности нефтепродуктов находились в зачаточном состоянии. Поэтому методика расчета максимального парциального давления паров нефтепродукта в ГП, предложенная профессором Н.Н. Константиновым, является очень приближенной.

Чтобы устранить этот недостаток, были предложены эмпирические формулы для расчета почасового прироста концентрации паров нефтепродукта в ГП при «малых дыханиях» $\frac{\partial c}{\partial \tau}$ и времени τ_p , в течение которого происходит этот рост [10, 11]:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} \approx 17,25 \cdot \frac{R_y \cdot \Theta^{1,25}}{P_{Г2} \cdot D_p \cdot (T_{пср} \cdot H_{Г})^{0,25}} ;$$

$$\tau_p = 0,5 \cdot \tau_{дн} + 3 , \quad (5)$$

где Θ - температурный напор, определяемый в зависимости от широты местности, где расположен резервуар, и угла склонения солнца [12];

D_p - диаметр резервуара;

$T_{пср}$ - средняя температура нефтепродукта;

та;

$H_{Г}$ - высота ГП резервуара;

$\tau_{дн}$ - продолжительность светлого времени суток.

Рисунок 1. Изменение средней концентрации паров бензина в резервуаре РВС5000

Однако расчет продолжительности «малого дыхания» по формулам (5) не учитывает геометрических размеров резервуаров и температурных условий в месте их расположения. Необходимости же в эмпирической формуле для вычисления почасового прироста концентрации паров нефтепродукта в ГП нет, поскольку прогнозирование величин $c(\tau_1)$ и $c(\tau_2)$ может быть выполнено следующим образом.

В произвольные моменты времени объемная концентрации паров нефтепродукта в ГП связана с массовой концентрацией формулой [10]

$$C = \frac{\bar{c}}{\Delta - \bar{c}(\Delta - 1)}, \quad (6)$$

где Δ - относительная плотность паров нефтепродукта по воздуху, $\Delta = M_y / M_{\text{в}}$.

В свою очередь, величина массовой концентрации паров нефтепродукта в ГП может быть найдена по очевидным зависимостям:

$$\bar{c}(\tau_1) = \frac{G_y(\tau_1)}{G_{\text{ПВС}}(\tau_1)}; \quad \bar{c}(\tau_2) = \frac{G_y(\tau_2)}{G_{\text{ПВС}}(\tau_2)}, \quad (7)$$

где $G_y(\tau_1), G_{\text{ПВС}}(\tau_1)$ - масса соответственно паров нефтепродукта и ПВС в ГП резервуара в момент времени τ_1 ;

$G_y(\tau_2), G_{\text{ПВС}}(\tau_2)$ - то же в момент времени τ_2 :

$$\begin{aligned} G_y(\tau_1) &= \rho_{y\min} \cdot c_{\min} \cdot V_{\Gamma} + J_{\min} \cdot F \cdot \tau_1; \\ G_{\text{ПВС}}(\tau_1) &= \rho_{\text{ПВС}\min} \cdot c_{\min} \cdot V_{\Gamma} + J_{\min} \cdot F \cdot \tau_1; \\ G_y(\tau_2) &= G_y(\tau_1) + J_1 \cdot F \cdot (\tau_2 - \tau_1) - G_{\text{мд}}; \\ G_{\text{ПВС}}(\tau_2) &= G_{\text{ПВС}}(\tau_1) + J_1 \cdot F \cdot (\tau_2 - \tau_1) - \frac{G_{\text{мд}}}{1 - \bar{c}_{\text{ср}}}, \end{aligned}$$

где $\rho_{y\min}, \rho_{\text{ПВС}\min}$ - плотность соответственно паров нефтепродукта и паровоздушной смеси в момент восхода солнца, когда объемная

концентрация углеводородов в нем составляет $c_{\min}$;

$J_{\min}, J_1$ - плотность потока массы испаряющегося нефтепродукта соответственно в момент восхода солнца и в момент времени τ_1 ;

F - площадь «зеркала» нефтепродукта в резервуаре;

$\bar{c}_{\text{ср}}$ - средняя массовая концентрация паров нефтепродукта в ГП за время «дыхания».

Достоинством прогнозирования объемной концентрации паров нефтепродукта в ГП по формулам (6), (7) является использование при расчете величины J критериальных уравнений [13, 14], полученных для достаточно широкого диапазона изменения параметров. Недостаток заключается в том, что расчет потерь от «малого дыхания» становится итерационным.

При использовании формулы (4) необходимо уметь прогнозировать температуру ПВС в ГП резервуара в дневное время. Напомним, что при описании изменения температуры воздуха в монографии [5] сделаны следующие допущения, по утверждению ее автора, «близкие к действительности»:

- температура воздуха в момент восхода солнца принята равной минимальной за сутки температуре воздуха $T_{\text{в}\min}$;

- температура ПВС в ГП резервуара максимальна в момент, когда парциальное давление паров нефтепродукта достигает максимума;

- изменение температуры воздуха в промежутке времени между восходом и заходом солнца принято синусоидальным.

По аналогии с третьим допущением [5] примем, что в течение светового дня также описывается периодической функцией

$$T_{\Gamma}(\tau) = T_{\Gamma\text{ср}} - \Delta T_{\Gamma} \cdot \cos(a \cdot \tau + b), \quad (8)$$

где $T_{\Gamma\text{ср}}$ - средняя температура ГП в течение суток, $T_{\Gamma\text{ср}} = 0,5 \cdot (T_{\Gamma\min} + T_{\Gamma\max})$;

ΔT_{Γ} - половина амплитуды изменения температуры ГП, $\Delta T_{\Gamma} = 0,5 \cdot (T_{\Gamma_{max}} - T_{\Gamma_{min}})$ [6];

a, b - эмпирические коэффициенты;

τ - рассматриваемый момент времени (начиная с восхода солнца).

Используя первое и второе допущения [5] можно записать граничные условия:

при $\tau = 0$ $T_{\Gamma} = T_{\Gamma_{min}}$,

а при $\tau = \tau_p$ $T_{\Gamma} = T_{\Gamma_{max}}$.

В этом случае несложно найти, что $a = \frac{\pi}{\tau_p}$; $b = 0$.

Соответственно, формула (8) примет вид

$$T_{\Gamma}(\tau) = T_{\Gamma_{cp}} - \Delta T_{\Gamma} \cdot \cos\left(\pi \frac{\tau}{\tau_p}\right). \quad (9)$$

На рисунке 2 приведено сравнение результатов расчета изменения температуры в ГП резервуара с экспериментальными данными работы [11].

Рисунок 2. Расчетное и фактическое изменение средней температуры газового пространства резервуара

Среднеквадратичная погрешность вычислений по формуле (9) составляет 0,45 %, т.е. она вполне пригодна для инженерных расчетов.

Таким образом, для действующих резервуаров величины $T_{\Gamma_{cp}}$ и ΔT_{Γ} могут быть найдены путем обработки тренда изменения температуры ГП резервуара в течение светлого времени суток.

Если подобные наблюдения не проводились, то необходимо прибегнуть к прогнозированию искомых температур, для чего достаточно знать величины $T_{\Gamma_{min}}$ и $T_{\Gamma_{max}}$.

Теоретически температурный режим резервуаров исследовали многие авторы. Однако только профессор Н.Н. Константинов разработал методику, позволяющую выполнять инженерный расчет минимальной и максимальной температур ПВС в них [5].

Вместе с тем, она также нуждается в совершенствовании по следующим причинам:

- коэффициент теплоотдачи конвекцией от газового пространства к поверхности нефтепродукта, как утверждал автор [5], для «приближенных технических расчетов» рекомендовано принимать постоянным; однако его величина недостаточно обоснована, по-

сколько найдена по ограниченному количеству измерений, выполненных только в жаркий период года (с 30 мая по 29 июня) и только на двух резервуарах, расположенных в г. Туапсе и в Подмосковье;

- остальные многочисленные коэффициенты теплоотдачи в [5] предложено вычислять по формулам других авторов без должной проверки и при ряде упрощающих допущений (температура стенки, например, не рассчитывается, а принимается известной априори);

- тепловое сопротивление стенки резервуара игнорируется;

- формулой для вычисления максимальной относительной температуры ГП профессор Н.Н. Константинов рекомендует пользоваться «только при ориентировочных расчетах» [5] и т.д.

Частично указанные недостатки компенсируют исследования Р.Ш. Латыпова, получившего критериальные уравнения теплоотдачи для резервуаров на основе промышленных экспериментов [12, 15]. Однако детальное изучение теплообмена между газовым пространством резервуаров, нефтепродуктом и окружающей средой еще ждет своего исследователя.

В любом случае, очевидно, что ввиду изменения температурных и климатических условий хранения нефтепродуктов расчетная температура ГП является вероятной величиной - так же, как и температура высоковязкого нефтепродукта, который закачан в резервуар с повышенной температурой.

Учитывая многочисленные недостатки прогноза $T_{Г\ min}$ и $T_{Г\ max}$ по методике [5], считаем допустимым использование для этой цели упрощенных корреляционных зависимостей.

В частности, И.П. Бударов и Е.Н. Калайтан в работе [16] для устранения трудностей, с которыми приходится сталкиваться при нахождении температурного режима резервуаров в широко изменяющихся внешних условиях, сделали ставку на получение обширных опытных данных по температурам ГП и на их обобщение.

Эксперименты проводились на пяти вертикальных (с дыхательными клапанами) и

трех горизонтальных (без дыхательных клапанов) резервуарах, окрашенных алюминиевой и белой краской.

Угол наклона крыши емкостей изменялся от 1 до 10 градусов, а степень их заполнения бензином и дизельным топливом - от 85,5 % до 98,7 %. Резервуары находились в северной, средней и южной климатических зонах.

На основании наблюдений, которые велись ежедневно во все времена года на протяжении от 6 до 29 месяцев непрерывно, установлены следующие закономерности:

- 1) температура ГП является сложной функцией температур крыши, стенок резервуара и топлива, которые, в свою очередь, зависят от многих факторов, из которых главными являются температура наружного воздуха и ее колебания;

- 2) максимальные температуры ГП летом выше, а зимой равны или даже несколько ниже максимальных температур наружного воздуха;

- 3) величина перегрева ГП по отношению к воздуху тем больше, чем выше температура последнего, меньше объем резервуара и больше широта местности;

- 4) минимальные температуры ГП на 3-8 °С выше минимальных температур наружного воздуха, причем чем больше резервуар, тем эта разница значительней;

- 5) для стационарных резервуаров средние температуры ГП выше средних температур наружного воздуха на 2-8 °С.

Обработка экспериментальных данных позволила авторам [16] получить корреляционные зависимости, которые после преобразований имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} T_{Г\ max} &= 223 + 0,0925 \cdot 10^{0,01 \cdot T_{в\ max}}; \\ T_{Г\ min} &= 73 + 50 \cdot 10^{0,00222 \cdot T_{в\ min}}; \\ T_{Г\ ср} &= 173 + 4,38 \cdot 10^{0,005 \cdot T_{в\ ср}}. \end{aligned} \quad (10)$$

В работе [16] утверждается, что погрешность вычислений по ним не превышает 3 °С.

Аналогичные зависимости целесообразно получить и для современных условий.

Выводы

Предложена актуализированная методика прогнозирования потерь нефтепродуктов от «малых дыханий» резервуаров, в том числе:

- получена формула для оценки величины потерь;
- уточнена методика расчета концентраций углеводородов и температуры газового пространства резервуаров в течение дня.

Список литературы

1. Хотничук С.Б., Бортник В.В., Тимофеев Ф.В., Кузнецов А.А., Совершенствование системы обеспечения качества нефтепродуктов при транспортировке трубопроводным транспортом // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 88-96.
2. Коршак А.А., Коршак А.А. Метод прогнозирования потерь нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» за длительный период // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 5 (115). С. 79-87. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-79-87.
3. Лесных К.Е., Коршак А.А., Хафизов Н.Н., Кузнецов А.А. Методические подходы к моделированию условий образования технологических потерь нефти и нефтепродуктов при испарениях из резервуаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 4. С. 386-393. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-4-386-393.
4. Константинов Н.Н. Расчет потерь от малых дыханий резервуаров // Нефтяное хозяйство. 1960. № 7. С. 52-60.
5. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М.: Гостоптехиздат, 1961. 260 с.
6. Черников В.И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. М.: Гостоптехиздат, 1955. 522 с.
7. Фатхиев Н.М. Применение плавающих покрытий для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 59 с.
8. Коршак А.А., Коршак С.А. Некоторые результаты моделирования процессов в газовом пространстве вертикальных стальных резервуаров при хранении бензина // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Вып. 5 (127). С. 49-57. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-49-57.
9. Абузова Ф.Ф., Гумерова Р.И. О насыщении газового пространства наземного резервуара // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: сб. науч. тр. НИИ Транснефть. М.: Недра, 1968. С. 52-56.
10. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров. Уфа: НИИ Транснефть, 1965. 76 с.
11. Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепро-

References

1. Khotnichuk S.B., Bortnik V.V., Timofeev F.V., Kuznetsov A.A., Sovershenstvovanie sistemy obespecheniya kachestva nefteproduktov pri transportirovke truboprovodnym transportom [Improvement of the Quality Assurance System for Oil Products to be Transported by Pipelines]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2017, Vol. 7, No. 5, pp. 88-96. [in Russian].
2. Korshak A.A., Korshak An.A. Metod prognozirovaniya poter' nefti i nefteproduktov ot «bol'shikh dykhanii» za dlitel'nyi period [Method for Predicting Breathing Losses of Oil and Oil Products for a Long Period]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 5 (115), pp. 79-87. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-79-87. [in Russian].
3. Lesnykh K.E., Korshak A.A., Khafizov N.N., Kuznetsov A.A. Metodicheskie podkhody k modelirovaniyu uslovii obrazovaniya tekhnologicheskikh poter' nefti i nefteproduktov pri isparennyakh iz rezervuarov [Methodological Approaches to Modeling the Conditions for the Formation of Technological Losses of Oil and Petroleum Products Due to Evaporation from Tanks]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2020, Vol. 10, No. 4, pp. 386-393. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-4-386-393. [in Russian].
4. Konstantinov N.N. Raschet poter' ot malykh dykhanii rezervuarov [Calculation of Losses from Small Breaths of Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1960, No. 7, pp. 52-60. [in Russian].
5. Konstantinov N.N. *Bor'ba s poteryami ot ispareniya nefti i nefteproduktov* [Combating Losses from Evaporation of Oil and Oil Products]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1961. 260 p. [in Russian].
6. Chernikin V.I. *Sooruzhenie i ekspluatatsiya neftebaz* [Construction and Operation of Oil Depots]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1955. 522 p. [in Russian].
7. Fatkhiev N.M. *Primenenie plavayushchikh pokrytii dlya sokrashcheniya poter' nefti i nefteproduktov* [The Use of Floating Coatings to Reduce the Loss of Oil and Oil Products]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1979. 59 p. [in Russian].

дуктов при их транспортировке и хранении. М.: Недра, 1981. 248 с.

12. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа: Дизайн-ПолиграфСервис, 2002. 658 с.

13. Любин Е.А., Коршак А.А. Критериальные уравнения массоотдачи при операциях с нефтями в вертикальных цилиндрических резервуарах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 2. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyubin/Lyubin_1.pdf (дата обращения: 05.02.2021).

14. Коршак А.А., Коршак А.А. Критериальные уравнения для расчета массоотдачи от поверхности бензина в вертикальных цилиндрических резервуарах // Нефтяное хозяйство. 2020. № 12. С. 131-133. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-131-133.

15. Латыпов Р.Ш. Внешняя теплоотдача наземных резервуаров с нефтепродуктами: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1991. 183 с.

16. Бударов И.П., Калайтан Е.Н. Экспериментальное исследование температурного режима наземных резервуаров // Нефтяное хозяйство. 1954. № 8. С. 67-65.

8. Korshak A.A., Korshak S.A. Nekotorye rezul'taty modelirovaniya protsessov v gazovom prostranstve vertikal'nykh stal'nykh rezervuarov pri khraneni benzin [Some Results of Modeling Processes in the Gas Space of Vertical Steel Tanks During Gasoline Storage]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2020, Issue 5 (127), pp. 49-57. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-49-57. [in Russian].

9. Abuzova F.F., Gumerova R.I. O насыщении газового пространства наземного резервуара [On the Saturation of the Gas Space of the Surface Reservoir]. *Sbornik nauchnykh trudov NII Transneft' «Transport i khranenie nefi i nefteproduktov»* [Collection of Scientific Papers of the Research Institute Transneft' «Transport and Storage of Oil and Oil Products»]. Moscow, Nedra Publ., 1968, pp. 52-56. [in Russian].

10. *Metodika rascheta poter' ot ispareniya nefi i nefteproduktov iz rezervuarov* [Methodology for Calculating Losses from Evaporation of Oil and Oil Products from Tanks]. Ufa, NII Transneft' Publ., 1965. 76 p. [in Russian].

11. Abuzova F.F., Bronshtein I.S., Novoselov V.F. *Bor'ba s poteryami nefi i nefteproduktov pri ikh transportirovke i khraneni* [Combating Losses of Oil and Oil Products During Their Transportation and Storage]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 248 p. [in Russian].

12. Tugunov P.I., Novoselov V.F., Korshak A.A. *Tipovye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov* [Typical Calculations in the Design and Operation of Tank Farms and Oil Pipelines]. Ufa, DizainPoligrafServis Publ., 2002. 658 p. [in Russian].

13. Lyubin E.A., Korshak A.A. Kriteriial'nye uravneniya massootdachi pri operatsiyakh s neftyami v vertikal'nykh tsilindricheskikh rezervuarakh [Criteria Equations of Mass Evaporation at Operations with Oils in Vertical Cylindrical Tanks]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2010, No. 2. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyubin/Lyubin_1.pdf (accessed 05.02.2021). [in Russian].

14. Korshak A.A., Korshak A.A. Kriteriial'nye uravneniya dlya rascheta massootdachi ot poverkhnosti benzina v vertikal'nykh tsilindricheskikh rezervuarakh [Criteria Equations for Calculating Mass Transfer from the Surface of Gasoline in Vertical Cylindrical Tanks]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2020, No. 12, pp. 131-133. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-131-133. [in Russian].

15. Latypov R.Sh. *Vneshnyaya teplootdacha nazemnykh rezervuarov s nefteproduktami: dis. kand. tekhn. nauk* [External Heat Transfer of Ground Tanks with Oil Products: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 1991. 183 p. [in Russian].

16. Budarov I.P., Kalaitan E.N. Eksperimental'noe issledovanie temperaturnogo rezhima nazemnykh rezervuarov [Experimental Study of the Temperature Regime of Above-Ground Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1954, No. 8, pp. 67-65. [in Russian].

Авторы

• Коршак Алексей Анатольевич, д-р техн. наук, профессор
Научно-технический центр «НИИ Транснефть»
Заведующий лабораторией экологии
и разработки ресурсосберегающих технологий
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
e-mail: KorshakAA@niitnn.transneft.ru

• Руфанова Инна Михайловна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Гидрогазодинамика
трубопроводных систем и гидромашины»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: iru412@mail.ru

The Authors

• Korshak Alexey A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Scientific and Technical Center «Transneft Research Institute»
Head of Ecology and Development
of Resource-Saving Technologies Laboratory
144/3, October Avenue, Ufa, 450055,
Russian Federation
e-mail: KorshakAA@niitnn.transneft.ru

• Rufanova Inna M., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Fluid-Gas Dynamics
of Pipeline Systems and Hydraulic Machines
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: iru412@mail.ru