

УДК 622.692

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫБОРА ТЕХНИЧЕСКИХ
СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ (БЕНЗИНА)
ОТ ИСПАРЕНИЯ**

**METHODICAL BASES OF SELECTION OF TECHNICAL MEANS
TO REDUCE THE LOSSES OF OIL AND GASOLINE
EVAPORATION FROM**

Коршак А.А., Морозова Н.В.

ООО «НПЦ «Знание», г. Уфа, Российская Федерация
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация

A.A. Korshak, N.V. Morozova

LLC “SPC “Knowledge”, Ufa, the Russian Federation
FSBEI of HPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation

e-mail: korshak-spb@mail.ru

Аннотация. В настоящее время известно большое количество различных методик выбора средств сокращения потерь нефти и бензина от испарения. Однако одна часть из них не учитывает стоимости этих средств и затрат на их эксплуатацию, другая – не учитывает разновременности внедрения средств сокращения потерь, третья – использует устаревший, в настоящее время, критерий. В статье проводится вывод безразмерного критерия выбора технических средств сокращения потерь нефтей и бензина от испарения с учетом

разновременности их внедрения. В основе вывода лежит выражение для чистого дисконтированного дохода.

В качестве примера рассмотрено изменение Ка-критерия для резервуаров нефтебаз типов от РВС1000 до РВС5000. Сравнивается возможность применения дисков-отражателей, металлических понтонов, газовой обвязки различных диаметров и эжекторной системы улавливания легких фракций.

Установлено, что с увеличением коэффициента оборачиваемости резервуаров величина Ка-критерия также возрастает, что свидетельствует о повышении эффективности применения средств сокращения потерь от испарения с ростом этих потерь. В условиях нефтебаз, как правило, использование эжекторных систем УЛФ более предпочтительно, чем других технических средств сокращения потерь. Уменьшение нормы дисконта до 0,05-0,1 и остаточного срока службы резервуаров до 5 или 10 лет в условиях нефтебаз ведет к расширению области применения эжекторных систем УЛФ.

При небольшой вместимости резервуаров и/или очень низких коэффициентах оборачиваемости величина Ка-критерия является отрицательной, т.е. применение большинства средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения экономически нецелесообразно.

Abstract. Currently there are a large number of different methods of selection of means to reduce the losses of oil and gasoline from evaporation. However, one part of them does not consider the value of these funds and their operating costs, and the other does not take into account the difference of introduction of means of reducing losses, and the third is using an outdated currently criterion. In the article the conclusion of a dimensionless criterion for selection of technical means of reducing

losses of oil and gasoline from evaporation taking in to account the difference in their implementation. In the basis of the output is the expression for the net present value.

In is considered as an example change Ka-criterion for tanks of tank farms types of PBC1000 to PBC5000. Compares the possibility of applying disks-reflectors, metal pontoons, gas piping of various diameters and ejector systems of catching of light fractions.

It is established that with the increase of the turnover ratio tanks value of Ka-criterion also increases, which testifies to increase of efficiency of application of means to reduce losses from evaporation with the growth of these losses. In the conditions of tank farms, as a rule, the use of ejecting systems VRS installations is more preferable than the other technical means of reducing losses. Decrease in the discount rate of 0,05-0,1 and remaining service life of tanks up to 5 or 10 years in the conditions of tank farms leads to widen the scope of ejecting systems VRS installations.

When a small storage capacity and/or very low coefficients of the turnover value of Ka-criterion is negative, i.e. the use of all means of reduction of losses oil (gasoline) from evaporation is economically inexpedient.

Ключевые слова: технические средства сокращения потерь, чистый дисконтированный доход, норма дисконта, степень сокращения потерь, цена тонны нефти (бензина), годовые потери нефти (бензина), годовые затраты электроэнергии, система улавливания паров.

Key words: technical means of reducing losses, net present value, the discount rate, the degree of reduction of losses, price of a ton of oil (gasoline), annual loss of oil (gasoline), the annual cost of electricity, vapour recovery system.

Наличие разнообразных технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения предполагает процедуру выбора какого-либо из них в каждом конкретном случае. Данному вопросу посвящены работы [1-6].

По современным технологическим нормам США [1] выбор средств сокращения потерь жидких углеводородов производится в зависимости от упругости их паров по Рейду: при $P_R < 100000$ Па используют резервуары обычной конструкции с дыхательными клапанами, при $P_R = 100000 - 760000$ Па – резервуары с плавающей крышей, при $P_R > 760000$ Па – системы улавливания легких фракций. Такой подход является упрощенным, т.к. не учитывает стоимости применяемых технических средств.

В работах [2-4] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь изначально использовалась величина суммарной стоимости хранения нефти (бензина) в одном резервуаре. Однако, к сожалению, в них много внимания уделено резервуарам и системам повышенного давления, которые в настоящее время не применяются. Недостаточно подробно исследована граница областей использования понтонов и газоуравнительных систем (ГУС), не изучена область рационального применения дисков-отражателей. Кроме того, в этих работах не учитывалось фактическое сокращение потерь при применении газовых обвязок (ГО), ГУС и понтонов.

В работе [5] предложено осуществлять выбор средств сокращения потерь от испарения по величине достигаемого экономического эффекта:

$$\Delta_{\text{ф}} = (S_{\text{бд}} \cdot G_{\text{бд}} + S_{\text{мд}} \cdot G_{\text{мд}}) \cdot (\sigma_{\text{н}} + \sigma_{\text{с}}) - (E_{\text{н}} + \zeta_{\text{ам}} + \zeta_{\text{тр}}) \cdot K, \quad (1)$$

где $S_{бд}$, $S_{мд}$ – достигаемое сокращение потерь соответственно от больших и малых "дыханий";

$G_{бд}$, $G_{мд}$ – годовые потери от них;

σ_n – цена нефтепродукта;

σ_c – удельные капитальные вложения в сопряженные отрасли нефтяной промышленности (в нефтедобычу, нефтетранспорт, нефтепереработку, в транспорт нефтепродуктов);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$\zeta_{ам}$, $\zeta_{тр}$ – доля отчислений соответственно на амортизацию и текущий ремонт;

K – капитальные затраты, связанные с оборудованием резервуара средством сокращения потерь.

Для понтонов авторы [5] рекомендуют принимать $S_{бд} = 0,8$ и $S_{мд} = 0,7$ (что чаще всего не соответствует действительности[6]), а для других средств сокращения рекомендации по выбору величин $S_{бд}$ и $S_{мд}$ отсутствуют.

Недостатком формулы (1) является то, что она не может быть применена в случае, когда техническое средство сокращения потерь является энергопотребляющим, т.к. в ней отсутствует стоимость использованной электроэнергии.

В инструкции [7] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь используется величина приведенных расходов:

$$\Pi = \mathcal{E} + E_n \cdot K + E_{нс} \cdot \sigma_c \cdot G_{\Pi}, \quad (2)$$

где \mathcal{E} – годовые эксплуатационные расходы, включающие амортизационные отчисления, отчисления на текущий ремонт,

затраты на хранение (освещение, вода, канализация и др.), зарплату с начислениями, стоимость теряемых при испарении нефтепродуктов;

K – затраты на сооружение резервуара с дополнительным оборудованием (ГУС, понтоны, плавающая крыша);

E_{nc} – нормативный коэффициент эффективности сопряженных капитальных вложений;

$G_{п}$ – потери от испарения.

При расчетах авторами [7] были сделаны следующие допущения:

- понтоны сокращают потери от больших и малых "дыханий", а также от обратного выдоха на 70 %;

- плавающие крыши сокращают все виды потерь от испарения на 65 %;

- к газовой обвязке подключен эластичный газосборник, а коэффициент совпадения операций закачки-выкачки принят равным 0,2-0,9.

Результаты расчетов по формуле (2) представлены в виде 72 рисунков, изображающих зависимость удельных приведенных затрат на 1 м³ резервуарной емкости от коэффициента оборачиваемости для каждого из рассматриваемых технических средств, для резервуаров номинальным объемом от 100 до 30000 м³ и для всех климатических зон СССР.

Титанический труд авторов [7] полностью обесценивается тем, что величины $S_{п}$, $S_{пк}$ и $S_{ГУС}$ приняты ими постоянными независимо от коэффициента оборачиваемости и типоразмера резервуаров, которые весьма существенно влияют на эффективность работы средств сокращения потерь.

Общим недостатком формул (1), (2) является то, что они основаны на устаревших экономических представлениях.

В рыночных условиях в качестве критерия эффективности инвестиционных проектов сокращения потерь нефти (бензина) от испарения используется величина чистого дисконтированного дохода ЧДД, рассчитываемая по формуле [8]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E)^t}, \quad (3)$$

где P_t – стоимостная оценка результатов осуществления проекта в t -м году;

Z_t – стоимостная оценка полных затрат на осуществление проекта в t -м году;

E – норма (ставка) дисконта;

t_c – период службы проекта.

Результатом осуществления проекта в t -м году является сумма стоимости сэкономленного нефти (бензина) a , уменьшения платы за загрязнение окружающей среды, затрат в смежные области промышленности, а также отчислений на амортизацию и текущий ремонт. Следовательно:

$$P_t = \sigma_H^* \cdot S_t \cdot G_{\Pi} + \zeta_{\text{ам}} \cdot K_{\text{ст}}, \quad (4)$$

где σ_H^* – обобщенная цена 1 тонны нефти (бензина),

$$\sigma_H^* = \sigma_H + \sigma_c + \sigma_{\text{ос}};$$

$\sigma_{\text{ос}}$ – плата за загрязнение окружающей среды, связанного с испарением 1 тонны нефти (бензина);

S_t – достигаемое сокращение потерь от испарения в t -м году;

G_{Π} – годовые потери нефти (бензина) а от испарения до внедрения технического средства их сокращения;

$\zeta_{ам}$ – норматив амортизационных отчислений;

K_{ct} – суммарные капиталовложения, произведенные в техническое средство сокращения потерь к t -му году.

Для произведения $S \cdot G_{\Pi}$ выполняется очевидное условие:

$$S_t \cdot G_{\Pi} = S_{бдt} \cdot G_{бд} + S_{мдt} \cdot G_{бд},$$

где $G_{\Pi} = G_{бд} + G_{мд}$.

Полные затраты на осуществление проекта в t -м году складываются из произведенных в нем капитальных вложений K_t , отчислений на текущий ремонт и стоимости потребленной электроэнергии \mathcal{E}_t , т.е.

$$Z_t = K_t + \mathcal{E}_t + \zeta_{тр} \cdot K_{ct}. \quad (5)$$

С учетом (4),(5) формула (3) после деления обеих ее половин на $\sigma_H^* \cdot G_{\Pi}$ принимает вид:

$$Ka^* = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{S_t \cdot (1 - W_t / \sigma_H^*)}{(1 + E)^t}, \quad (6)$$

где Ka^* – критерий выбора средств сокращения потерь,
 $Ka^* = ЧДД / (\sigma_H^* \cdot G_{\Pi})$;

W_t – удельные затраты на сокращение потерь 1т нефти (бензина), произведенные в t -м году:

$$W_t = \frac{1}{G_{\Pi} \cdot S_t} \cdot [K_t + (-\zeta_{ам} + \zeta_{тр})K_{ct} + \mathcal{E}_t]$$

Наилучшее техническое средство сокращения потерь должно обеспечивать наибольшую величину ЧДД. Соответственно и величина Ka - критерия для него должна быть наибольшей.

Величины S_t и W_t вычисляются в зависимости от количества и типа резервуаров, оснащенных рассматриваемым средством сокращения потерь в t -м году. В частном случае, когда техническое средство сокращения потерь внедряется за 1 год, имеем:

- в 0-й год

$$S_t = K_{ct} = \Delta L_t = 0; \quad K_t = K;$$

- в последующие годы

$$S_t = S; \quad K_{ct} = K; \quad \Delta L_t = \Delta L; \quad K_t = 0.$$

Соответственно, формула (8) принимает вид:

$$Ka_1^* = 0 - \frac{K}{\sigma_H^* \cdot G_{II}} + \sum_{t=1}^{t_c} \frac{S - \frac{1}{\sigma_H^* \cdot G_{II}} \cdot [(-\zeta_{ам} + \zeta_{тр}) \cdot K + \Delta L]}{(1+E)^t}$$

откуда после простых преобразований получаем:

$$Ka_1^* = S \cdot \left[\left(1 - \frac{\Delta L_{уд}}{\sigma_H^*} \right) \cdot \sum_{t=1}^{t_c} \frac{1}{(1+E)^t} - \frac{k_{уд}}{\sigma_H^*} \right], \quad (7)$$

где S – сокращение потерь нефти (бензина), достигаемое в результате оснащения всех резервуаров рассматриваемым техническим средством;

$k_{уд}$, $\Delta L_{уд}$ – удельные соответственно капитальные затраты и эксплуатационные расходы на достигаемое в итоге сокращение потерь 1т нефти (бензина):

$$k_{уд} = K / (S \cdot G_{II});$$

$$\Delta L_{уд} = [(-\zeta_{ам} + \zeta_{тр}) \cdot K + \Delta L] / (S \cdot G_{II});$$

Эл – годовые затраты электроэнергии на эксплуатацию рассматриваемого технического средства сокращения потерь.

Вычисляя в (9) сумму геометрической прогрессии, а также приводя его к одному году, окончательно находим:

$$Ka = \frac{Ka_1^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \cdot \left[\left(1 - \frac{\Delta_{уд}}{\sigma_H^*} \right) \cdot F(E) - \frac{k_{уд}}{\sigma_H^*} \right], \quad (8)$$

где $F(E)$ – функция, величина которой зависит от нормы дисконта

$$F(E) = \frac{1}{E} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+E)^{t_c}} \right].$$

Для выполнения расчетов Ка-критерия по формуле (8) необходимо располагать данными о величинах S , W , σ_H^* и E .

Наиболее просто находятся значения σ_H^* и E . В первом случае достаточно знать оптовую цену нефти (бензина) σ_H и текущий размер платы за загрязнение окружающей среды. Величина нормы дисконта E определяется [8] уровнем инфляции, ставкой рефинансирования Центробанка, а также рядом других факторов. В настоящее время величина E , как правило, равна 0,1-0,15.

В качестве примера произведем анализ областей применения эжекторной системы УЛФ и традиционных средств сокращения потерь: дисков-отражателей, газовой обвязки и понтонов, используя методы расчета степени сокращения потерь и стоимостные показатели, приведенные в работе [9].

Правда, последние, как и цена бензина, даны в ценах 1982 г., но достоинством Ка-критерия является то, что он является безразмерным (стоимость и затраты делятся на цену) и это, в определенной мере, позволяет нивелировать инфляционные процессы.

По литературным данным капиталовложения в эжекторную систему УЛФ для резервуарного парка с газовым оборотом 1 млн т. составляют 20635 руб., а стоимость газовой обвязки при этом – 9570 руб. Соответственно получаем, что стоимость НЭУ в ценах 1982г. ориентировочно равна:

$$K_{\text{НЭУ}} = 20635 - 9570 = 11065 \text{ руб.}$$

Если при расчетах Ка-критерия для дисков отражателей, газовой обвязки и понтонов достаточно знать коэффициент оборачиваемости, тип резервуара и оставшийся срок его службы, то для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат по эжекторной системе УЛФ необходимо знать:

- количество бензиновых резервуаров N_p , подключенных посредством газовой обвязки к НЭУ;
- продолжительность ее работы в течение года τ_p ;
- мощность N , потребляемую насосом, входящим в состав НЭУ;
- цену 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии $\sigma_{\text{Э}}$ и стоимость 1 кВт установленной мощности $\sigma_{\text{дв}}$.

Поскольку данный расчет не привязан к какому-либо конкретному объекту, то выполнить расчет Ка-критерия для эжекторной системы УЛФ невозможно без ряда допущений. Обоснуем их.

Количество бензиновых резервуаров, подключенных к НЭУ. Если предположить, что коэффициент оборачиваемости установки, описанной в отчете СПКБ «Нефтехимавтоматика», равен 40 1/год, то суммарный объем подключенных к ней резервуаров составляет 39215м^3 , что соответствует 8-ми РВС 5000.

Продолжительность работы НЭУ. Система УЛФ предназначена для сокращения потерь бензина, как при больших, так и при малых "дыханиях".

На нефтебазы, являющиеся по назначению преимущественно распределительными, а по характеру оперативных связей – железнодорожными, в сутки поступает от 1 до 3 цистерн. Примем, что в среднем их 2. Сливают за 1 час. Соответственно, оценка продолжительности "больших дыханий" на нефтебазах составляет 730 ч/год.

Продолжительность "малых дыханий" примем равной 70% от времени нарастания давления в газовом пространстве резервуаров, которое в течение года длится в среднем с 8 до 14 ч. Соответственно, оценка продолжительности "малых дыханий" в течение года составит 1533 ч/год.

То есть всего на нефтебазах эжекторная система УЛФ будет работать ориентировочно 2300 ч/год.

Мощность, потребляемая насосом, входящим в состав НЭУ. Ее оценку определим как произведение расхода рабочей жидкости $Q_{ж}$ на величину давления перед насосом $P_{ж}$.

Железнодорожные цистерны, как правило, имеют вместимость 60 м³. Полагая коэффициент эжекции равным $\mu=4$, а коэффициент превышения расхода ПВС над расходом слива $k_{п} = 1,5$, для нефтебаз получаем, что необходимый расход жидкости через ЖГЭ составляет 45 м³/ч. Оценка давления рабочей жидкости перед ЖГЭ равна примерно 750 кПа. Соответственно, искомая мощность привода насоса составляет 9375 Вт.

Стоимость потребляемой электроэнергии примем в соответствии с [9] для условий Республики Башкортостан: плата за 1

кВт максимальной нагрузки $\sigma_{дв} = 36$ руб./год, плата за 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии $\sigma_{э} = 0,009$ руб. Соответственно, затраты, связанные с потреблением электроэнергии для резервуаров нефтебаз, равны 522,2 руб./год (напомним, что это цены 1982 г.).

По рекомендации [9] вклад сопряженных затрат в цену бензина принят равным $\sigma_c = 11$ руб./т, амортизационные отчисления $\zeta_{ам} = 0,075$ 1/год, отчисления на текущий ремонт (включая затраты на хранение) $\zeta_{тр} = 0,022$ 1/год.

Потери бензина от испарения до внедрения технических средств их сокращения рассчитывали по "Нормам естественной убыли..." [9].

Результаты расчетов Ка-критерия для резервуаров номинальной вместимостью от 1000 до 5000 м³ при сделанных допущениях представлены на рисунках 1-4.

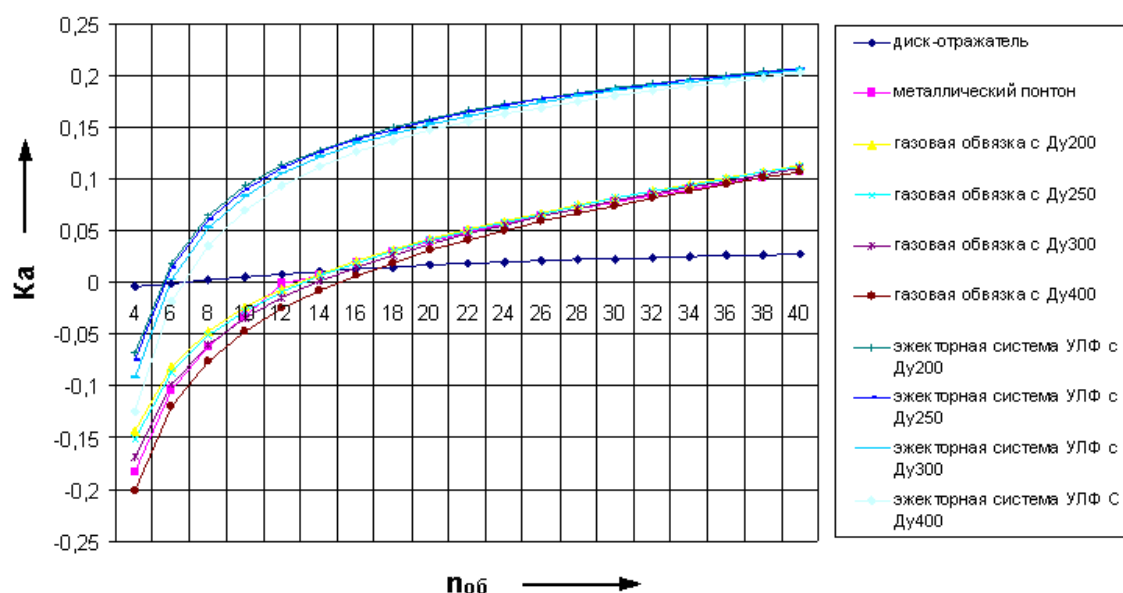


Рисунок 1. Зависимость величины Ка-критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 1000
($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

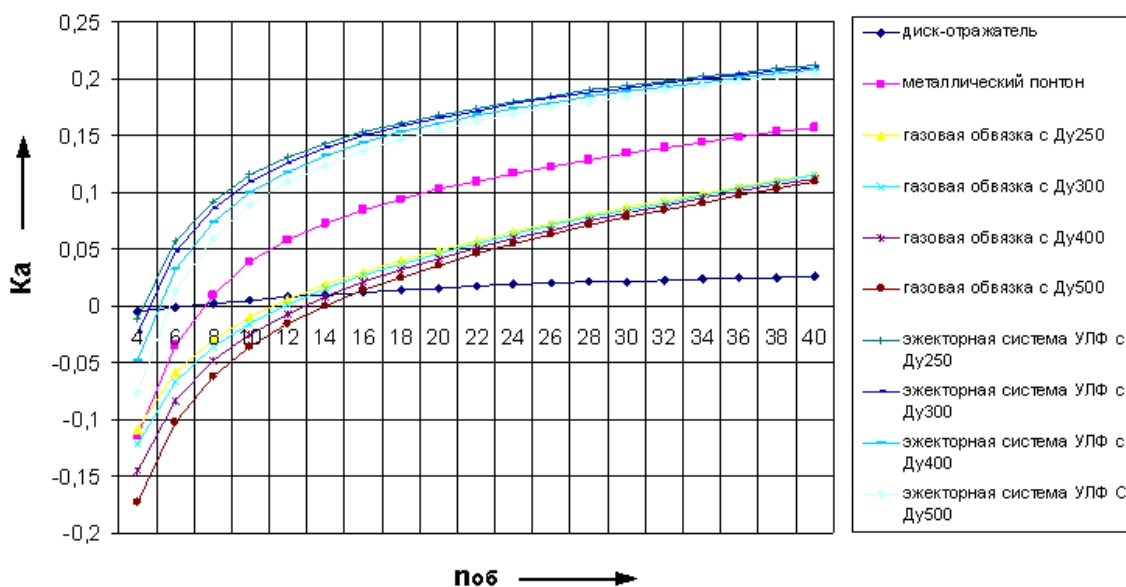


Рисунок 2. Зависимость величины Ka-критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 2000
($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

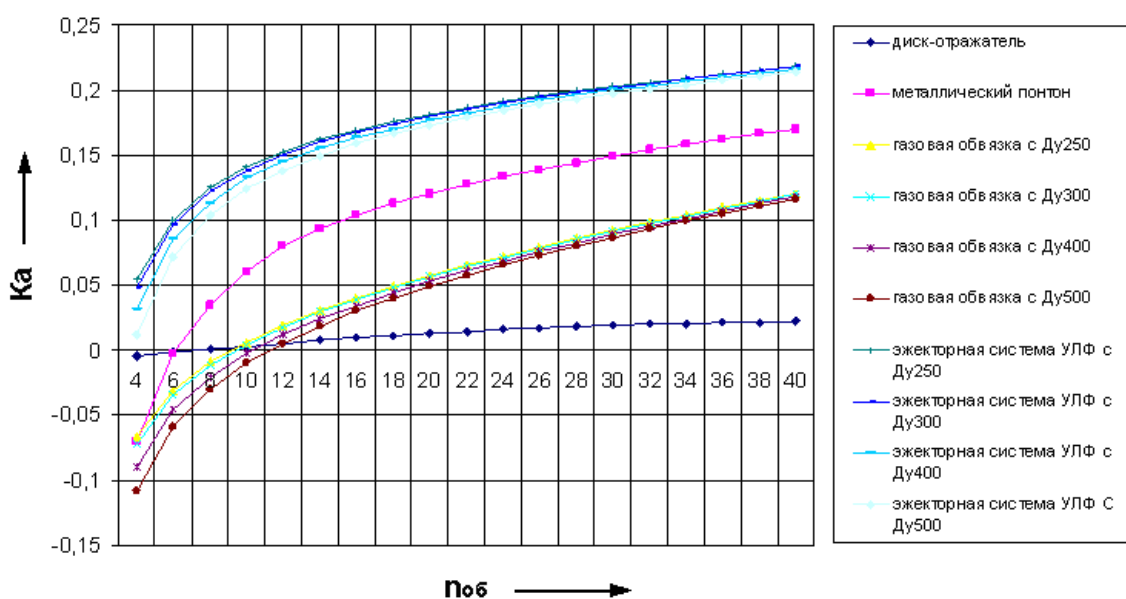


Рисунок 3. Зависимость величины Ka-критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 3000
($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

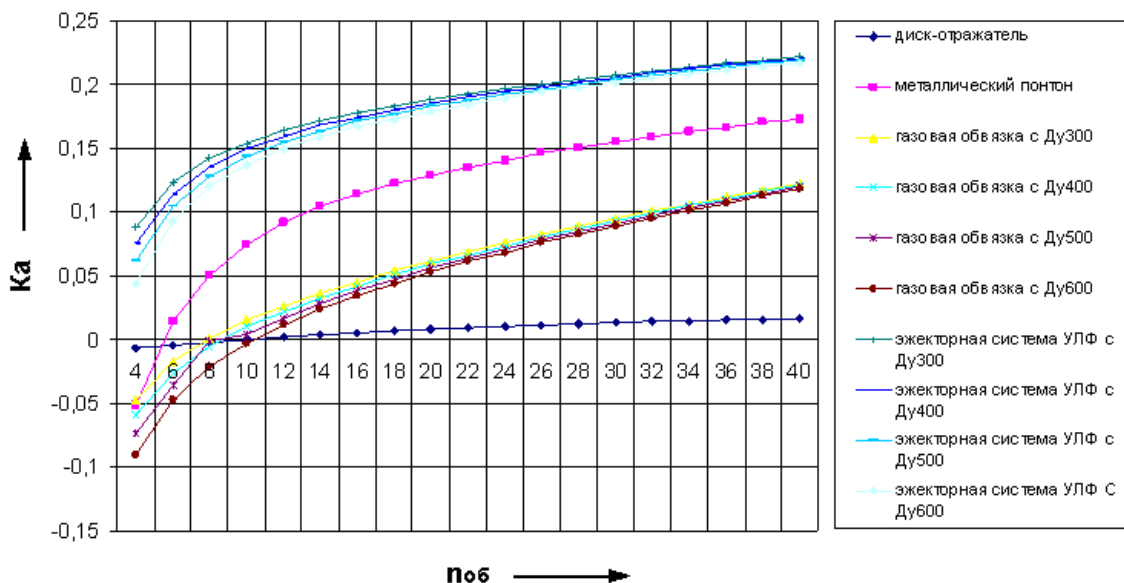


Рисунок 4. Зависимость величины Ka-критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 5000 ($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

Из приведенных графиков и результатов расчетов, не представленных здесь, видно следующее.

При увеличении коэффициента оборачиваемости величина Ka-критерия также увеличивается: для дисков-отражателей – по линейному закону, для остальных средств – по степенному.

В условиях нефтебаз, как правило, использование эжекторных систем УЛФ более предпочтительно, чем других технических средств сокращения потерь. При сроке службы $t_c = 20$ лет и норме дисконта $E = 0,15$ диски-отражатели способны конкурировать с ними только на резервуарах РВС 400 при коэффициентах оборачиваемости 8-12 1/год.

Такой характер изменения области применения дисков-отражателей объясняется следующим. Хотя эффективность дисков-отражателей при низких коэффициентах оборачиваемости очень мала, их стоимость также, очень низка. В данной области относительно

дорогая эжекторная система УЛФ не может окупить себя сокращением потерь, а дешевые диски-отражатели, даже имея низкую эффективность, все равно дают экономический эффект. Следует однако отметить, что величина K_a -критерия для дисков-отражателей в данной области близка к нулю.

Уменьшение нормы дисконта до 0,05-0,1 (при $t_c = 20$ лет) и остаточного срока службы резервуаров до 5 или 10 лет (при $E = 0,15$) в условиях нефтебаз ведет к расширению области применения эжекторных систем УЛФ.

При небольшой вместимости резервуаров и/или очень низких коэффициентах оборачиваемости применение большинства средств сокращения потерь бензина от испарения экономически нецелесообразно ($K_a < 0$).

Указанные закономерности обусловлены сложным совокупным влиянием на величину K_a -критерия сразу нескольких определяющих факторов: S , $K_{уд}$, $\Delta_{уд}$, t_c и E .

Сделанные выводы в отношении эффективности применения эжекторной системы УЛФ справедливы в случае, когда к ней подключено 5 резервуаров с бензином. Если их будет меньше, то расширится область применения понтонов или газовой обвязки. При количестве подключенных резервуаров большем, чем 5, эжекторная система УЛФ может стать вне конкуренции.

Выводы

Приведенные выводы об области применения различных средств сокращения потерь бензина из резервуаров необходимо рассматривать как оценочные, т.к. во-первых, они были получены при

ряде упрощающих допущений, а во-вторых, в настоящее время цены на материалы и оборудование являются договорными. Поэтому по каждому конкретному объекту расчет величин Ка-критерия должен быть уточнен.

Список используемых источников

1. Эльтерман В.М. Охрана воздушной среды на химических и нефтехимических предприятиях. М.:Химия, 1985. 160 с.

2. Ашкинази М.И., Васюта Ю.С. Об эффективности типовых резервуаров, включенных в газоуравнительную систему // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1963. №2. С.21-25.

3. Ашкинази М.И. Сокращение потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов путем выбора экономичных систем стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1965. № 3. С. 18-22.

4. Ашкинази М.И., Шабанов П.П. К вопросу модернизации резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1969. № 9. С. 1-4.

5. Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров и транспортных емкостей / Бронштейн И.С. [и др.] // ТНТО ЦНИИТЭНефтехим. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М., 1969. 105 с.

6. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001. 144 с.

7. Временная инструкция по выбору различных типов резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов / Новоселов В.Ф. [и др.] Уфа: ОЛГТ УНИ, 1979. 90 с.

8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М.: НПКВЦ "Теринвест", 1994. 87 с.

9. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / Тугунов П.И. [и др.] Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2008. 658 с.

References

1. Jel'terman V.M. Ohrana vozdushnoj sredy na himicheskikh i neftehimicheskikh predpriyatijah. М.:Himija, 1985. 160 s. [in russian].

2. Ashkinazi M.I., Vasjuta Ju.S. Ob jeffektivnosti tipovyh rezervuarov, vkljuchennyh v gazouravnitel'nuju sistemu // Transport i hranenie nefti i nefteproduktov. 1963. №2. S.21-25. [in russian].

3. Ashkinazi M.I. Sokrashhenie poter' legkoisparjajushhihsja nefteproduktov putem vybora jekonomichnyh sistem stal'nyh rezervuarov // Transport i hranenie nefti i nefteproduktov. 1965. № 3. S. 18-22. [in russian].

4. Ashkinazi M.I., Shabanov P.P. K voprosu modernizacii rezervuarov dlja hranenija legkoisparjajushhihsja nefteproduktov // Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ja. 1969. № 9. S. 1-4. [in russian].

5. Vybor tehniceskikh sredstv dlja sokrashhenija poter' nefteproduktov ot isparenija iz rezervuarov i transportnyh emkostej / I.S. Bronshtejn, V.F. Vohmin, V.E. Gubin i dr. // TNTO CNIITJeNeftehim.

Ser. Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ja. M., 1969. 105s. [in russian].

6. Korshak A.A. Sovremennye sredstva sokrashhenija poter' benzinov ot isparenija. Ufa: ООО "DizajnPoligrafServis", 2001. 144s. [in russian].

7. Vremennaja instrukcija po vyboru razlichnyh tipov rezervuarov dlja hranenija legkoisparjajushhihsja nefteproduktov / V.F. Novoselov, F.F. Abuzova, V.A. Martjashova i dr. Ufa: OLTT UNI, 1979. 90 s. [in russian].

8. Metodicheskie rekomendacii po ocenke jeffektivnosti investicionnyh proektov i ih otboru dlja finansirovanija. M.: NPKVC "Terinvest", 1994. 87s. [in russian].

9. Tipovye raschety pri proektirovanii i jekspluatacii neftebaz i nefteprovodov / P.I. Tugunov, V.F. Novoselov , A.A. Korshak i dr. Ufa: ООО "DizajnPoligrafServis", 2008. 658 s. [in russian].

Сведения об авторах

Information about authors

Коршак А.А., д-р техн. наук, профессор, техн. директор ООО «НПЦ «Знание», г.Уфа, Российская Федерация

A.A Korshak, Doctor of Technical Sciences, Professor, Technical Director LLC “SPC “Knowledge”, Ufa, the Russian Federation

Морозова Н.В., канд. техн. наук, доцент кафедры «Гидравлика и гидромашины» ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Уфа, Российская Федерация

N.V. Morozova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Chair “Hydraulics and Hydraulic Machines” FSBEI of HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: korshak-spb@mail.ru