

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133). С. 68-78. ISSN 1998-8443 (print)

Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2021. Issue 5 (133). P. 68-78. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 622.692.4

doi: 10.17122/ntj-oil-2021-5-68-78

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТАНОВОК РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Алексей Анатольевич Коршак¹, Марат Тагирович Гайсин²,
Андрей Алексеевич Коршак³

^{1,3}Научно-технический центр трубопроводного транспорта

Научно-исследовательского института трубопроводного транспорта, Уфа, Россия

²Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта, Москва, Россия

¹KorshakAA@niitnn.transneft.ru

²GaisinMT@niitnn.transneft.ru

³KorshakAA1@niitnn.transneft.ru

Автор, ответственный за переписку: **Алексей Анатольевич Коршак**,
KorshakAA@niitnn.transneft.ru

Аннотация. Одним из методов сокращения потерь жидких углеводородов, уменьшения загрязнения окружающей среды, создания безопасных условий эксплуатации объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов является применение установок рекуперации их паров (УРП). Среди имеющихся типов УРП выделяются эжекторные установки, отличающиеся простотой конструкции, относительной дешевизной, сравнительно небольшими размерами площадки для их размещения.

К сожалению, опыт эксплуатации УРП данного типа показал, что они обладают рядом существенных недостатков.

Поскольку нефть и нефтепродукты являются диэлектриками, то при их совместном высокоскоростном течении с пузырьками паровоздушной смеси (ПВС) происходит генерирование зарядов статического электричества, опасных тем, что их разряд в смеси газообразных углеводородов и воздуха может привести к взрывам и пожарам.

Фактическая продолжительность работы эжекторных УРП меньше, чем время выделения газообразных углеводородов из источника выбросов, поскольку система автоматики допускает их включение в работу только тогда, когда содержание воздуха в ПВС становится меньше 17 % по объему.

Наряду с тем, что при недостаточно качественной герметизации горловин заполняемых цистерн, значительный объем ПВС не поступает в УРП, это ведет к тому, что фактическая степень улавливания углеводородов, обеспечиваемая эжекторными УРП невелика (на обследованной нефтеналивной железнодорожной эстакаде составила 3,4 %).

Эффективная абсорбция углеводородов из ПВС легкоиспаряющимися нефтью или нефтепродуктами достигается либо при температуре рабочей жидкости на 10-15 °С ниже, чем у отгружаемого продукта, либо при весьма высоком давлении на выходе из жидкостно-газового эжектора.

Выполнение обоих условий ведет к повышенным энергозатратам.

Одним из путей уменьшения энергозатрат при работе эжекторных УРП является применение выборочного улавливания паров нефти, предусматривающего включение УРП только в период высоких концентраций углеводородов в ПВС.

В работе получена формула для определения оптимального момента времени включения установки.

Ключевые слова: резервуары, испарение нефти и нефтепродуктов, сокращение выбросов паров в атмосферу, эжекторные установки улавливания паров, эффективность

Для цитирования: Коршак А. А., Гайсин М. Т., Коршак Ан. А. Проблемы использования эжекторных установок рекуперации паров нефти и нефтепродуктов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып.5 (133), С. 68-78. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-5-68-78>.

Original article

PROBLEMS OF USING EJECTOR INSTALLATIONS FOR THE RECOVERY OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS VAPORS

Alexey A. Korshak¹, Marat T. Gaisin², Andrey A. Korshak³

^{1,3}Scientific and Technical Center, Transneft R&D, Ufa, Russia

²Pipeline Transport Institute, Transneft R&D, Moscow, Russia

¹KorshakAA@niitnn.transneft.ru

²GaisinMT@niitnn.transneft.ru

³KorshakAA1@niitnn.transneft.ru

Corresponding author: **Alexey A. Korshak**, KorshakAA@niitnn.transneft.ru

Abstract. One of the methods of reducing the losses of liquid hydrocarbons, reducing environmental pollution, creating safe operating conditions for the transport and storage of oil and petroleum products is the use of vapour recovery units (VRU). Among the available types of VRU, ejector installations are distinguished by their simplicity of design, relative cheapness, and relatively small size of the site for their placement.

Unfortunately, the experience of operating VRU of this type has shown that they have a number of significant disadvantages.

Since oil and petroleum products are dielectrics, their combined high-speed flow with bubbles of a vapor-air mixture (PVS) generates static electricity charges, which are dangerous because their discharge in a mixture of gaseous hydrocarbons and air can lead to explosions and fires. The actual duration of operation of ejector VRU is less than the time of release of gaseous hydrocarbons from the source of emissions, since the automation system allows them to be included in the operation only when the air content in the PVS becomes less than 17 % by volume.

Along with the fact that with insufficient quality sealing of the necks of the filled tanks, a significant amount of PVA does not enter the VRU, this leads to the fact that the actual degree of hydrocarbon capture provided by ejector VRU is small (on the surveyed oil loading railway overpass was 3.4%).

Effective absorption of hydrocarbons from the PVA by easily evaporating oil or petroleum products is achieved either at the temperature of the working fluid 10-15 degrees lower than that of the shipped product, or at a very high pressure at the outlet of the liquid-gas ejector.

The fulfillment of both conditions leads to increased energy consumption.

One of the ways to reduce energy consumption during the operation of ejector VRU is the use of selective oil vapor capture, which provides for the inclusion of VRU only during the period of high concentrations of hydrocarbons in the PVS. In this paper, a formula is obtained for determining the optimal time of switching on the installation.

Keywords: corrosion resistance, jet fuel, diesel fuel, produced water, biocontamination, fuel quality, fuel transport modes, cyclicity

For citation: Korshak A. A., Gaisin M. T., Korshak An. A. Problemy ispol'zovaniya ezhektornykh ustanovok rekuperatsii parov nefi i nefteproduktov. [Problems of Using Ejector Installations for the Recovery of Oil and Petroleum Products Vapors]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2021, Issue 5 (133), pp. 68-78. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-5-68-78>.

Введение

Улавливание паров нефти и нефтепродуктов - перспективный метод сокращения их потерь, уменьшения загрязнения окружающей среды, создания безопасных условий

эксплуатации объектов транспорта и хранения жидких углеводородов.

Классификация установок рекуперации паров (УРП), применяемых для этих целей, дана в работе [1]. Одним из методов рекуперации является напорная абсорбция, которая,

в частности, осуществляется с применением жидкостно-газовых эжекторов (ЖГЭ).

Различают эжекторные УРП с циркуляционной емкостью [2], с эжектором, размещенным в приемном патрубке резервуара [3], с управляемыми процессами укрупнения и отделения пузырьков очищенной паровоздушной смеси (ПВС) [4].

Все их объединяет принцип работы УРП: рабочая жидкость (нефть, нефтепродукты) при прокачке ее через ЖГЭ подсасывает низконапорную ПВС и компримирует ее, в результате чего часть углеводородов переходит из газовой фазы в жидкую.

Простейшей является эжекторная УРП с циркуляционной емкостью, принципиальная схема которой представлена на рисунке 1.

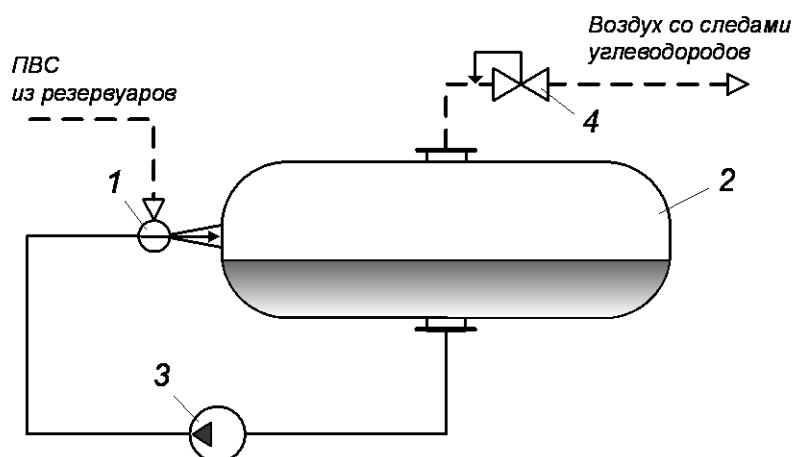
Она работает следующим образом.

Насос 3 выкачивает рабочую жидкость из циркуляционной емкости 2 и прокачивает ее через жидкостно-газовый эжектор 1.

За счет создаваемого за сопловым аппаратом разряжения в ЖГЭ подсасывается ПВС из резервуаров (транспортных емкостей).

Благодаря интенсивному дроблению газовой фазы в камере смешения ЖГЭ и повышению давления в диффузоре, углеводороды, содержащиеся в ПВС, частично или полностью абсорбируются рабочей жидкостью.

В циркуляционной емкости 2 двухфазная смесь разделяется, после чего очищенная ПВС (воздух со следами углеводородов) через регулятор давления типа «до себя» сбрасывается в атмосферу.



1 - жидкостно-газовый эжектор; 2 - циркуляционная емкость;
3 - насос; 4 - регулятор давления типа «до себя»

1 - liquid-gas ejector; 2 - circulation capacity;
3 - pump; 4 - upstream pressure regulator

Рисунок 1. Принципиальная схема эжекторной установки рекуперации паров с циркуляционной емкостью

Figure 1. Schematic diagram of an ejector vapor recovery unit with a circulation tank

Достоинствами эжекторных УРП являются простота конструкции, относительная дешевизна, сравнительно небольшие размеры площадки для размещения установки.

Вместе с тем опыт эксплуатации эжекторных УРП, в которых роль рабочей жидкости играют нефть или нефтепродукты, показал, что им присущ ряд недостатков, в числе которых:

- повышенная пожаровзрывоопасность;
- значительный расход электроэнергии на улавливание паров нефти и нефтепродуктов;
- низкая степень улавливания за весь период образования ПВС;
- ограниченные возможности в выборе рабочей жидкости.

Повышенная взрывопожароопасность

Рабочая жидкость движется через сопловой аппарат ЖГЭ со скоростью более 10 м/с. Поскольку нефть и нефтепродукты являются диэлектриками, то при этом происходит генерирование зарядов статического электричества, опасных тем, что их разряд в смеси газообразных углеводородов и воздуха может привести к взрывам и пожарам.

Чтобы избежать этого система автоматики допускает включение эжекторных УРП в работу только тогда, когда содержание воздуха в ПВС становится меньше минимально допустимой величины (около 17 % по объему). В результате фактическая продолжительность работы УРП может быть существенно ниже, чем время выделения газообразных углеводородов из источника выбросов.

Значительный расход электроэнергии на улавливание паров нефти и нефтепродуктов

Использование в качестве рабочей жидкости той же нефти (нефтепродукта), которая испарилась при заполнении резервуаров или наполнении транспортных средств, очень удобно: ее количество

неограниченно, а уловленные пары не ухудшают параметров рабочей жидкости.

Однако углеводородная жидкость может абсорбировать свои собственные пары при двух условиях: либо ее температура должна быть меньше закачиваемой (отгружаемой) на 10-15 °С, либо на выходе ЖГЭ должно быть создано повышенное давление. Последнее мероприятие особенно энергозатратно, т.к. жидкостно-газовый эжектор, по своей сути, является местным сопротивлением, в силу чего увеличение давления на выходе из него достигается примерно в 5 раз бóльшим увеличением давления на входе в ЖГЭ.

Одним из путей уменьшения энергозатрат при работе эжекторных УРП является применение выборочного улавливания паров нефти. Его целесообразность обусловлена тем, что в начале налива из железнодорожных цистерн вытесняется ПВС с относительно низкой концентрацией углеводородов, в то время как мощность, потребляемая насосами УРП, достаточно велика. Поэтому работа установки в течение всего налива малоцелесообразна. Учитывая, что отключение насосов УРП должно совпадать с моментом прекращения заполнения цистерн нефтью, задача выборочного улавливания сводится к определению оптимального момента включения установки в работу.

Финансовый результат P_p от работы эжекторной УРП за время налива железнодорожного маршрута равен разности:

- дохода от предотвращенного выброса углеводородов в атмосферу P_{II} ;
- стоимости электроэнергии $E_{эл}$ использованной при работе УРП;
- ущерба Y от выброса углеводородов в атмосферу в период от момента начала налива до момента включения τ_0 УРП;
- ущерба Y_1 от выбросов углеводородов в атмосферу в период работы УРП, т.е.

$$P_p = P_H - \mathcal{E}_л - Y - Y_1. \quad (1)$$

$$m_y(\tau) = a_H \cdot \tau^{b_H}, \quad (2)$$

Представим изменение мгновенного значения массового содержания углеводородов $m_y(\tau)$ в 1 м³ ПВС, вытесняемой при заполнении резервуаров (наливе цистерн), выражением

где a_H, b_H - эмпирические числовые коэффициенты; τ - время, прошедшее с начала налива.

В этом случае составляющие формулы (1) могут быть представлены в виде:

- доход от предотвращенного выброса углеводородов в атмосферу

$$P_H = \sigma_H^* \cdot S_0 \cdot Q_{вх} \cdot \int_{\tau_0}^{\tau_H} m_y(\tau) \cdot d\tau = \sigma_H^* \cdot S_0 \cdot Q_{вх} \cdot \frac{a_H}{b_H+1} \cdot (\tau_H^{b_H+1} - \tau_0^{b_H+1}); \quad (3)$$

- стоимость электроэнергии, использованной при работе УРП

$$\mathcal{E}_л = \sigma_э \cdot N_{УРП} \cdot (\tau_H - \tau_0); \quad (4)$$

- ущерб от выброса углеводородов в атмосферу в период от момента начала налива до момента включения УРП

$$Y = \sigma_H^* \cdot Q_{вх} \cdot \int_0^{\tau_0} m_y(\tau) \cdot d\tau = \sigma_H^* \cdot Q_{вх} \cdot \frac{a_H}{b_H+1} \cdot \tau_0^{b_H+1}, \quad (5)$$

где σ_H^* - обобщенная стоимость 1 т нефти, равная сумме цены нефти и ущерба, причиняемого выбросом 1 т нефти в окружающую среду;

S_0 - средняя степень очистки ПВС, обеспечиваемая работающей УРП;

$Q_{вх}$ - расход ПВС на входе в УРП;

$\sigma_э$ - цена 1 кВт·ч электроэнергии;

$N_{УРП}$ - суммарная мощность электрооборудования УРП;

- ущерб от выбросов углеводородов в атмосферу за время работы УРП

$$Y_1 = \sigma_H^* \cdot Q_{вх} \cdot (1 - S_0) \cdot \int_0^{\tau} m_y(\tau) \cdot d\tau = \sigma_H^* \cdot Q_{вх} \cdot (1 - S_0) \cdot \frac{a_H}{b_H+1} \cdot (\tau^{b_H+1} - \tau_0^{b_H+1}). \quad (6)$$

С учетом выражений (3) - (6) можем переписать зависимость (1) в виде

$$\Pi_p = \sigma_n^* \cdot Q_{вх} \cdot \frac{a_n}{b_n+1} \cdot [2 \cdot S_0 \cdot (\tau_n^{b_n+1} - \tau_0^{b_n+1}) - \tau_n^{b_n+1}] - \sigma_3 \cdot N_{урп} \cdot (\tau_n - \tau_0) \quad (7)$$

Условием существования максимума функции Π_p является положительный знак первой производной от выражения (1) при $\tau_0 = 0$.

Поскольку $\left. \frac{d\Pi_p}{d\tau_0} \right|_{\tau_0=0} = \sigma_3 \cdot N_{урп}$, то названное неравенство выполняется, и функция Π_p является возрастающей.

$$\text{Но при } \tau_0 = \tau_n \quad \Pi_p = -\sigma_n^* \cdot Q_{вх} \cdot \frac{a_n}{b_n+1} \cdot \tau_n^{b_n+1} < 0.$$

Следовательно, функция Π_p на временном интервале $\tau \in [\tau_0; \tau_n]$ имеет максимум при некотором значении $\tau_0 = \tau_{вкл}$.

Для нахождения $\tau_{вкл}$ приравняем первую производную от Π_p в данной точке 0

$$-2 \cdot S_0 \cdot \sigma_n^* \cdot Q_{вх} \cdot a_n \cdot \tau_{вкл}^{b_n} + \sigma_3 \cdot N_{урп} = 0 \quad (8)$$

Откуда оптимальный момент времени для включения УРП равен

$$\tau_{вкл} = \left[\frac{\sigma_3 \cdot N_{урп}}{\sigma_n^* \cdot 2 \cdot S_0 \cdot Q_{вх} \cdot a_n} \right]^{\frac{1}{b_n}} \quad (9)$$

Применять выборочное улавливание паров нефти и нефтепродуктов возможно в том случае, если на момент времени $\tau_{вкл}$ содержание воздуха в ПВС меньше минимально допустимой величины.

Низкая степень очистки ПВС от углеводородов

При участии авторов были проведены экспериментальные исследования изменения содержания углеводородов в газовой фазе

при прохождении через двухступенчатую эжекторную УРП с циркуляционной емкостью. На первой ступени ПВС подвергалась сжатию до давления 0,24-0,3 МПа, на второй - до 0,8-0,9 МПа.

Отбор проб ПВС осуществлялся в емкости, снабженные гидрозатвором, которые затем были доставлены в лабораторию, где ПВС была подвергнута хроматографическому анализу с использованием аппаратно-программного комплекса «Хроматэк-Кристалл 5000».

На основании его результатов была рассчитана степень очистки ПВС в УРП на первой и второй ступенях компримирования. Результаты расчетов приведены в таблицах 1, 2.

Видно, что в январе 2018 г. (таблица 1) степень очистки ПВС на первой ступени компримирования была положительной только в

3-х случаях из 8, изменяясь в пределах от 15,6 % до 28,6 % (в среднем 18,7 %). Столь невысокий результат объясняется тем, что при давлении сепарации на первой ступени компримирования, равном 0,24-0,3 МПа, углеводороды, содержащиеся в ПВС, плохо абсорбируются легкоиспаряющейся нефтью. Степень очистки ПВС на второй ступени компримирования всегда была положительной: она изменялась от 15,9 % до 50,2 %, составив в среднем 34 %.

Результаты расчета степени очистки ПВС при работе эжекторной УРП в мае 2018 г. представлены в таблице 2.

Видно, что в этом случае степень очистки ПВС на первой ступени компримирования была положительной в половине случаев.

В среднем она составила 27,5 %. На второй ступени компримирования была достигнута средняя степень очистки ПВС равная 34,5 %.

Данные результаты работы второй ступени УРП объясняются двумя причинами:

1) в нее поступает ПВС, насыщенная углеводородами на первой ступени компримирования;

2) давление в сепараторе второй ступени компримирования составляет 0,85 - 0,9 МПа, что почти в 3 раза выше, чем в сепараторе первой ступени.

Тем не менее, достигнутая средняя степень очистки ПВС примерно в 2,6-2,9 раза ниже, чем 90-98 %, которые должны обеспечивать эффективные установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов [5, 6].

Таблица 1. Результаты определения степени очистки ПВС в эжекторной УРП по данным хроматографического анализа в январе 2018 г.

Table 1. The results of determining the degree of purification of PVA in an ejector URP according to the data of chromatographic analysis in January 2018

Дата замеров	11.01.2018		12.01.2018		13.01.2018		14.01.2018	
№ замера	1	2	1	2	1	2	1	2
Степень очистки ПВС, %:								
- на первой ступени компримирования	0	0	0	0	28,6	15,6	0	12,0
- на второй ступени компримирования	41,2	41,1	50,2	33,1	17,1	31,3	42,1	15,9

Таблица 2. Результаты определения степени очистки ПВС в эжекторной УРП по данным хроматографического анализа в мае 2018 г.

Table 2. The results of determining the degree of purification of PVA in an ejector URP according to the data of chromatographic analysis in May 2018

Дата замеров	15.05.2018		16.05.2018		17.05.2018		19.05.2018	
№ замера	1	2	1	2	1	2	1	2
Степень очистки ПВС, %:								
- на первой ступени компримирования	40,6	28,0	0	4,8	0	36,7	0	0
- на второй ступени компримирования	41,4	26,7	43,8	53,8	39,7	14,4	29,9	27,0

Низкая степень улавливания за весь период образования ПВС

Как указано выше, из соображений безопасности включение эжекторной УРП производится с определенным запозданием по отношению к началу вытеснения газозадушной смеси из резервуаров и транспортных средств. Кроме того, не всегда удается качественно уплотнить горловины заполняемых автомобильных и железнодорожных цистерн. По этой причине в установку рекуперации поступает не весь объем вытесняемой из источника ПВС.

Для того, чтобы учесть специфику работы эжекторных УРП, следует различать понятия «степень очистки ПВС» и «степень улавливания углеводородов».

Степень очистки ПВС численно равна отношению массы/массового расхода уловленных углеводородов к массе/массовому расходу углеводородов, поступающих на вход УРП, во время ее работы.

Степень улавливания представляет собой отношение массы уловленных углеводородов к массе углеводородов, вытесненных из источника выбросов в течение всего «выдоха», т.е. за время операции заполнения резервуаров или транспортных средств.

Степень улавливания паров нефти (нефтепродукта) S_y связана со степенью очистки ПВС от углеводородов S_0 выражением

$$S_y = \varepsilon_\tau \cdot \varepsilon_Q \cdot S_0,$$

где ε_τ - относительное время работы УРП, $\varepsilon_\tau = \frac{\tau_p}{\tau_n}$; ε_Q - относительный расход ПВС, поступающей на вход УРП во время ее работы; $\varepsilon_Q = \frac{Q_{cp}}{Q_n}$;

τ_p, τ_n - общее время соответственно работы УРП и закачки (налива);

Q_{cp}, Q_n - средний расход соответственно ПВС, поступающей на вход УРП, и закачиваемой (отгружаемой) нефти.

Обследование одной из реально действующих эжекторных УРП на нефтеналивной железнодорожной эстакаде

под Самарой показало, что величины ε_τ и

ε_Q равны в среднем 0,16 и 0,21 соответственно. Поскольку их произведение составляет 0,0336, то фактическая степень улавливания углеводородов оказалась меньше степени очистки ПВС от них почти в 30 раз. Подобное соотношение делает применение эжекторной УРП, использующей нефть или нефтепродукты в качестве рабочей жидкости, бесполезным в принципе.

Ограниченные возможности выбора рабочей жидкости

В качестве рабочей жидкости в эжекторных УРП, как правило, вынужденно используют только ту нефть (нефтепродукт), которая испарилась при закачке в резервуары, танкеры, автомобильные или железнодорожные цистерны. Из таблиц 1, 2 следует, что это исключает достижение высокой степени очистки ПВС от углеводородов.

Абсорбент должен иметь низкое давление насыщенных паров. В работе [5] показано, что степень улавливания паров нефти при замене рабочей жидкости на жидкость, давление насыщенных паров которой на 22665 Па меньше, позволяет увеличить ожидаемую степень очистки ПВС от углеводородов почти на 20 %.

Заведомо низкое давление насыщенных паров имеют дизельное топливо и керосин. Поэтому для повышения эффективности работы эжекторных УРП эти абсорбенты (в случае их отсутствия на объекте внедрения УРП) надо завозить извне.

После определенного числа циклов улавливания паров бензина отработанные абсорбенты могут быть утилизированы путем подмешивания либо к бензину, либо к низколетучим нефтепродуктам. Но для этого необходимо чтобы указанные товарные продукты имели запас качества (по температурам конца кипения и вспышки соответственно). Подмешивание отработанных абсорбентов к нефти ее качеству не угрожает, но ведет к финансовым потерям, обусловленным разной стоимостью нефти и нефтепродуктов. Подмешивание отработанных абсорбентов с примесью нефти к товарным нефтепродуктам ведет к потере качества последними. Поэтому для утилизации подобных абсорбентов после улавливания паров нефти наиболее целесообразно вывозить их на переработку. Это требует дополнительных транспортных расходов.

Перечисленные выше факторы необходимо учитывать при рассмотрении вопроса о применении эжекторных УРП в практике улавливания паров нефти и нефтепродуктов.

Выводы

1. Несмотря на очевидные достоинства (простота технологической схемы, отсутствие

дорогостоящего оборудования), применение эжекторных УРП для улавливания паров нефти и нефтепродуктов связано с рядом проблем, в числе которых повышенная пожаровзрывоопасность и значительный расход электроэнергии на улавливание паров нефти и нефтепродуктов.

2. Частично снизить высокое энергопотребление эжекторными УРП возможно путем применения выборочного улавливания паров нефти и нефтепродуктов. Даны рекомендации по определению оптимального времени включения УРП относительно момента начала выбросов.

3. При использовании в качестве рабочей жидкости легкоиспаряющейся нефти даже при компримировании ПВС до давлений 0,8-0,9 МПа степень очистки ПВС от углеводородов является низкой (в среднем около 34 %). Это в 2,6-2,9 раза ниже, чем 90-98 %, которые должны обеспечивать эффективные установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов.

4. Критерием оценки качества улавливания паров нефти и нефтепродуктов является не степень очистки ПВС от углеводородов, а степень их улавливания, учитывающая фактические условия работы УРП.

Список источников

1. Сунагатуллин Р.З., Коршак А.А., Зябкин Г.В. Современное состояние рекуперации паров при операциях с нефтью и нефтепродуктами // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 111-119.
2. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. М.: Химия, 1987. 150 с.
3. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. 144 с.
4. Коршак А.А. Разработка технологии перекачки газонасыщенных нефтей: дис. ... д-ра. техн. наук. М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1991. 510 с.
5. Коршак Ал.А., Николаева А.В., Нагаткина А.С., Гайсин М.Т., Коршак А.А., Пшенин В.В. Методика прогнозирования степени улавливания паров углеводородов при абсорбции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 2. С. 202-209. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-2-202-209.

References

1. Sunagatullin R.Z., Korshak A.A., Zybkin G.V. Sovremennoe sostoyanie rekuperatsii parov pri operatsiyakh s neft'yu i nefteproduktami [Current State of Vapor Recovery When Handling Oil and Oil Products]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2017, Vol. 7, No. 5, pp. 111-119. [in Russian].
2. Yakovlev V.S. *Khranenie nefteproduktov. Problemy zashchity okruzhayushchei sredy* [Storage of Petroleum Products. Environmental Issues]. Moscow, Khimiya Publ., 1987. 150 p. [in Russian].
3. Korshak A.A. *Sovremennye sredstva sokrashcheniya poter' benzinov ot ispareniya* [Modern Means of Reducing the Loss of Gasoline from Evaporation]. Ufa, DizainPoligrafServis Publ., 2001. 144 p. [in Russian].
4. Korshak A.A. *Razrabotka tekhnologii perekachki gazonasyschennykh neftei: dis. d-ra. tekhn. nauk* [Development of Technology for Pumping Gas-Saturated Oils: Doct. Engin. Sci. Diss.].

6. Коршак А.А. Ресурсо- и энергосбережение при транспортировке и хранении углеводородов. Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. 411 с.

Moscow, MING im. I.M. Gubkina Publ., 1991. 510 p. [in Russian].

5. Korshak A.I.A., Nikolaeva A.V., Nagatkina A.S., Gaisin M.T., Korshak A.A., Pshenin V.V. Metodika prognozirovaniya stepeni ulavlivaniya parov uglevodorodov pri absorbtzii [Method for Predicting the Degree of Hydrocarbon Vapor Recovery at Absorption]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2020, Vol. 10, No. 2, pp. 202-209. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-2-202-209. [in Russian].

6. Korshak A.A. *Resurso- i energosberezhenie pri transportirovke i khraneni uglevodorodov* [Resource and Energy Saving During Transportation and Storage of Hydrocarbons]. Rostov-on-Don, Feniks Publ., 2016. 411 p. [in Russian].

Информация об авторах

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

Information about the authors

• Korshak Alexey A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Scientific and Technical Center, Transneft R&D
Head of the Laboratory of Ecology and Development of Resource-Saving Technologies
144/3, Oktyabrya ave., Ufa, 450055, Russia
e-mail: KorshakAA@niitnn.transneft.ru

• Гайсин Марат Тагирович
НИИ Транснефть
Заместитель заведующего лабораторией
экологии и рационального природопользования
Россия, 117186, г. Москва,
Севастопольский проспект, 47а
e-mail: GaisinMT@niitnn.transneft.ru

• Gaysin Marat T.
Pipeline Transport Institute, Transneft R&D
Deputy Head of the Laboratory of Ecology and Environmental Management
47a, Sevastopolsky ave., Moscow, 117186, Russia
e-mail: GaisinMT@niitnn.transneft.ru

• Коршак Андрей Алексеевич
Научно-технический центр НИИ Транснефть
Научный сотрудник лаборатории экологии и разработки ресурсосберегающих технологий
Россия, 450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3
e-mail: KorshakAA1@niitnn.transneft.ru

• Korshak Andrey A.
Scientific and Technical Center, Transneft R&D
Researcher of Laboratory of Ecology and Development of Resource-Saving Technologies
144/3, Oktyabrya ave., Ufa, 450055, Russia
e-mail: KorshakAA1@niitnn.transneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.08.2021; одобрена после рецензирования 27.08.2021; принята к публикации 01.09.2021.

The article was submitted 12.08.2021; approved after reviewing 27.08.2021; accepted for publication 01.09.2021.