

УДК 621.6.658.5

**АНАЛИЗ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. Ч.1**

**ANALYSIS METHODS OF EVALUATION PROCESS OF LOSSES
LIQUEFIED PETROLEUM GAS AT THE GAS SUPPLY OBJECT. P.1**

Красногорская Н.Н., Елизарьев А.Н., Ахмеров В.В., Шавалиев Р.Р.
ФГБОУ ВПО Уфимский государственный авиационный технический
университет, г. Уфа, Россия

N.N. Krasnogorskaya, A.N. Elizar'ev, V.V. Akhmerov, R.R. Shavaliiev
FSBEI Ufa state aviation technical university, Russia

e-mail: Vilea86@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ методик определения потерь сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей на автомобильных газозаправочных станциях. Рассмотрены способы определения потерь сжиженного углеводородного газа по методикам, имеющимся на территории России и Содружества Независимых Государств. Представлены технологические операции, при выполнении которых образуются потери сжиженного углеводородного газа. Проанализированы математические формулы для определения расчетов потерь сжиженного углеводородного газа на участках технологического процесса приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей на автомобильных газозаправочных станциях.

Определены основные участки потерь сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей на автомобильных газозаправочных станциях.

Выполнены расчеты потерь сжиженного углеводородного газа по рассмотренным методикам на основании исходных данных действующей типичной автомобильной газозаправочной станции, с применением фактических данных геометрических размеров оборудования, количества технологических операций, эксплуатационных режимов работы, температурных показателей, объемов использованного сжиженного углеводородного газа.

Оценены объемы выбросов сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей, на автомобильных газозаправочных станциях исходя из расчета потерь.

Abstract. The methods for determining losses of liquefied petroleum gas in the process of reception, transport, storage and refueling of cars at gas-filling stations are analyzed. The methods for determining losses of liquefied petroleum gas by methods available in Russia and the Commonwealth of Independent States are considered. The process operations when the losses are produced liquefied petroleum gas are presented. The mathematical formulas for determining loss calculations of liquefied petroleum gas in the technological process of receiving, transporting, storage and refueling of cars at gas-filling stations are analyzed.

The main sections of loss of liquefied petroleum gas in the process of reception, transport, storage and refueling of cars at gas-filling stations are determined.

The calculations of the loss of liquefied petroleum gas on the considered methods based on the raw data of a typical automotive operating gas station, using the evidence of geometric size of the equipment, the number of process operations, operating modes, temperature indicators, the volume of used liquefied petroleum gas are made.

The emissions of liquefied petroleum gas in the process of reception, transport, storage and refueling of cars at gas-filling stations on the basis of the calculation of losses are evaluated

Ключевые слова: технологические потери, сжиженный углеводородный газ, слив, транспортировка, хранение, выбросы, методика расчета, заправка автомобиля, газозаправочная станция.

Keywords: process losses, liquefied petroleum gas, drain, transportation, storage, emissions, methods of determination, filling the car, gas station.

Практически во всех странах мира в последнее время все больше внимания уделяется замене жидкого углеводородного топлива на альтернативные виды топлива, используемых в автомобилях.

Одним из альтернативных видов топлива, является сжиженный углеводородный газ (СУГ) – экономически и экологически более выгодный для потребителя в отличие от жидкого углеводородного топлива [3,13,14].

Согласно данным, к 2005 г. на 1000 чел. населения приходилось 120 автомобилей, а по прогнозам, к 2025 г. эта цифра увеличится до 160. Количество автомобилей, использующих СУГ в качестве топлива, ежегодно увеличивается на 5-10% [1,3].

По прогнозам, в ближайшее десятилетие ожидается увеличение объемов потребления СУГ в качестве моторного топлива, как на Российском, так и на мировом рынке [3,4,15].

В целях стимулирования населения к использованию СУГ и развитию сети автомобильных газозаправочных станций (АГЗС) в РФ принят целый ряд нормативно-правовых актов [11,12].

Учитывая развитие инфраструктуры газомоторной отрасли Российской Федерации и ежегодный прирост автотранспорта на сжиженном газе, увеличение количества АГЗС носит позитивный характер. Согласно статистическим данным, численность АГЗС, за последние 8 лет увеличилась в России на 44,5% [2,10].

Кроме того, происходило совершенствование оборудования АГЗС. На смену механическим заправочным установкам пришли электронные газонаполнительные колонки, усовершенствовались измерительные приборы, ужесточились требования к системам автоматизации и требования пожарной безопасности при отпуске СУГ. Эти изменения во многом улучшили показатели работы АГЗС, но существовавшая проблема автогазозаправочного комплекса, наличие технологических потерь СУГ и его объективная оценка, остается нерешенной [5].

Технологические потери СУГ представляют собой финансовые потери для поставщиков газа и как следствие, потери прибыли, а в сфере промышленной и экологической безопасности - являются взрывоопасными паровоздушными смесями. В этой связи, объективная оценка технологических потерь СУГ в технологических процессах АГЗС является весьма актуальной.

Анализ литературных данных показал, что для определения технологических потерь СУГ при эксплуатации и обслуживании АГЗС на территории России и Содружества Независимых Государств в настоящее время используются три методики [7,8,9]:

- Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях 2004 года (Методика РФ) [7].

- Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на кустовых базах сжиженного газа и автогазозаправочных станциях (Методика РК) [8].

- Инструкция по проведению инвентаризации источников загрязнения и нормирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для предприятий Республики Узбекистан 2005 года (Методика РУ) [9].

Все методики обладают единым методическим подходом: расчетом потерь на стадиях технологического процесса.

Технологический процесс от момента приема СУГ на газонаполнительной станции (ГНС), транспортировании при помощи автоцистерны (АЦ), слива в резервуары хранения, до заправки автомобилей на АГЗС представлен в виде структурной схемы, интерпретированной на рисунке 1.

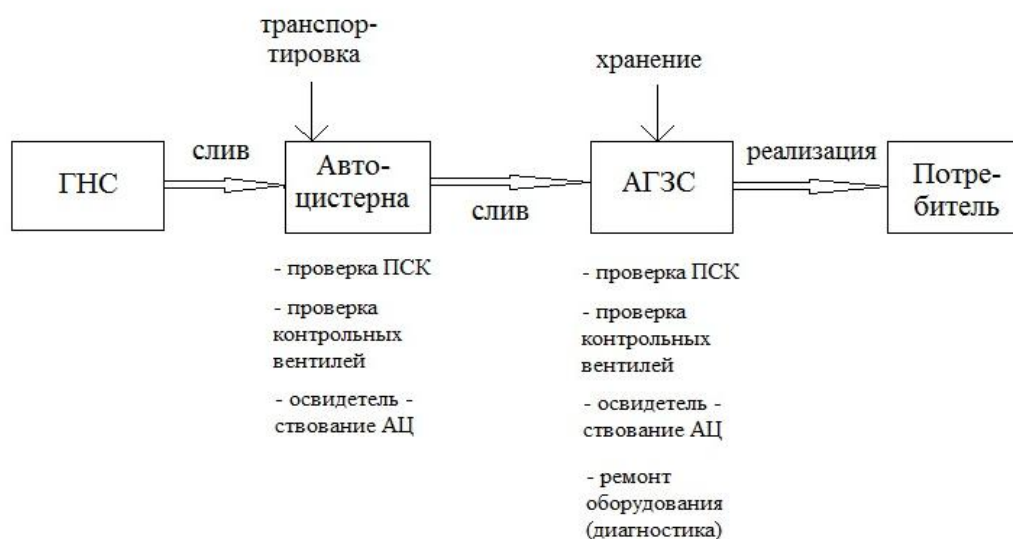


Рисунок 1. Схема технологического процесса приема, транспортирования, хранения и выдачи СУГ на АГЗС

Для удобства сопоставления методик весь технологический процесс разбит на участки технологических потерь, приведенных на рисунке 2.

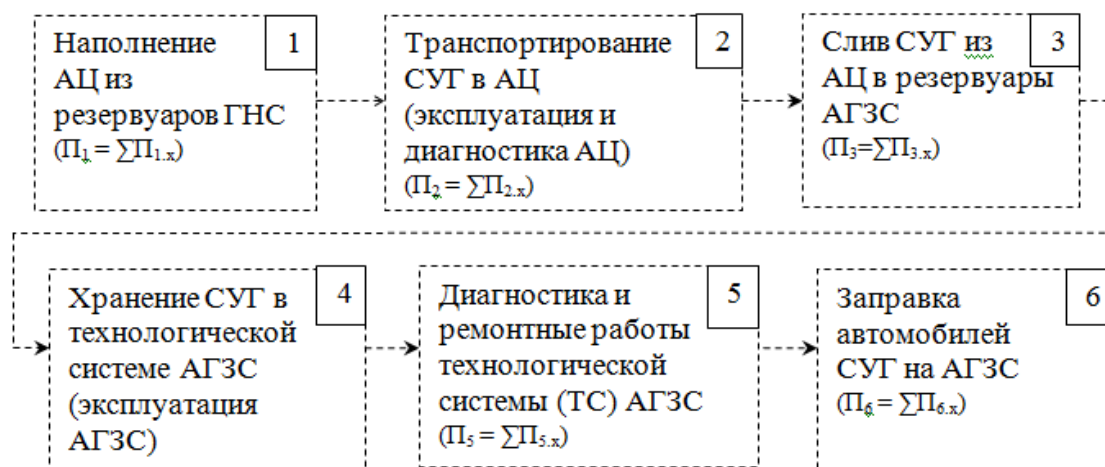


Рисунок 2. Участки потерь СУГ технологического процесса приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей

$P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6$ – потери СУГ на участках потерь 1,2,3,4,5,6 соответственно;

$P_{1,x}, P_{2,x}, P_{3,x}, P_{4,x}, P_{5,x}, P_{6,x}$ – потери СУГ при операции x , на участках потерь 1,2,3,4,5,6 соответственно.

Потери СУГ непосредственно на АГЗС (рисунок 3), являются потерями на участках 3,4,5,6 (рисунок 2).

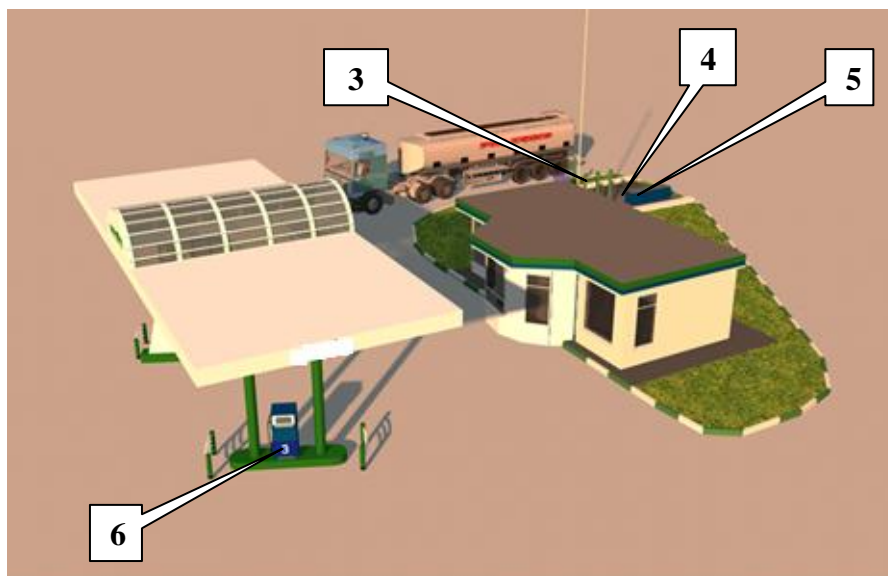


Рисунок 3. Участки технологических потерь СУГ на АГЗС:
 3 – участок слива СУГ из АЦ в резервуары хранения АГЗС;
 4 – технологическая система АГЗС, в которой обращается СУГ;
 5 - технологическая система АГЗС, где проводятся диагностика и ремонтные работы; 6 – участок заправки автомобилей

Расчет потерь СУГ на каждом участке технологических потерь (рисунок 2) проведен по всем 3 методикам.

Участок 1 (рисунок 2) - наполнение автоцистерны (АЦ) из резервуаров ГНС. Согласно инструкции по сливу и правил безопасности [6] при сливе СУГ, сливноналивные операции сжиженного газа из резервуаров в АЦ осуществляются при помощи двух рукавов, при котором, в одном рукаве, предназначенном для выравнивания давления между емкостями, остается паровая фаза, а в другом рукаве жидкая (рисунок 4).



Рисунок 4. Наполнение АЦ из резервуаров:
 1 – рукав для выравнивания паровой фазы СУГ;
 2 – рукав для слива жидкой фазы СУГ

В соответствии с методиками, возникновение потерь СУГ при наполнении АЦ обусловлено операциями, представленными в таблице 1.

Таблица 1. Потери СУГ на каждой операции участка наполнения АЦ

Участок технологических потерь СУГ	Потери при операции	Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
		Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)
Наполнение автоцистерны из резервуаров ГНС (П ₁)	П _{1,1}	Опорожнение резинотканевых рукавов паровой фазы от резервуаров ГНС до АЦ (потери паровой фазы)	-	-
	П _{1,2}	-	Опорожнение резинотканевых рукавов жидкой фазы от резервуаров ГНС до АЦ (потери жидкой фазы)	Опорожнение резинотканевых рукавов жидкой фазы от резервуаров ГНС до АЦ (потери жидкой фазы)
	П _{1,3}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	-	-

Как видно из таблицы 1, методики имеют отличия при определении потерь СУГ на отдельных операциях (П_{1,1}, П_{1,2}, П_{1,3}).

Величины потерь СУГ при наполнении АЦ определялись в соответствии с формулами 1.1, 1.2, 1.3 [7,8,9].

$$\begin{aligned}
 \Pi_1^{\text{Методика РФ}} &= \Pi_{1,1}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{1,3}^{\text{Методика РФ}} = (V_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{ац}}) + \\
 &+ \left(\left(n_{\text{сл}}^{\text{ац}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{\text{КВ}}}} \cdot S_{\text{КВ}}^{\text{ац}} \sqrt{2} \cdot P_{\text{м}}^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{ДВ}}^{\text{ац}} \cdot t_{\text{КВ}}^{\text{ац}} \right) + \right. \\
 &\left. \left(n_{\text{сл}}^{\text{ац}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{\text{КВ}}}} \cdot S_{\text{КВ}}^{\text{ац}} \sqrt{2} \cdot P_{\text{м}}^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot t_{\text{КВ}}^{\text{ац}} \right) \right), \quad (1.1)
 \end{aligned}$$

$$\Pi_1^{\text{Методика РК}} = \Pi_{1,2}^{\text{Методика РК}} = (V_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{ац}}), \quad (1.2)$$

$$\Pi_1^{\text{Методика РУ}} = \Pi_{1,2}^{\text{Методика РУ}} = (V_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{ац}}), \quad (1.3)$$

где $V_{\text{п}}^{\text{рук}}$ – объем сливоналивного рукава паровой фазы, м³;

$\rho_{\text{п}}^{\text{рук}}$ – плотность паровой фазы СУГ в сливноналивном рукаве, кг/м³;
 $n_{\text{сл}}^{\text{ац}}$ – количество сливноналивных операций по наполнению АЦ;
 $\xi_{\text{кв}}$ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления контрольного вентиля, $\xi_{\text{кв}}=13,6$;
 $S_{\text{кв}}^{\text{ац}}$ – площадь проходного сечения контрольного вентиля АЦ, м²;
 $P_{\text{м}}^{\text{ац}}$ – давление СУГ в АЦ по завершению наполнения, Па;
 $\rho_{\text{дф}}^{\text{ац}}$ – плотность двухфазной смеси СУГ в АЦ, кг/м³;
 $t_{\text{кв}}^{\text{ац}}$ – время открытия контрольного вентиля на АЦ, сек.;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{ац}}$ – плотность паровой фазы СУГ в АЦ, кг/м³;
 $V_{\text{ж}}^{\text{рук}}$ – объем сливноналивного рукава жидкой фазы, м³;
 $\rho_{\text{ж}}^{\text{рук}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в сливноналивном рукаве, кг/м³.

Участок 2 (рисунок 2) - эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ). Данный участок предусматривает транспортировку СУГ в АЦ от ГНС к АГЗС, но без учета сливо-наливных операций.

Согласно методикам, потери СУГ на участке 2 образуются при транспортировании, диагностике и ремонте АЦ, которые связаны с выполнением операций, представленных в таблице 2.

Таблица 2. Потери СУГ на каждой операции участка эксплуатации и диагностики АЦ

Наименование участка технологических потерь	Потери при операции	Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
		Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)
Эксплуатация и диагностика автоцистерны (транспортирование СУГ) (П ₂)	П _{2.1}	Внутренний осмотр, техническое обслуживание и ремонт АЦ	Внутренний осмотр, техническое обслуживание и ремонт АЦ	Внутренний осмотр, техническое обслуживание и ремонт АЦ
	П _{2.2}	Продувка АЦ после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Продувка АЦ после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Продувка АЦ после ремонта и перед пуском в эксплуатацию
	П _{2.3}	Проверка срабатывания предохранительно-сбросного клапана (ПСК) на АЦ	Проверка срабатывания ПСК на АЦ	Проверка срабатывания ПСК на АЦ

Как видно из таблицы 2, все три методики учитывают потери СУГ при выполнении одних и тех же операций (П_{2.1}, П_{2.2}, П_{2.3}).

Определение величин потерь СУГ при эксплуатации и диагностике АЦ в методиках осуществлялось в соответствии с формулами 2.1, 2.2, 2.3 [7,8,9].

$$\begin{aligned}
\Pi_2^{\text{Методика РФ}} &= \Pi_{2.1}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{2.2}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{2.3}^{\text{Методика РФ}} = \\
&= (V^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{ац}} \cdot n^{\text{ац}}) + (1,2 \cdot V^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{ац}} \cdot n^{\text{ац}}) + \\
&+ \left(\frac{3,16}{3600} \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot \sqrt{(P_{\text{кл}}^{\text{ац}} + 0,1) \cdot \rho_{\text{п}}^{0,1} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{ац}}} \right), \quad (2.1)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Pi_2^{\text{Методика РК}} &= \Pi_{2.1}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{2.2}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{2.3}^{\text{Методика РК}} = (V^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{ац}} \cdot n^{\text{ац}}) + \\
&+ \left(1,15 \cdot \frac{K_{\text{нач}}^{\text{ац}}}{K_{\text{кон}}^{\text{ац}}} \cdot V^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{ац}} \cdot n^{\text{ац}} \right) + \\
&+ \left(0,01 \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot \sqrt{\rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \Delta P_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{ац}}} \right), \quad (2.2)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Pi_2^{\text{Методика РУ}} &= \Pi_{2.1}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{2.2}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{2.3}^{\text{Методика РУ}} = \left(\frac{V^{\text{ац}} \cdot m_{25}}{V_{25}} \right) + \\
&+ (3 \cdot V^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{ац}} \cdot n^{\text{ац}}) + \left(0,01 \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot \sqrt{\rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot \Delta P_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{ац}}} \right), \quad (2.3)
\end{aligned}$$

где $V^{\text{ац}}$ – геометрический объем АЦ, м³;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{ац}}$ – плотность паровой фазы СУГ при остаточном давлении в АЦ, кг/м³;
 $\tau_{\text{н}}^{\text{ац}}$ – количество ремонтных работ в год над АЦ;
 $n^{\text{ац}}$ – количество АЦ для ремонтных работ;
 $\rho_{\text{пр}}^{\text{ац}}$ – плотность паровой фазы СУГ при проведении продувки АЦ, кг/м³;
 B – коэффициент, учитывающий физико-химические свойства СУГ;
 α – коэффициент расхода ПСК;
 $S_{\text{кл}}^{\text{ац}}$ – площадь проходного сечения ПСК, м²;
 $P_{\text{кл}}^{\text{ац}}$ – избыточное давление перед ПСК в АЦ Па (кг/см²);
 $\rho_{\text{п}}^{0,1}$ – плотность паровой фазы СУГ при давлении $P_{\text{кл}} + 0,1$, кг/м³;
 $n_{\text{кл}}^{\text{ац}}$ – количество ПСК, подлежащих проверке;
 $n_{\text{к}}^{\text{ац}}$ – количество проверок одного ПСК в год;
 $\tau_{\text{кл}}^{\text{ац}}$ – время открытия одного ПСК при проверке, сек.;
 $K_{\text{нач}}^{\text{ац}}$ – концентрация воздуха в АЦ перед продувкой СУГ (принято 100 %);
 $K_{\text{кон}}^{\text{ац}}$ – концентрация воздуха в АЦ после продувки СУГ (принято 5%);
 $\Delta P_{\text{кл}}^{\text{ац}}$ – разница первоначального и конечного давлений газа в АЦ при срабатывании ПСК, Па (кг/см²);
 m_{25} – потери СУГ при испытании одного резервуара объемом 25 м³ по данным ЦНИЛа ГАО «Узнефтегаздобыча», кг;
 V_{25} – объем резервуара, равный 25 м³.

Участок 3 (рисунок 2) - слив СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС. Процесс слива производится при помощи двух рукавов подобно процессу наполнения АЦ из резервуара ГНС (рисунок 4).

Анализ методик показал, что на участке 3 потери СУГ образуются при выполнении операций, приведенных в таблице 3.

Таблица 3. Потери СУГ на каждой операции участка слива из АЦ в резервуар хранения АГЗС

Наименование участка технологических потерь	Потери при операции	Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
		Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)
Слив СУГ из АЦ в резервуары хранения АГЗС (П ₃)	П _{3.1}	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери паровой фазы)	-	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери паровой фазы)
	П _{3.2}	-	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери жидкой фазы)	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери жидкой фазы)
	П _{3.3}	Проверка уровня наполнения резервуаров АГЗС контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	-	-
	П _{3.4}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями (потеря паровой фазы)	-	-
	П _{3.5}	-	-	Возврат (остаток) СУГ в объеме АЦ после слива в паровой фазе
	П _{3.6}	-	-	Продувка контрольного баллона после заполнения резервуаров АГЗС

Определение величины потерь СУГ при сливе из АЦ в резервуары хранения АГЗС осуществлялось по формулам 3.1, 3.2, 3.3 [7,8,9].

$$\begin{aligned}
\Pi_3^{\text{Методика РФ}} &= \Pi_{3.1}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{3.3}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{3.4}^{\text{Методика РФ}} = (V_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{рез}}) + \\
&+ \left(\left(n_{\text{сл}}^{\text{рез}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{\text{кв}}}} \cdot S_{\text{кв}}^{\text{рез}} \sqrt{2 \cdot P_{\text{м}}^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{дв}}^{\text{рез}} \cdot t_{\text{квдв}}^{\text{рез}}} \right) + \right. \\
&+ \left. \left(n_{\text{сл}}^{\text{рез}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{\text{кв}}}} \cdot S_{\text{кв}}^{\text{рез}} \sqrt{2 \cdot P_{\text{м}}^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot t_{\text{квп}}^{\text{рез}}} \right) \right) + \\
&+ \left(n_{\text{сл}}^{\text{рез}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{\text{кв}}}} \cdot S_{\text{кв}}^{\text{ац}} \sqrt{2 \cdot P_{\text{м}}^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot t_{\text{квп}}^{\text{ац}}} \right), \tag{3.1}
\end{aligned}$$

$$\Pi_3^{\text{Методика РК}} = \Pi_{3.2}^{\text{Методика РК}} = (V_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{рез}}), \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
\Pi_3^{\text{Методика РУ}} &= \Pi_{3.1}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{3.2}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{3.5}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{3.6}^{\text{Методика РУ}} = \\
&= (V_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{рез}}) + (V_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рук}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{рез}}) + (V_{\text{ац}}^{\text{ац}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{ац}} \cdot n_{\text{сл}}^{\text{рез}}) + \\
&+ \left(\frac{S_{\text{кв}}^{\text{бал}} \cdot 4,43 \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{бал}}^{\text{бал}}}{\rho_{\text{п}}^{\text{бал}}}}}{t_{\text{бал}}} \cdot 273 \cdot t_{\text{сек}}^{\text{бал}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{бал}} \right), \tag{3.3}
\end{aligned}$$

где $V_{\text{п}}^{\text{рук}}$ – объем сливноналивного рукава паровой фазы, м³;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{рук}}$ – плотность паровой фазы СУГ в сливноналивном рукаве, кг/м³;
 $n_{\text{сл}}^{\text{рез}}$ – количество сливноналивных операций в год;
 $S_{\text{кв}}^{\text{рез}}$ – площадь проходного сечения контрольного вентиля резервуара;
 $P_{\text{м}}^{\text{рез}}$ – давление СУГ в резервуаре, Па;
 $\rho_{\text{дв}}^{\text{рез}}$ – плотность двухфазной смеси СУГ в резервуаре, кг/м³;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{рез}}$ – плотность паровой фазы СУГ в резервуаре, кг/м³;
 $t_{\text{квдв}}^{\text{рез}}$ – время открытия контрольного вентиля на резервуаре для выхода двухфазной смеси СУГ, сек.;
 $t_{\text{квп}}^{\text{рез}}$ – время открытия контрольного вентиля на резервуаре для выхода паровой фазы СУГ, сек.;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{ац}}$ – плотность паровой фазы СУГ в АЦ, кг/м³;
 $V_{\text{ж}}^{\text{рук}}$ – объем сливноналивного рукава жидкой фазы, м³;
 $\rho_{\text{ж}}^{\text{рук}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в сливноналивном рукаве, кг/м³;
 $V_{\text{ац}}^{\text{ац}}$ – геометрический объем АЦ, м³;
 $S_{\text{кв}}^{\text{бал}}$ – площадь сечения выходного отверстия контрольного баллона, м²;
 $P_{\text{бал}}^{\text{бал}}$ – давление СУГ в баллоне, Па;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{бал}}$ – плотность паровой фазы СУГ в баллоне, кг/м³;
 $t_{\text{сек}}^{\text{бал}}$ – время истечения СУГ из контрольного баллона, сек.;
 $t^{\text{бал}}$ – средняя температура атмосферного воздуха, К.

Исходя из анализа методик для правильного определения потерь СУГ при сливе из АЦ в резервуар хранения АГЗС, целесообразно учитывать потери из каждого сливного рукава. А именно потери паровой и жидкой фазы СУГ, так как по окончанию слива, в одном рукаве остается паровая фаза, а в другом, жидкая, а

также учитывать потери при проверке уровня наполнения АЦ, но только для тех АЦ, у которых отсутствуют электронные уровнемеры.

Участок 4 (рисунок 2) - хранение СУГ в технологической системе АГЗС. Перечень операций, при выполнении которых возникают потери СУГ на участке 4, приведены в таблице 4.

Таблица 4. Потери СУГ на каждой операции участка хранения в технологической системе

Наименование участка технологических потерь	Потери при операции	Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
		Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)
Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (П ₄)	П _{4.1}	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС
	П _{4.2}	Проверка срабатывания ПСК на газопроводах АГЗС	-	Проверка срабатывания ПСК на газопроводах АГЗС (потеря паровой фазы)
	П _{4.3}	Негерметичность фланцевых соединений в технологической системе	-	-
	П _{4.4}	-	-	Естественная убыль СУГ при хранении в резервуарах АГЗС

Как видно из таблицы 4, методики имеют отличия при определении технологических потерь СУГ на отдельных операциях (П_{4.1}, П_{4.2}, П_{4.3}, П_{4.4}).

Величины потерь СУГ на участке 4 определялись в соответствии с формулами 4.1, 4.2, 4.3 [7,8,9].

$$\begin{aligned}
 P_{4, \text{Методика РФ}} &= P_{4,1, \text{Методика РФ}} + P_{4,2, \text{Методика РФ}} + P_{4,3, \text{Методика РФ}} = \\
 &= \left(\frac{3,16}{3600} \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot \sqrt{(P_{\text{кл}}^{\text{рез}} + 0,1) \cdot \rho_{\text{п}}^{0,1\text{рез}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{рез}}} \right) + \\
 &+ \left(\frac{5,03}{3600} \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot \sqrt{(P_1^{\text{газ}} - P_2^{\text{газ}}) \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{газ}}} \right) + \\
 &+ \left(3,75 \cdot 10^{-2} \cdot \eta \cdot P_{\text{изб}} \cdot m \cdot V^{\text{газ}} \cdot \sqrt{\frac{M}{T}} \cdot 24 \cdot L \right), \quad (4.1)
 \end{aligned}$$

$$\Pi_4^{\text{Методика РК}} = \Pi_{4.1}^{\text{Методика РК}} = \left(0,01 \cdot V \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot \sqrt{\rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \Delta P_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{рез}}} \right), \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \Pi_4^{\text{Методика РУ}} &= \Pi_{4.1}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{4.2}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{4.4}^{\text{Методика РУ}} = \\ &= \left(0,01 \cdot V \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot \sqrt{\rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \Delta P_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{рез}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{рез}}} \right) + \\ &+ \left(0,01 \cdot V \cdot \alpha \cdot S_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot \sqrt{\rho_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \Delta P_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot n_{\text{кл}}^{\text{газ}} \cdot n_{\text{к}}^{\text{газ}}} \right) + (H_{\text{ест}} \cdot V^{\text{рез}} \cdot v \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{рез}} \cdot \tau \cdot 10^{-3}), \quad (4.3) \end{aligned}$$

- где $n_{\text{кл}}^{\text{рез}}$ – количество ПСК на резервуарах, подлежащих проверке, шт.;
- $\tau_{\text{кл}}^{\text{рез}}$ – время открытия одного ПСК на резервуарах при проверке, сек.;
- $n_{\text{к}}^{\text{рез}}$ – количество проверок одного ПСК в год на резервуарах;
- $S_{\text{кл}}^{\text{рез}}$ – площадь проходного сечения ПСК резервуара, м²;
- $P_{\text{кл}}^{\text{рез}}$ – избыточное давление перед ПСК в резервуаре, Па;
- $P_1^{\text{газ}}$ – избыточное давление перед ПСК в газопроводе, Па;
- $P_2^{\text{газ}}$ – избыточное давление за ПСК в газопроводе;
- $\rho_{\text{п}}^{0,1\text{рез}}$ – плотность паровой фазы СУГ перед клапаном при давлении ($P_{\text{кл}}^{\text{рез}} + 0,1$) в резервуаре, кг/м³;
- $\rho_{\text{ж}}^{\text{газ}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в газопроводе, кг/м³;
- $n_{\text{кл}}^{\text{газ}}$ – количество ПСК на газопроводах, подлежащих проверке, шт.;
- $\tau_{\text{кл}}^{\text{газ}}$ – время открытия одного ПСК на газопроводах при проверке, сек.;
- $n_{\text{к}}^{\text{газ}}$ – количество проверок одного ПСК в год на газопроводах;
- η – безразмерный коэффициент запаса;
- $P_{\text{изб}}$ – среднее за расчетный период избыточное давление в газопроводе, Па;
- m – коэффициент негерметичности;
- $V^{\text{газ}}$ – объем газопроводов, м³;
- T – температура СУГ, К;
- M – молярная масса СУГ, кг/кмоль;
- L – количество календарных дней в году, день;
- $\rho_{\text{п}}^{\text{рез}}$ – плотность паровой фазы СУГ перед ПСК в газопроводе, кг/м³;
- $\Delta P_{\text{кл}}^{\text{рез}}$ – разница первоначального и конечного давлений газа в резервуаре при срабатывании ПСК, Па;
- $H_{\text{ест}}$ – норма естественной убыли, тонн/тонн в сутки;
- $V^{\text{рез}}$ – геометрический объем хранения резервуаров, м³;
- v – степень заполнения резервуара, $v=0,85$;
- $\rho_{\text{ж}}^{\text{рез}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в резервуаре, кг/м³;
- τ – количество суток хранения в год, $\tau = 365$.

Анализ методик показал, что на участке 4, методика РК, в отличие от остальных методик учитывает потери при проверке срабатывания ПСК на резервуарах.

Участок 5 (рисунок 2) - диагностика и ремонтные работы технологической системы АГЗС. Перечень операций, при которых возникают потери СУГ на участке 5, приведены в таблице 5.

Таблица 5. Потери СУГ на каждой операции участка диагностики и ремонтных работ технологической системы АГЗС

Наименование участка технологических потерь	Потери при операции	Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
		Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)	Наименование операции (источника)
Диагностика и ремонтные работы ТС АГЗС (П ₅)	П _{5.1}	Внутренний осмотр (ВО), техническое обслуживание (ТО), гидроиспытания и ремонт резервуаров АГЗС	ВО, ТО, гидроиспытания и ремонт резервуаров АГЗС	ВО, ТО, гидроиспытания и ремонт резервуаров АГЗС
	П _{5.2}	Продувка резервуаров после ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Продувка резервуаров после ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Продувка резервуаров после ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию
	П _{5.3}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (жидкой фазы)	Замена и ремонт газопроводной арматуры (жидкой фазы)	Испытания трубопроводов жидкой фазы
	П _{5.4}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (паровой фазы)	Замена и ремонт газопроводной арматуры (паровой фазы)	Испытания трубопроводов паровой фазы
	П _{5.5}	Продувка газопроводной арматуры после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Продувка газопроводной арматуры после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	-
	П _{5.6}	ТО и ремонт насосов (с продувкой после ремонта)	ТО и ремонт насосов (с продувкой после ремонта)	-

Как видно из таблицы 5, помимо операций, которые учитывают все методики, методика РФ и методика РК учитывают потери СУГ при продувке газопроводной арматуры и при техническом обслуживании и ремонте насосов.

Величины потерь СУГ при диагностике и ремонтных работах технологической системы определялись по формулам 5.1, 5.2, 5.3 [7,8,9].

$$\begin{aligned}
\Pi_5^{\text{Методика РФ}} &= \Pi_{5.1}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{5.2}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{5.3}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{5.4}^{\text{Методика РФ}} + \\
&+ \Pi_{5.5}^{\text{Методика РФ}} + \Pi_{5.6}^{\text{Методика РФ}} = (V^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{рез}} \cdot n^{\text{рез}}) + \\
&+ (1,2 \cdot V^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{рез}} \cdot n^{\text{рез}}) + (V_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нж}}^{\text{газ}}) + (V_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нп}}^{\text{газ}}) + \\
&+ (1,2 \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot (V_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нп}}^{\text{газ}} + \tau_{\text{нж}}^{\text{газ}} \cdot V_{\text{ж}}^{\text{газ}})) + \\
&+ (K_{\text{ут}}^{\text{н}} \cdot V^{\text{нас}} \cdot (\rho_{\text{ж}}^{\text{нас}} + 1,2 \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{нас}}) \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot n^{\text{газ}}), \tag{5.1}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Pi_5^{\text{Методика РК}} &= \Pi_{5.1}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{5.2}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{5.3}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{5.4}^{\text{Методика РК}} + \\
&+ \Pi_{5.5}^{\text{Методика РК}} + \Pi_{5.6}^{\text{Методика РК}} = (V^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{рез}} \cdot n^{\text{рез}}) + \\
&+ \left(1,15 \cdot \frac{K_{\text{нач}}^{\text{рез}}}{K_{\text{кон}}^{\text{рез}}} \cdot V^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{рез}} \cdot n^{\text{рез}}\right) + (V_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нп}}^{\text{газ}}) + (V_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нж}}^{\text{газ}}) + \\
&+ \left(1,15 \cdot \frac{K_{\text{нач}}^{\text{газ}}}{K_{\text{кон}}^{\text{газ}}} \cdot ((\tau_{\text{нп}}^{\text{газ}} \cdot V_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{газ}}) + (\tau_{\text{нж}}^{\text{газ}} \cdot V_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{газ}}))\right) + \\
&+ \left(\left((V^{\text{нас}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{нас}}) + \left(\frac{K_{\text{нач}}^{\text{нас}}}{K_{\text{кон}}^{\text{нас}}} \cdot V^{\text{нас}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{нас}}\right)\right) \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{нас}} \cdot n^{\text{нас}}\right), \tag{5.2}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Pi_5^{\text{Методика РУ}} &= \Pi_{2.1}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{2.2}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{2.3}^{\text{Методика РУ}} + \Pi_{2.4}^{\text{Методика РУ}} = \\
&= \left(\frac{V^{\text{рез}} \cdot m_{25}}{V_{25}}\right) + (3 \cdot V^{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{рез}} \cdot \tau_{\text{н}}^{\text{рез}} \cdot n^{\text{рез}}) + (V_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{газ}} \cdot V^1 \cdot \tau_{\text{нж}}^{\text{газ}}) + \\
&+ (V_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{п}}^{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{ост}}^{\text{газ}} \cdot \tau_{\text{нп}}^{\text{газ}}), \tag{5.3}
\end{aligned}$$

где $V^{\text{рез}}$ – геометрический объем резервуара, м³;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{рез}}$ – плотность паровой фазы СУГ в резервуаре, кг/м³;
 $\tau_{\text{н}}^{\text{рез}}$ – количество ремонтных работ в год над резервуаром;
 $n^{\text{рез}}$ – количество резервуаров для ремонтных работ;
 $\rho_{\text{пр}}^{\text{рез}}$ – плотность паровой фазы СУГ при продувке резервуара, кг/м³;
 $V_{\text{п}}^{\text{газ}}$ – геометрический объем газопровода паровой фазы, м³;
 $\rho_{\text{ж}}^{\text{газ}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в газопроводе жидкой фазы, кг/м³;
 $\rho_{\text{п}}^{\text{газ}}$ – плотность паровой фазы СУГ в газопроводе паровой фазы, кг/м³;
 $\tau_{\text{нп}}^{\text{газ}}$ – количество ремонтных работ в год над газопроводом паровой фазы;
 $\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}}$ – плотность паровой фазы СУГ при продувке газопровода, кг/м³;
 $\tau_{\text{нж}}^{\text{газ}}$ – количество ремонтных работ в год над газопроводом жидкой фазы;
 $V_{\text{ж}}^{\text{газ}}$ – геометрический объем газопровода жидкой фазы, м³;
 $K_{\text{нач}}^{\text{рез}}$ – концентрация воздуха в резервуаре перед продувкой СУГ (принято 100 %);
 $K_{\text{кон}}^{\text{рез}}$ – концентрация воздуха в резервуаре после продувки СУГ (принято 5%);
 $V^{\text{нас}}$ – геометрический объем насоса, м³;
 $\rho_{\text{ж}}^{\text{газ}}$ – плотность жидкой фазы СУГ в насосе, кг/м³;
 $K_{\text{нач}}^{\text{нас}}$ – концентрация воздуха в насосе перед продувкой СУГ (принято 100%);
 $K_{\text{кон}}^{\text{нас}}$ – концентрация воздуха в насосе после продувки СУГ (принято 5%);

$\rho_{\text{п}}^{\text{нас}}$ – плотность паровой фазы СУГ в насосе, кг/м³;
 $\tau_{\text{н}}^{\text{нас}}$ – количество ремонтных работ в год над насосом;
 $n^{\text{нас}}$ – количество насосов для ремонтных работ;
 v^1 – остаток жидкой фазы СУГ после слива из трубопроводов перед их испытаниями, $v^1=0,15$;
 $P_{\text{ост}}^{\text{газ}}$ – среднее остаточное давление в трубопроводе, принято равным 3 кг/см².

Анализ показал, что на участке 5 методика РФ и методика РК, в отличие от методики РУ, учитывают большее количество операций, при которых образуются потери СУГ.

Участок 6 (рисунок 2) - заправка автомобилей СУГ на АГЗС. Потери СУГ при заправке автомобилей возникают при отсоединении заправочного пистолета от приемного устройства газового оборудования автомобиля. Заправка автомобиля – наиболее часто повторяющаяся операция.

Потери СУГ, образующиеся на участке 6 не являются убытком для АГЗС, поскольку объем СУГ, получаемый потребителем, отражен на табло заправочной колонки.

Определение потерь СУГ при заправке автомобилей предусмотрено только в методике РК и методике РУ в соответствии с формулами 6.1, 6.2 [8,9]:

$$P_6^{\text{Методика РК}} = (1,3 \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{бал}} \cdot n^{\text{бал}} \cdot 10^{-3}), \quad (6.1)$$

$$P_6^{\text{Методика РУ}} = (1,3 \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{бал}} \cdot n^{\text{бал}} \cdot 10^{-3}), \quad (6.2)$$

где 1,3 – потери СУГ при заправке одного газобаллонного автомобиля – по данным НИИ Главмосавтотранса № Ф-266 от 18.01.1987 г.;

$\rho_{\text{ж}}^{\text{бал}}$ – плотность жидкой фазы СУГ;

$n^{\text{бал}}$ – количество баллонов заправляемых за год.

Следует отметить, что методика РК и методика РУ используют одинаковые формулы (6.1, 6.2) для определения потерь СУГ.

Расчет величин потерь СУГ на каждом участке по трем методикам на всех стадиях технологического процесса проводился для действующей АГЗС, имеющей два подземных резервуара, объемом 10м³.

Заправка автомобилей осуществлялась на двух газораздаточных колонках, но при этом имелись три заправочных пистолета, то есть одновременно могли заправляться три автомобиля.

Доставка СУГ от ГНС на АГЗС осуществлялась АЦ. Расстояние от ГНС до АГЗС, составляло 110 км, а время транспортировки СУГ в АЦ занимало 2,5 часа.

При проведении расчетов потерь СУГ использовались фактические данные геометрических размеров оборудования, объемов использованного СУГ и среднегодовой температуры 2011 года. Исходные данные для расчета представлены в таблицах 6,7,8,9,10.

Таблица 6. Исходные данные для расчета потерь СУГ на участке 1 (рисунок 2)

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
1	Общее количество сливных рукавов	2	шт.
2	Длина одного сливного рукава	9	м
3	Диаметр сливного рукава	0,04	м
4	Время открытия контрольного вентиля	3	сек

Примечание: слив СУГ осуществляется при помощи двух сливных рукавов, один из которых предназначен для паровой фазы, другой для жидкой фазы.

Таблица 7. Исходные данные для расчета потерь СУГ на участке 2 (рисунок 2)

№ п/п	Наименование автоцистерны	Количество транспортировок за 2011 год, шт.	Диаметр проходного сечения клапана, м
1	АЦ марки ППЦТ-32	33	0,04
2	АЦ марки ППЦТ-36	157	
3	АЦ марки ППЦТ-38	71	

Примечание: ППЦТ означает полуприцеп – цистерна транспортная, цифры 32, 36, 38 обозначают геометрический объем автоцистерны.

Таблица 8. Исходные данные для расчета потерь СУГ на участке 3 (рисунок 2)

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
1	Общее количество сливных рукавов	2	шт.
2	Длина одного сливного рукава	9	м
3	Диаметр сливного рукава	0,04	м
4	Время открытия контрольного вентиля на АЦ для выхода двухфазной смеси	25	сек.
5	Время открытия контрольного вентиля на АЦ для выхода паровой фазы	5	сек.
6	Время открытия контрольного вентиля на резервуаре АГЗС для выхода двухфазной смеси	5	сек.
7	Время открытия контрольного вентиля на резервуаре АГЗС для выхода паровой фазы	25	сек.
8	Площадь проходного сечения контрольного вентиля	$2,83 \cdot 10^{-5}$	м ²
9	Остаточное давление насыщенных паров в рукаве для паровой фазы СУГ после слива (для летнего времени)	1,0	МПа
10	Остаточное давление насыщенных паров в рукаве для паровой фазы СУГ после слива (для зимнего времени)	0,6	МПа

Таблица 9. Исходные данные для расчета потерь СУГ на участке 4 (рисунок 2)

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
1	Диаметр проходного сечения клапана на резервуарах	0,0235	м
2	Диаметр проходного сечения клапана на газопроводах	0,0235	м
3	Количество клапанов на одном резервуаре	2	шт.
4	Количество резервуаров на АГЗС	2	шт.
5	Количество клапанов на газопроводах	10	шт.
6	Количество проверок одного клапана в год	12	-
7	Геометрический объем одного резервуара АГЗС	10	м ³

Таблица 10. Исходные данные для расчета потерь СУГ на участке 5 (рисунок 2)

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
1	Количество внутренних осмотров, технических обслуживаний и ремонтов одного резервуара в год	0,5	-
2	Объем газопроводов жидкой фазы (определен на основании натуральных замеров геометрических размеров и расчетов)	0,08	м ³
3	Объем газопроводов паровой фазы (определен на основании натуральных замеров геометрических размеров и расчетов)	0,035	м ³
4	Периодичность испытаний трубопроводов жидкой фазы (количество за семь лет)	1	-
5	Периодичность испытаний резервуаров АГЗС (количество за семь лет)	1	-
6	Объем полости одного насоса	0,011	м ³
7	Количество насосов, установленных на АГЗС	2	шт.
8	Периодичность обслуживания насосов в год	0,5	-

Примечание: В расчетах принято, что ремонт резервуаров и техническое обслуживание совпадают с внутренним осмотром.

Результаты расчетов величин потерь СУГ на всех участках технологических потерь технологического процесса приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей при использовании всех трех методик представлены в таблице 11 и интерпретированы на диаграмме (рисунок 6).

Таблица 11. Величины потерь СУГ в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей, рассчитанные на основании трех методик

№	Наименование участка технологических потерь	Потери, кг/год		
		Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
1	Наполнение автоцистерны из резервуаров ГНС	674,68	5 707,44	5 707,44
2	Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ)	2 849,59	39 503,14	4 422,99
3	Слив СУГ из АЦ в резервуары хранения АГЗС	14 150,2	1 331,53	34 916,09
4	Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (эксплуатация АГЗС)	1234,88	295,68	967,7
5	Диагностика и ремонтные работы ТС АГЗС	397,4	5 669,13	422,18
6	Заправка автомобильных баллонов СУГ на АГЗС	-	43 710,76	43 710,76
Итого		19 306,75	96 217,68	90 147,16

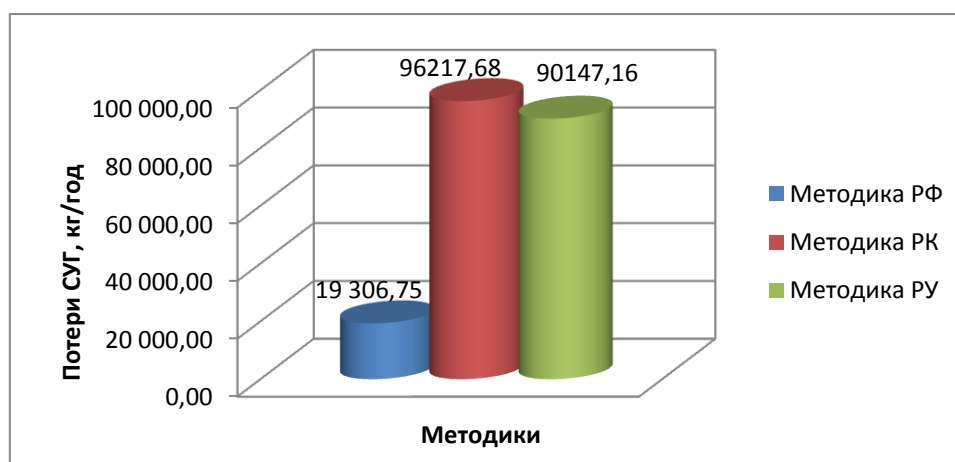


Рисунок 6. Величины суммарных потерь СУГ всех участков технологического процесса приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей

Как видно из таблицы 11 и диаграммы 6, величины суммарных потерь СУГ составили: 19 306,75 кг/год, 96 217,68 кг/год, 90 147,16 кг/год по методикам РФ, РК, РУ соответственно. Наибольшие величины потерь СУГ получены при расчете по методике РК, которые в 4,98 раза больше потерь по методике РФ и в 1,07 раз больше потерь по методике РУ.

Учитывая, что потери СУГ на участке 6 (рисунок 2) образуются уже после системы учета выданного топлива, то количество СУГ, образовавшееся на данном участке является потерями для потребителя, а не для предприятия.

Дифференциация потерь СУГ для предприятия и потребителя представлена в таблице 12.

Таблица 12. Величины потерь СУГ предприятия и потребителя в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей

№	Наименование потерь СУГ	Потери, кг/год		
		Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
1	Потери СУГ для предприятия	19 306,75	52 506,92	46 436,40
2	Потери СУГ для потребителя	-	43 710,76	43 710,76
Итого		19 306,75	96 217,68	90 147,16

Как видно из таблицы 12, наибольшие величины потерь СУГ предприятия определены на основании методики РК. Величины потерь СУГ для предприятия по методике РК в 2,7 раза больше потерь по методике РФ и в 1,13 раза больше потерь по методике РУ.

Расчетные величины потерь СУГ потребителя по методике РК и методике РУ одинаковы и составили 43 710,76 кг/год. Следует отметить, что в методике РФ отсутствует расчет определения потерь СУГ потребителя при заправке автомобилей.

При этом, обобщая все источники потерь СУГ, следует выделить операции, при которых образуются взрывоопасные паровоздушные смеси и выбросы на участке приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей, которые представлены в таблице 13.

Таблица 13. Выбросы, образующиеся на участках технологических потерь СУГ

Участок выбросов СУГ	Выбросы при операции	Наименование операции (источника)	Величины выбросов СУГ, кг/год		
			Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
1	2	3	4	5	6
Наполнение АЦ из резервуаров ГНС (П ₁)	П _{1.1}	Опорожнение рукавов паровой фазы от резервуаров ГНС до АЦ (потери паровой фазы)	75,75	-	-
	П _{1.2}	Опорожнение рукавов жидкой фазы от резервуаров ГНС до АЦ (потери жидкой фазы)	-	5707,44	5707,44
	П _{1.3}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	598,93	-	-

Участок выбросов СУГ	Выбросы при операции	Наименование операции (источника)	Величины выбросов СУГ, кг/год		
			Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
1	2	3	4	5	6
Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ) (П ₂)	П _{2.1}	ВО, ТО и ремонт АЦ	499,37	499,37	908,00
	П _{2.2}	Продувка АЦ после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	1 967,90	37718,78	2230,00
	П _{2.3}	Проверка срабатывания ПСК на АЦ	382,32	1284,99	1284,99
Слив СУГ из АЦ в резервуары хранения АГЗС (П ₃)	П _{3.1}	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери паровой фазы)	35,06	-	35,06
	П _{3.2}	Опорожнение рукавов по окончанию слива СУГ с АЦ в резервуары АГЗС (потери жидкой фазы)	-	1 331,53	1 331,53
	П _{3.3}	Проверка уровня наполнения резервуаров АГЗС контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	12 721,88	-	-
	П _{3.4}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями	1393,26	-	-
	П _{3.5}	Возврат (остаток) СУГ в объеме АЦ после слива в паровой фазе	-	-	32 898,04
	П _{3.6}	Продувка контрольного баллона после заполнения резервуаров АГЗС	-	-	651,46
Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (П ₄)	П _{4.1}	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС	151,06	295,68	295,68
	П _{4.2}	Проверка срабатывания ПСК на газопроводах АГЗС	1034,64	-	398,02
	П _{4.3}	Негерметичность фланцевых соединений в технологической системе	49,18	-	-
	П _{4.4}	Естественная убыль СУГ при хранении в резервуарах АГЗС	-	-	274,0
Диагностика и ремонтные работы ТС АГЗС (П ₅)	П _{5.1}	ВО, ТО, гидроиспытания и ремонт резервуаров АГЗС	72,97	72,97	0,17
	П _{5.2}	Продувка резервуаров после ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию	287,58	5512,11	421,05
	П _{5.3}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (жидкой фазы)	28,02	28,02	0,93
	П _{5.4}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (паровой фазы)	0,98	0,13	3,54*10 ⁻²
	П _{5.5}	Продувка газопроводной арматуры после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	1,15	49,3	-

Участок выбросов СУГ	Выбросы при операции	Наименование операции (источника)	Величины выбросов СУГ, кг/год		
			Методика РФ [7]	Методика РК [8]	Методика РУ [9]
1	2	3	4	5	6
	П _{5,6}	ТО и ремонт насосов (с продувкой после ремонта)	6,68	6,6	-
Заправка автомобильных баллонов СУГ (П ₆)	П ₆	Отсоединение заправочного пистолета от приемного устройства газового баллона автомобилей	-	43 710,76	43 710,76
Итого			19 306,73	96 217,68	90 147,16

В соответствие с таблицей 11 и таблицей 13, все потери СУГ на участке приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей являются источниками выбросов и образования взрывоопасных паровоздушных смесей.

Выводы

Проведенный анализ методик определения потерь сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки автомобилей на автомобильных газозаправочных станциях показал, что используемые методики, не учитывают все потери технологического процесса.

У каждой методики имеются отличия расчетных формул для определения потерь СУГ при выполнении одинаковых операций, а при выполнении одних и тех же операций не все методики учитывают потери СУГ на одном участке, что в конечном итоге отражается на результатах расчетов суммарных потерь СУГ.

В связи с этим необходимо усовершенствование имеющихся методик, которые бы могли более объективно оценивать потери СУГ.

Литература

1. Кирилов Н.Г., Лазарев А.Н. Экология и автотранспорт: о необходимости перехода на природный газ как перспективное моторное топливо // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо, 2010. № 4(52). С. 5.
2. Мировой и европейский рынки СУГ // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо, 2007. № 6 (36). С. 28-29.
3. Сжиженный углеводородный газ как альтернативное моторное топливо (Материалы из информационного меморандума ЗАО «Газресурс») // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2007. № 6 (36) С. 30-32.

4. Рынок газомоторного топлива России: перспективы развития // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2011. № 1 (55) С. 40-61.
5. Летуновский А.А. Технические возможности снижения потерь СУГ в автогазозаправочном бизнесе // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 2(20). С. 23-27.
6. Правила безопасности для автозаправочных станций сжиженного углеводородного газа (ПБ 12-527-03). Сер.12. Вып.5. М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 96 с.
7. Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях. С.: ОАО «Гипрониюгаз», 2004. с. 44.
8. Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на кустовых базах сжиженного газа и автогазозаправочных станциях: проект постановления об утверждении //Официальный сайт Кыргызской Республики. URL: <http://www.gov.kg/?p=3032> (дата обращения: 23.05.2013).
9. Инструкция по проведению инвентаризации источников загрязнения и нормирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для предприятий Республики Узбекистан: утв. приказом Председателя ГК по охране природы от 15 дек. 2005 г. № 105//Законодательство Республики Узбекистан. URL: <http://zakonuz.uzshar.com/?document=12102> (дата обращения: 23.05.2013).
10. Количество автомобильных газозаправочных станций в России и Европе // Путешествуем на авто URL: <http://autotraveler.ru/spravka> (дата обращения: 23.05.2013).
11. Об использовании газового моторного топлива: Проект Федерального закона № 612001-5 //Гарант: Информационно-правовой портал. URL: <http://base.garant.ru/58179097/> (дата обращения: 23.05.2013).
12. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ (с изменениями и дополнениями) //Гарант: информационно-правовой портал. URL: <http://base.garant.ru/12171109/> (дата обращения: 23.05.2013).
13. R.R. Saraf, S.S. Thipse, P.K. Saxena Comparative Emission Analysis of Gasoline/LPG Automative Bifuel Engine // World academy of science engineering and technology, 2009. Vol.27. P.522-525.
14. T. Tasic, P. Pogorevc, T. Brajlilh Gasoline and LPG exhaust emissions comparison // Advance in Production Engineering and Management, 2011. Vol.2. P.87-94.
15. Liquefied Petroleum Gas. Demand, Supply and Future Perspective for Sudan // Synthesis report of a workshop held in Khartoum, 12-13 December 2010.

References

1. Kirilov N.G., Lazarev A.N. Environment and transport: the need for switching to natural gas as a motor fuel perspective // Autogas Filling Complex, 2010. № 4 (52). P. 5.
2. World and European markets LPG // Autogas Filling, 2007. № 6 (36). P. 28-29.
3. Liquefied petroleum gas as an alternative motor fuel (Proceedings of the information memorandum JSC "Gazresurs") // Autogas Filling Comple, 2007. № 6 (36). P. 30-32.
4. Russian NGV Market: Prospects for Development // Autogas Filling Complex, 2011. № 1 (55). P. 40-61.
5. Letunovskiy A.A. Technical possibilities of reducing the loss of LPG autogas business // Autogas Filling Complex, 2005. № 2 (20), P. 23-27.
6. Safety regulations for gas stations liquefied petroleum gas (SR 12-527-03). Series 12. Issue 5 / Coll. Auth. - Moscow: State Unitary Enterprise "Scientific and Technical Center for Industrial Safety Gosgortekhnadzor Russia", 2003. 96 p. [in Russian]
7. Methods of determining the process losses of petroleum gas filling points and gas filling stations. S.: Gipronigaz, 2004. p.44. [in Russian]
8. The draft resolution on the approval process techniques determining the loss of liquefied petroleum gases in the cluster bases of liquefied gas and gas filling stations. //The official website of the Kyrgyz Republic. URL: <http://www.gov.kg/?p=3032> (date accessed: 23.05.2013).
9. Instructions for inventory of pollution sources and regulation of emissions to the atmosphere for the enterprises of the Republic of Uzbekistan. Approved by order of the Chairman of the State Committee for Nature Protection of December 15, 2005 number 105. //The legislation of the Republic of Uzbekistan URL: <http://zakonuz.uzshar.com/?document=12102> (date accessed: 23.05.2013).
10. The number of gas-filling stations in Russia and Europe //Travel by car URL: <http://autotraveler.ru/spravka> (date accessed: 23.05.2013).
11. On the use of the gas motor fuel: project of the Federal Law № 612001-5 // Legal information portal Garant. URL: <http://base.garant.ru/58179097/> (date accessed: 23.05.2013).
12. On energy saving and energy efficiency improvements and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation" (as amended): Federal Law of November 23, 2009 N 261-FZ //Legal information portal Garant. URL: <http://base.garant.ru/12171109/> (date accessed: 23.05.2013).
13. R.R. Saraf, S.S. Thipse, P.K. Saxena Comparative Emission Analysis of Gasoline/LPG Automative Bifuel Engine // World academy of science engineering and technology, 2009. Vol.27. P.522-525.

14. T. Tasic, P. Pogorevc, T. Brajliah Gasoline and LPG exhaust emissions comparison // Advance in Production Engineering and Management, 2011. Vol.2. P. 87-94.

15. Liquefied Petroleum Gas. Demand, Supply and Future Perspective for Sudan // Synthesis report of a workshop held in Khartoum, 12-13 December 2010.

Сведения об авторах

Красногорская Н.Н., д-р техн. наук, проф., зав. кафедры «Безопасность производства и промышленная экология» ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа
N.N. Krasnogorskaya, dr. tech sci., head of department «Production safety and industrial ecology», FSBEI USATU, Russia

Елизарьев А.Н., канд. геогр. наук, доцент, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа
A.N. Elizar'ev, cand. geogr. sci, assistant professor of «Production safety and industrial ecology» FSBEI USATU, Russia

Ахмеров В.В., аспирант, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа
V.V. Akhmerov, graduate, department «Production safety and industrial ecology» FSBEI USATU, Russia

Шавалиев Р.Р., студент, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа
R.R. Shavaliiev, student, department «Production safety and industrial ecology» FSBEI USATU, Russia.

e-mail: Vilea86@mail.ru