

УДК 621.6.658.5

**АНАЛИЗ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. Ч.2**

**ANALYSIS METHODS OF EVALUATION PROCESS OF LOSSES
LIQUEFIED PETROLEUM GAS AT THE GAS SUPPLY OBJECT. P.2**

Красногорская Н.Н., Елизарьев А.Н., Ахмеров В.В., Никитин А.А.
ФГБОУ ВПО Уфимский государственный авиационный технический
университет, г. Уфа, Российская Федерация

N.N. Krasnogorskaya, A.N. Elizar'ev, V.V. Akhmerov, A.A. Nikitin
FSBEI of HPE Ufa State Aviation Technical University, Ufa, the Russian Federation
e-mail: Vilea86@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ методик определения потерь сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств на автомобильных газозаправочных станциях.

Выявлены участки и технологические операции, в которых образуются потери сжиженного углеводородного газа, не учтенные существующими методиками.

Рассмотрены особенности технологического процесса наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств и конструкции технологического оборудования автомобильных газозаправочных станций, влияющие на потери сжиженного углеводородного газа.

Выполнен эксперимент по определению остатка жидкой фазы сжиженного углеводородного газа («мертвый» остаток) в резервуаре после слива.

Проведен анализ разновидностей заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств и оценены объемы внутренних полостей разных заправочных пистолетов и устройств, используемых при стыковке с газовым оборудованием транспортных средств для заправки.

Предложена формула расчета потерь сжиженного углеводородного газа, образующихся в процессе заправки транспортных средств на автомобильных газозаправочных станциях, учитывающая конструктивные особенности заправочного оборудования, формула расчета потерь сжиженного углеводородного газа в виде «мертвого» остатка в резервуаре и формула расчета потерь сжиженного углеводородного газа при дренировании резервуара автомобильной газозаправочной станции от свободной воды.

Предложена методика оценки потерь сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки

транспортных средств.

Выполнены расчеты потерь сжиженного углеводородного газа по предложенной и существующей методике и произведено сопоставление величин потерь сжиженного углеводородного газа по методикам.

Оценены величины выбросов и топливно-воздушных смесей сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств, по предложенной и существующей методике.

Abstract. The methods for determining losses of liquefied petroleum gas (LPG) in the process of filling, transportation, storage and vehicle refueling at gas-filling stations (gas stations) are analyzed.

The sites and process operations in which the losses are formed of the LPG that are not covered by the existing methods are determined.

The features of the process and equipment design of gas stations, affecting the losses of LPG are considered.

Achieved definition remainder of the liquid phase LPG ("dead" remnant) in the tank after draining through experimentation.

The formula for calculating the losses of LPG produced during vehicle refueling at gas stations, taking into account the structural features of the filling equipment, the formula for calculating the losses of LPG as a "dead" remnant in the tank and the formula for calculating the losses when draining the tank of LPG filling stations from free water are proposed.

Based on the analysis methods and experimental data, a method of estimating the losses of LPG in the process of filling, transportation, storage and vehicle refueling is proposed.

The calculations of the losses of LPG on the proposed and existing methods are performed.

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

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

Анализ методик оценки потерь СУГ в технологическом процессе приема, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств, выполненный в работе [4] показал, что методики [1,2,3] учитывают не все потери на этапах технологического процесса.

В связи с этим, выполнялся анализ методических подходов для оценки потерь СУГ по методикам [1,2,3] и рассматривались особенности

технологического процесса наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств.

Анализ методических подходов для оценки потерь СУГ

На величины потерь СУГ значительно влияют ее параметры (плотность паровой и жидкой фазы, давление), которые зависят от состава и температуры [5].

В методиках [2,3] отсутствуют сведения о составе, плотности СУГ и давлении в технологическом оборудовании, используемые в расчетах потерь СУГ.

В методике [1] приведены сведения о составе, плотности жидкой и паровой фазы СУГ и давлении. Согласно методике [1], в расчетах, принимается постоянный состав СУГ в соотношении 50% (масс.) пропана, 50% (масс.) бутана.

Следует учесть, что в процессе эксплуатации АГЗС состав СУГ меняется и определяется паспортом качества на поставляемую партию.

Давление СУГ в технологической системе, согласно методике [1] принято постоянным для зимнего и летнего периодов, при этом, плотности паровой и жидкой фазы СУГ снижаются с увеличением температуры. Учитывая, что СУГ находится в технологическом оборудовании, в основном, в виде двухфазной системы (пар-жидкость), то снижение плотности паровой фазы с повышением температуры для данной системы не характерно [5].

Повышение температуры в двухфазной системе (пар-жидкость) приводит к увеличению плотности паровой фазы и давления [5].

Следовательно, при определении потерь СУГ, температура в двухфазной системе (пар-жидкость) является основным фактором, способствующим изменению давления и плотности в технологическом оборудовании [6].

В методике [1] для определения плотности СУГ и давления используются данные среднемесячной температуры окружающей среды. Данные температуры СУГ в подземном технологическом оборудовании в методике [1] не используются.

Анализ методических подходов оценки потерь СУГ по методикам [1,2,3] выполнялся на участках 1, 2, 3, 4, 5, 6 технологических потерь СУГ [4].

Участок 1 - Наполнение автоцистерны из резервуара газонаполнительной станции [4]. Наполнение автоцистерны (АЦ) на газонаполнительной станции (ГНС) производится при помощи компрессора, испарителя и насоса. Наибольшее распространение получили компрессоры и насосы [7]. При наполнении АЦ компрессором, в рукавах остается паровая фаза СУГ, так как жидкая фаза СУГ вытесняется из сливного рукава в резервуар АЦ (рисунок 1). Если используется насос, то в рукавах остается жидкая и паровая фаза СУГ [4,6].



Рисунок 1. Наполнение АЦ на ГНС

1 – рукав для выравнивания между резервуарами; 2 – сливной рукав

Учитывая особенности технологического процесса наполнения АЦ насосом, следует определять потери паровой и жидкой фазы СУГ.

Участок 2 – Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ)[4]. Определение потерь СУГ при внутреннем осмотре (ВО), техническом обслуживании (ТО) и ремонте АЦ, предусмотрено в методиках [1,2,3]. Методики [1,2,3] не учитывают потери СУГ, в виде жидкой фазы, образующиеся на дне резервуара АЦ по окончании слива – «мертвый» остаток [6,8]. Следует отметить, что конструкция резервуара выполнена таким образом, что сливной патрубок отступает от дна резервуара во избежание попадания свободной воды [9] в технологическую систему, что приводит к образованию «мертвого» остатка СУГ в резервуаре после слива.

На рисунке 2 представлена конструкция типичного резервуара для СУГ.

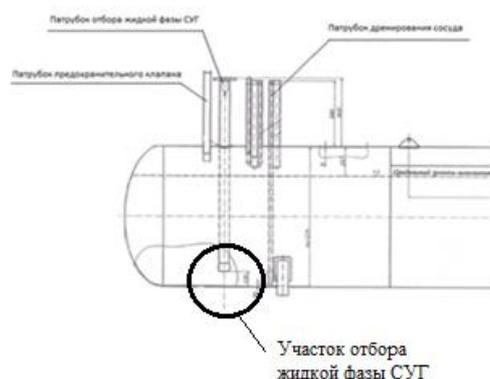


Рисунок 2. Конструкция резервуара СУГ

Как видно из рисунка 2, сливной патрубок, на участке отбора жидкой фазы, отступает от дна резервуара на определенное расстояние.

Для обоснования «мертвого» остатка в резервуаре в настоящей работе проводился эксперимент, в котором определялось количество остатка жидкой

фазы СУГ в резервуаре АЦ.

Определение остатка жидкой фазы в резервуаре («мертвый» остаток) АЦ осуществлялось после слива СУГ из резервуара АЦ, с полным отбором жидкой фазы насосом, взвешиванием АЦ автомобильными весами.

Для определения «мертвого» остатка использовалась АЦ марки АППЦТ-36 Кузполимермаш с полезным геометрическим объемом 35,3 м³.

После слива СУГ из резервуара АЦ с полным отбором жидкой фазы насосом, измерялась температура и давление по термометру и манометру, соответственно, в резервуаре АЦ и рассчитывалась плотность паровой фазы СУГ в резервуаре АЦ.

Плотность паровой фазы СУГ в резервуаре АЦ определялась по формуле[5]:

$$\rho_{\text{пар}} = \sum_i y_i \rho_i \quad (1)$$

где y_i – объемная доля компонента СУГ; ρ_i – плотность насыщенных паров компонента СУГ при заданной температуре, кг/м³.

Состав СУГ определялся согласно паспорту качества и составил: этан-0,6%, пропан-80,1%, бутан-19,3% (масс.).

Значения температуры и давления, измеренные в резервуаре АЦ и расчетная величина плотности паровой фазы СУГ, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Температура, давление и плотность паровой фазы СУГ в резервуаре АЦ

Температура в резервуаре АЦ, К	Давление (избыточное) в резервуаре АЦ (P), МПа	Плотность паровой фазы СУГ в резервуаре АЦ ($\rho_{\text{пар}}$), кг/м ³
295	0,9	20,05

На основании величины плотности паровой фазы СУГ и объема резервуара АЦ определялась масса СУГ в резервуаре АЦ в паровой фазе после слива.

Масса СУГ в резервуаре АЦ в паровой фазе определялась по формуле [1,2,3]:

$$m_{\text{АЦ}} = \rho_{\text{пар}} \cdot V^{\text{АЦ}} \quad (2)$$

где $V^{\text{АЦ}}$ – объем резервуара АЦ, м³.

Расчетная величина массы СУГ в резервуаре АЦ в паровой фазе, после слива, составила: 707,7 кг.

Взвешивание АЦ осуществлялось после слива СУГ на АГЗС с полным отбором жидкой фазы из резервуара АЦ насосом (до вскрытия) и после опорожнения резервуара АЦ вскрытием. Результаты взвешивания показали, что в резервуаре АЦ находилось 775 кг СУГ.

Сопоставляя расчетную величину массы СУГ в резервуаре АЦ в паровой фазе (707,7 кг) и величину массы СУГ, определенной взвешиванием (775 кг),

определили массу «мертвого» остатка как разницу величины массы паровой фазы и массы СУГ при взвешивании, которая составила: 67,3 кг.

Для оценки объема «мертвого» остатка в резервуаре АЦ определялась плотность жидкой фазы СУГ по формуле [5]:

$$\rho_{\text{жидк}} = \sum_i y_i \rho_i \quad (3)$$

где ρ_i – плотность жидкой фазы компонента СУГ при заданной температуре.

Расчетная величина плотности жидкой фазы СУГ составила: 0,514 кг/л.

Следовательно, объем «мертвого» остатка в резервуаре АЦ после слива с полным отбором жидкой фазы СУГ насосом, составил: 131 л.

Таким образом, можно сделать вывод, что при сливе СУГ с полным отбором жидкой фазы насосом, в резервуаре остается «мертвый» остаток, который невозможно извлечь через сливные патрубки из-за конструктивных особенностей резервуара.

Определение потерь СУГ при проверке срабатывания предохранительно-сбросного клапана (ПСК) предусмотрено в методиках [1,2,3]. В расчетах потерь СУГ, методика РФ [1] учитывает разность давления в резервуаре и давления в атмосфере, расчеты по методикам [2,3] основаны на разности избыточного давления в резервуаре до открытия ПСК и после [4]. Учитывая, что СУГ, при хранении в резервуаре, находится в виде закрытой двухфазной системы [5], то срабатывание ПСК не должно приводить к падению давления СУГ в резервуаре, так как СУГ будет стремиться поддержать равновесное состояние при заданной температуре.

Для определения падения давления СУГ в технологическом оборудовании и оценки применимости формул расчета потерь СУГ при проверке срабатывания ПСК по методикам [2,3], проводился эксперимент по проверке срабатывания ПСК на резервуаре АГЗС, в котором осуществлялось открытие клапана.

Открытие клапана производилось на определенное время, при котором осуществлялось наблюдение за изменением показаний давления по манометру резервуара. Результаты эксперимента приведены в таблице 2.

Таблица 2. Изменение показаний давления в резервуаре в зависимости от времени открытия клапана

№	Время открытия клапана резервуара, сек.	Показание манометра до открытия клапана, МПа	Показание манометра после открытия клапана, МПа
1	0-3	0,6	0,6
2	0-20	0,6	0,6
3	0-40	0,6	0,6

Как видно из таблицы 2, открытие клапана, не привело к изменению давления в резервуаре АГЗС.

Таким образом, формулы, используемые в методиках [2,3] для определения потерь СУГ при проверке срабатывания ПСК на резервуаре АЦ, резервуаре и газопроводах АГЗС, на практике не применимы.

Участок 3 – Слив СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС[4]. Процесс слива СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС осуществляется аналогично процессу наполнения АЦ на участке 1. Следует учитывать, что на многих современных АГЗС и многотопливных АЗС для слива СУГ из АЦ в резервуары хранения применяются насосы.

Для транспортировки СУГ от ГНС до АГЗС используются АЦ объемами от 8 до 50 м³[11], объем которых не всегда совпадает с объемами резервуаров для хранения СУГ на АГЗС. Максимальный объем одного резервуара АГЗС не должен превышать 10 м³[12]. Следовательно, слив СУГ может заканчиваться частичным или полным отбором жидкой фазы СУГ из резервуара АЦ. При частичном отборе СУГ из АЦ, в сливном рукаве остается жидкая фаза, заполняющая весь объем сливного рукава, так как из резервуара АЦ непрерывно поступает жидкая фаза. Полный отбор жидкой фазы СУГ из резервуара АЦ, теоретически подразумевает, что в сливном рукаве должна оставаться паровая фаза, так как жидкая фаза из резервуара АЦ и сливного рукава должна переместиться в резервуар АГЗС. Но учитывая, что из-за падения напора при завершении слива СУГ, в трубопроводе образуется газожидкостной поток, который снижает пропускную способность насоса [13,14,15], то можно предположить, что на нисходящем участке сливного рукава остается жидкая фаза СУГ[6].

В методике[3], в сливном рукаве, учитываются потери жидкой фазы СУГ, а в методике[1] потери паровой фазы, принимая в расчетах, что вся жидкая фаза из сливного рукава перемещается в резервуар АГЗС.

На АГЗС проводился эксперимент, в котором определялось количество жидкой фазы СУГ в сливном рукаве после слива с полным отбором жидкой фазы СУГ из резервуара АЦ насосом.

Определялась масса СУГ в рукаве выравнивания давления между резервуарами и масса СУГ в сливном рукаве. По разности величины массы СУГ в сливном рукаве и массы СУГ в рукаве выравнивания давления между резервуарами, определялась масса остатка жидкой фазы СУГ в сливном рукаве. Эксперимент показал, что после слива СУГ с полным отбором жидкой фазы из резервуара АЦ насосом, в сливном рукаве остается жидкая фаза, занимающая 5% объема сливного рукава, что предложено учитывать для оценки потерь СУГ при сливноналивных операциях.

В методике[3] учитываются потери в виде возврата СУГ в резервуаре АЦ в паровой фазе, ноне учитывается остаток жидкой фазы СУГ на дне резервуара в виде «мертвого» остатка [8]. Потери СУГ в виде возврата паровой фазы в объеме АЦ с учетом «мертвого» остатка следует определять, если не производится взвешивание АЦ на ГНС.

Участок 4 – Хранение СУГ в технологической системе АГЗС[4]. Для определения потерь СУГ из газопроводов при проверке срабатывания ПСК, методика [1] учитывает потери СУГ в виде жидкой фазы, а методика [3] – потери СУГ паровой фазы. Учитывая, что ПСК устанавливается на газопроводах паровой фазы и жидкой фазы, следует определять потери СУГ на газопроводах паровой и жидкой фазы, соответственно.

В процессе хранения и эксплуатации АГЗС, периодически осуществляется дренирование резервуара от свободной воды, при котором образуются потери СУГ в виде жидкой фазы. Содержание свободной воды в подземных резервуарах хранения АГЗС объемом 10 м³ может достигать до 68 кг [9]. Методики [1,2,3] не определяют потери СУГ при дренировании резервуара АГЗС.

Участок 5 – Диагностика и ремонтные работы технологической системы АГЗС[4]. При диагностике и ремонтных работах резервуара АГЗС, помимо потерь СУГ паровой фазы, в резервуаре, так же как и на участке 2, образуются потери СУГ в виде «мертвого» остатка [8], которые не учитываются в методиках [1,2,3].

В соответствии с требованиями промышленной безопасности [10], при ремонтных работах резервуаров АГЗС выполняется полное освобождение СУГ из всей технологической системы, в связи, с чем следует учитывать потери СУГ из газопроводов при ремонтных работах резервуара АГЗС. Методики [1,2,3] не учитывают потери СУГ из газопроводов при освобождении резервуара АГЗС от СУГ.

Участок 6 – Заправка транспортных средств СУГ на АГЗС[4]. Определение потерь СУГ при заправке транспортных средств, предусмотрено в методиках [2,3], которые используют данные НИИ Главмосавтотранс, согласно которым потери СУГ при заправке одного транспортного средства составляют 1,3 литра. Методики [2,3] не учитывают особенности технологического процесса заправки и геометрические объемы заправочного оборудования.

На исследуемом объеме – АГЗС проводился анализ конструктивных особенностей заправочного оборудования, который показал, что на АГЗС заправляются транспортные средства с газовым оборудованием таких стран-производителей как Белоруссия, Голландия, Италия и используются заправочные пистолеты марок: ТИМ, NOD 3В, PN 25 (рисунок 3).



Рисунок 3. Заправочные pistols СУГ на АЗГС

а – заправочный pistol марки ТИМ; б – заправочный pistol марки NOD 32;
в – заправочный pistol марки PN 25

В методике РФ [1] потери СУГ при заправке транспортных средств не учитываются, однако в методике [1] определяются потери СУГ при заправке бытовых баллонов, с учетом геометрических размеров заправочных pistols. Процесс заправки бытовых баллонов практически идентичен процессу заправки транспортных средств. Учитывая потери СУГ при заправке транспортных средств аналогично потерям при заправке бытовых баллонов с учетом геометрических размеров заправочных pistols, используя формулу, возможно, рассчитать потери СУГ при заправке транспортных средств [1]:

$$I_{\text{МетодикаРФ}} = V_{\text{струбц}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{бал}} \cdot n^{\text{бал}} \cdot K \quad (4)$$

где $\rho_{\text{ж}}^{\text{бал}}$ – плотность жидкой фазы СУГ, кг/л;

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

$V_{\text{струбц}}$ – объем СУГ в заправочном pistol, м³;

K – коэффициент, учитывающий потерю СУГ, вызванную негерметичностью крепления pistol на запорном устройстве баллона ($K = 2$ для баллонов объемом 50 л, $K = 1,5$ для баллонов 27 и 5 л).

В процессе заправки транспортных средств на АЗГС, при стыковке разных видов заправочных pistols с газовым оборудованием транспортных средств разных стран-производителей возникают затруднения, в связи с чем, применяются дополнительные устройства – «переходники».

Разновидности «переходников», используемых на исследуемом объекте, представлены на рисунке 4.

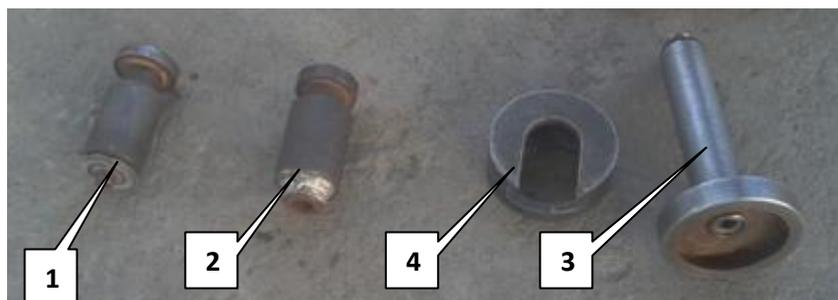


Рисунок 4. Типы «переходников» для стыковки заправочного пистолета и газового оборудования транспортного средства

- 1 – «переходник», используемый при стыковке заправочного пистолета ТИМ с итальянским газовым оборудованием автомобиля;
- 2 - «переходник», используемый при стыковке заправочного пистолета ТИМ с голландским газовым оборудованием автомобиля;
- 3 - «переходник», используемый при стыковке заправочных пистолетов NOD 3B и PN 25 с белорусским газовым оборудованием автомобиля;
- 4-дополнительное устройство для крепления «переходника» под номером3

Для стыковки заправочного пистолета NOD 3B и PN 25 с голландским газовым оборудованием используют одновременно «переходники» 2 и 3 (рисунок 4).

При применении «переходников», в процессе заправки транспортных средств, образуются дополнительные потери СУГ, в связи чем, следует учитывать объем СУГ в «переходнике» для определения потерь СУГ при заправке транспортных средств на АГЗС.

Таким образом, анализ методических подходов для оценки потерь СУГ по методикам [1,2,3] показал, что методики [1,2,3] не учитывают потери СУГ в виде «мертвого» остатка в резервуаре, образующийся из-за конструктивных особенностей резервуара, потери СУГ в виде остатка жидкой фазы в сливном рукаве после слива из резервуара насосом и потери СУГ при дренировании резервуара АГЗС. В методиках [1,2,3] не используются данные температуры в подземном резервуаре для определения потерь СУГ от подземного технологического оборудования и не учитываются потери СУГ из «переходников» при заправке транспортных средств.

Разработка методики оценки потерь СУГ

Разработка методики оценки потерь СУГ основана на анализе методик [1,2,3], экспериментальных и практических данных по исследуемому объекту – АГЗС и выполнялась на участках 1, 2, 3, 4, 5, 6 технологических потерь СУГ [4].

Участок 1 – Наполнение АЦ на ГНС[4]. Анализ методик [1,2,3] показал, что следует учитывать потери СУГ в паровой фазе из рукавов при наполнении резервуара АЦ на ГНС компрессором и потери жидкой фазы и паровой фазы СУГ

при наполнении насосом. На основании экспериментальных данных, при наполнении АЦ с полным отбором жидкой фазы СУГ из резервуара ГНС насосом, в расчетах потерь СУГ из сливного рукава, предложено учитывать 5% (об.) жидкой фазы от объема сливного рукава.

Таким образом, на участке 1 потери СУГ определяются на операциях согласно таблице 3.

Таблица 3. Потери СУГ на каждой операции участка наполнения АЦ

Участок технологических потерь СУГ	№	Наименование операции (источника)	Методический подход для оценки потерь СУГ
1	2	3	4
Наполнение АЦ на ГНС (П ₁)	П _{1.1}	Опорожнение рукава выравнивания давления между резервуаром ГНС и АЦ (потери паровой фазы)	Методика [1]
	П _{1.2}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении компрессором (потери паровой фазы)	Методика [1]
	П _{1.3}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении насосом без полного отбора жидкой фазы СУГ из резервуара ГНС (потери жидкой фазы)	Методики [2,3]
	П _{1.4}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении насосом с полным отбором жидкой фазы СУГ из резервуара ГНС (потери жидкой и паровой фазы)	Предложенный методический подход
	П _{1.5}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы) для АЦ без уровнемеров	Методика [1]

Для определения потерь СУГ при выполнении операций П_{1.1}, П_{1.2}, П_{1.3}, П_{1.5} на участке 1, применяются формулы [1,2,3,4]:

$$П_{1.1} = V_{п}^{рук} \cdot \rho_{п}^{рук} \cdot n_{сл}^{ац} \quad (5)$$

$$П_{1.2} = V_{ж}^{рук} \cdot \rho_{п}^{рук} \cdot n_{сл}^{ац} \quad (6)$$

$$П_{1.3} = V_{ж}^{рук} \cdot \rho_{ж}^{рук} \cdot n_{сл}^{ац} \quad (7)$$

$$П_{1.5} = n_{сл}^{ац} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{кв}}} \cdot S_{кв}^{ац} \sqrt{2} \cdot P_{м}^{ац} \cdot \rho_{дв}^{ац} \cdot t_{кв}^{ац} \quad (8)$$

При выполнении операции П_{1.4} для оценки потерь СУГ предложено использовать формулу:

$$П_{1.4} = (\rho_n^{пук} \cdot 0,95 + \rho_{жс}^{пук} \cdot 0,05) \cdot V_{жс}^{пук} \cdot n_{сл}^{ац} \quad (9)$$

Для определения плотности и давления СУГ в технологическом оборудовании при выполнении операций $П_{1.1}, П_{1.2}, П_{1.3}, П_{1.4}, П_{1.5}$ на участке 1, температура для ГНС с наземными резервуарами принимается равной среднемесячной температуре окружающей среды[1], с подземными резервуарами – среднемесячной температуре в подземном резервуаре.

Участок 2 – Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ)[4]. Анализ методик [1,2,3] и экспериментальные данные показали, что после полного отбора жидкой фазы СУГ из резервуара АЦ насосом, в резервуаре объемом 35,3 м³, оставался «мертвый» остаток в количестве 131 л.

Для определения «мертвого» остатка в резервуаре предложена формула, основанная на аналогии определения допустимого уровня наполнения резервуара СУГ, учитывающая геометрические размеры и конструкцию резервуара.

На рисунке 5 представлена цилиндрическая часть резервуара СУГ.

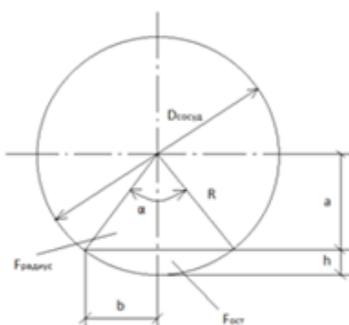


Рисунок 5. Цилиндрическая часть резервуара СУГ: h – расстояние от дна резервуара до кромки сливного патрубка отбора жидкой фазы СУГ, м; r – радиус резервуара, м; D – диаметр резервуара, м; $F_{ост}$ – площадь сечения резервуара, занимаемая жидкой фазой СУГ, м²

Определение массы «мертвого» остатка в резервуаре предложено осуществлять по формуле:

$$П_{МО} = \left(\left(\frac{\arccos \left(1 - \frac{h}{r} \right)}{360^0} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r^2 \right) - \left((r - h) \cdot \sqrt{h \cdot (2 \cdot r - h)} \right) \right) \times \\ \times \left(L_{цилиндр} + \frac{1}{2} \cdot L_{днище} \right) \cdot \rho_{жс} \quad (10)$$

где $\rho_{жс}$ – плотность жидкой фазы СУГ, кг/м³,
 $L_{цилиндр}$ – длина цилиндрической части резервуара, м,
 $L_{днище}$ – общая длина 2-х днищ резервуара, м.

Для апробации формулы 10 проводился расчет «мертвого» остатка в резервуаре АЦ. Расчет проводился для резервуара АЦ марки АППЦТ-36 Кузполимермаш. Геометрические размеры резервуара АЦ определялись согласно паспорту на резервуар и приведены в таблице 4.

Таблица 4. Геометрические размеры резервуара АЦ

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
1	Диаметр АЦ	2,024	м
2	Длина цилиндрической части АЦ	10,5	м
3	Длина одного днища резервуара АЦ	0,58	м
4	Расстояние от дна сосуда до патрубка отбора жидкой фазы СУГ – $h_{АЦ}$	0,03	м

Плотность жидкой фазы СУГ в резервуаре АЦ определялась по формуле 4 и составила 514 кг/м^3 .

Масса СУГ в виде «мертвого» остатка в резервуаре АЦ, рассчитанная по формуле 14 составила: 68,3 кг. Объем «мертвого» остатка составил: 132,9 л.

Расчетная величина объема СУГ в резервуаре АЦ (132,9 л) сопоставлялась с величиной объема, определенной экспериментально (131 л).

Разность между расчетной величиной объема СУГ в резервуаре АЦ (132,9 л) и величиной объема, определенной экспериментально, составила: 1,9 л. Расхождение между величиной объема СУГ в резервуаре АЦ и величиной объема, определенной экспериментально составило: 1,45%.

Таким образом, на участке 2, потери СУГ определяются на операциях согласно таблице 5.

Таблица 5. Потери СУГ на каждой операции участка эксплуатации и диагностики АЦ

Участок технологических потерь СУГ	№	Наименование операции (источника)	Методический подход для оценки потерь СУГ
1	2	3	4
Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ) (P_2)	$P_{2.1}$	ВО, ТО и ремонт АЦ (с учетом «мертвого» остатка)	Методика [1,2,3] и предложенный методический подход (учет «мертвого остатка»)
	$P_{2.2}$	Продувка АЦ после ВО, ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Методика[1]
	$P_{2.3}$	Проверка срабатывания ПСК на АЦ	

Для определения потерь СУГ при выполнении операции $P_{2.1}$, на участке 2, предложено использовать формулу согласно методикам [1,2,3] и работе [4] и

формулу 10:

$$P_{2.1} = (V^{ac} \cdot \rho_n^{ac} \cdot \tau_n^{ac} \cdot n^{ac}) + \left(\left(\left(\frac{\arccos(1 - \frac{h_{AC}}{r}}{360^\circ}) \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{AC}^2 \right) - \left((r - h_{AC}) \times \sqrt{h_{AC} \cdot (2r_{AC} - h_{AC})} \right) \right) \cdot \left(L_{AC}^{цилиндр} + \frac{1}{2} L_{AC}^{днище} \right) \cdot \rho_{ж}^{рез} \right) \quad (11)$$

где h_{AC} – расстояние от дна резервуара АЦ до кромки сливного патрубка отбора жидкой фазы СУГ, м,

r_{AC} – радиус резервуара АЦ, м,

$L_{AC}^{цилиндр}$ – длина цилиндрической части резервуара АЦ, м,

$L_{AC}^{днище}$ – общая длина днищ резервуара АЦ, м.

При выполнении операции $P_{2.2}$, $P_{2.3}$ для оценки потерь СУГ применяются формулы [1,4]:

$$P_{2.2} = (1,2 \cdot V^{ac} \cdot \rho_{пр}^{ac} \cdot \tau_n^{ac} \cdot n^{ac}) \quad (12)$$

$$P_{2.3} = \left(\frac{3,16}{3600} \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{кл}^{ac} \cdot \sqrt{(P_{кл}^{ac} + 0,1) \cdot \rho_{п}^{0,1} \cdot n_{кл}^{ac} \cdot \tau_{кл}^{ac} \cdot n_{к}^{ac}} \right) \quad (13)$$

Для определения плотности и давления СУГ при выполнении операций $P_{2.1}$, $P_{2.2}$, $P_{2.3}$ на участке 2, температура принимается равной среднемесячной температуре окружающей среды [1].

Участок 3 – Слив СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС [4]. Анализ методик [1,2,3] и экспериментальные данные показали, что после слива с полным отбором жидкой фазы СУГ из резервуара АЦ насосом, в сливном рукаве, также как на участке 1, следует учитывать 5% (об.) жидкой фазы от объема сливного рукава. Потери СУГ в виде возврата в резервуаре АЦ (с учетом «мертвого» остатка) учитываются, если при наполнении резервуара АЦ, на ГНС не производится взвешивание.

Таким образом, на участке 3, определяются потери СУГ на операциях согласно таблице 6.

Таблица 6. Потери СУГ на каждой операции участка слива СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС

Участок технологических потерь СУГ	№	Наименование операции (источника)	Методический подход для оценки потерь СУГ
1	2	3	4
Слив СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС (П ₃)	П _{3.1}	Опорожнение рукава выравнивания давления между резервуаром АЦ и АГЗС после слива (потери паровой фазы)	Методики [1,2,3]
	П _{3.2}	Опорожнение сливного рукава после слива СУГ насосом из АЦ в резервуар АГЗС без полного отбора жидкой фазы из резервуара АЦ (потери жидкой фазы)	Методики [2,3]
	П _{3.3}	Опорожнение сливного рукава после слива СУГ насосом из АЦ в резервуар АГЗС с полным отбором жидкой фазы из резервуара АЦ (потери паровой и жидкой фазы)	Предложенный методический подход
	П _{3.4}	Проверка уровня наполнения резервуаров АГЗС контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	Методика [1]
	П _{3.5}	Возврат СУГ в резервуаре АЦ после слива (с учетом «мертвого» остатка)	Методика [3] и предложенный методический подход (учет «мертвого» остатка)

Для определения потерь СУГ при выполнении операций П_{3.1}, П_{3.2}, П_{3.4} на участке 3, применяются формулы согласно методикам [1,2,3,4]:

$$П_{3.1} = V_{п}^{рук} \cdot \rho_{п}^{рук} \cdot n_{сл}^{рез} \quad (14)$$

$$П_{3.2} = V_{ж}^{рук} \cdot \rho_{ж}^{рук} \cdot n_{сл}^{рез} \quad (15)$$

$$П_{3.4} = \left(n_{сл}^{рез} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \xi_{кв}}} \cdot S_{кв}^{рез} \sqrt{2 \cdot P_{м}^{рез} \cdot \rho_{об}^{рез} \cdot t_{квоб}^{рез}} \right) + \left(n_{сл}^{рез} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \xi_{кв}}} \cdot S_{кв}^{рез} \sqrt{2 \cdot P_{м}^{рез} \cdot \rho_{п}^{рез} \cdot t_{квп}^{рез}} \right) \quad (16)$$

При выполнении операции П_{3.3} для оценки потерь СУГ предложено использовать формулу:

$$П_{3.3} = (\rho_{п}^{рук} \cdot 0,95 + \rho_{ж}^{рук} \cdot 0,05) \cdot V_{ж}^{рук} \cdot n_{сл}^{рез} \quad (17)$$

Для определения потерь СУГ на операции П_{3.5} предложено применять формулу согласно методике [3] и работе [4] и формулу 10:

$$П_{3.5} = (V_{п}^{ац} \cdot \rho_{п}^{ац} \cdot n_{сл}^{рез}) + \left(\left(\left(\frac{\arccos(1 - \frac{h_{рез}}{r}}{360^{\circ}}) \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_{рез}^2 \right) - \left((r - h_{рез}) \times \sqrt{h_{рез} \cdot (2r_{рез} - h_{рез})} \right) \right) \cdot \left(L_{рез}^{цилиндр} + \frac{1}{2} L_{рез}^{днище} \right) \cdot \rho_{ж}^{рез} \right) \quad (18)$$

где $h_{рез}$ – расстояние от дна резервуара АГЗС до кромки сливного патрубка отбора жидкой фазы СУГ, м,

$r_{рез}$ – радиус резервуара АГЗС, м,

$L_{АЦ}^{цилиндр}$ – длина цилиндрической части резервуара АГЗС, м,

$L_{АЦ}^{днище}$ – общая длина днищ резервуара АГЗС, м.

Плотность СУГ и давление при выполнении операций П_{3.1}, П_{3.2}, П_{3.3}, П_{3.4}, П_{3.5} на участке 3, определяются на основании среднемесячной температуры окружающей среды [1].

Участок 4 – Хранение СУГ в технологической системе АГЗС [4]. Анализ методик [1,2,3] и литературных данных [9] показал, что следует учитывать потери СУГ при дренировании резервуара АГЗС. Для оценки потерь СУГ, образующихся при дренировании резервуара АГЗС предложено применять формулу, используемую для определения потерь СУГ при проверке уровня наполнения резервуара контрольными вентилями [1,16].

Экспериментальные данные показали, что открытие ПСК на резервуаре СУГ не привело к изменению давления, в связи с чем, потери СУГ при проверке срабатывания ПСК следует определять в соответствии с методикой [1].

Таким образом, на участке 4, определяются потери СУГ на операциях согласно таблице 7.

Таблица 7. Потери СУГ на каждой операции участка хранения СУГ в технологической системе АГЗС

Участок технологических потерь СУГ	№	Наименование операции (источника)	Методический подход для оценки потерь СУГ
1	2	3	4
Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (П ₄)	П _{4.1}	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС	Методика [1]
	П _{4.2}	Проверка срабатывания ПСК на газопроводах АГЗС	Методика [1]
	П _{4.3}	Пропускание СУГ из-за негерметичности фланцевых соединений в технологической системе	Методика [1]
	П _{4.4}	Дренирование резервуаров АГЗС в связи с накоплением свободной воды	Предложенный методический подход

Для определения потерь СУГ при выполнении операций П_{4.1}, П_{4.2}, П_{4.3}, на участке 4, применяются формулы согласно методике [1]:

$$P_{4.1} = \frac{3,16}{3600} \cdot B \cdot \alpha \cdot S_{кл}^{рез} \cdot \sqrt{(P_{кл}^{рез} + 0,1) \cdot \rho_n^{0,1рез}} \cdot n_{кл}^{рез} \cdot \tau_{кл}^{рез} \cdot n_k^{рез} \quad (19)$$

$$P_{4.2} = \frac{5,03}{3600} \cdot \alpha \cdot S_{кл}^{газ} \cdot \sqrt{(P_1^{газ} - P_2^{газ}) \cdot \rho_{жс}^{газ}} \cdot n_{кл}^{газ} \cdot \tau_{кл}^{газ} \cdot n_k^{газ} \quad (20)$$

$$P_{4.3} = 3,75 \cdot 10^{-2} \cdot \eta \cdot P_{изб} \cdot m \cdot V^{газ} \cdot \sqrt{\frac{M}{T}} \cdot 24 \cdot L \quad (21)$$

При выполнении операции П_{4.4} для оценки потерь СУГ предложено использовать формулу [1,16,17]:

$$P_{4.4} = \frac{1}{\sqrt{1+\xi_{ндк}}} \cdot S_{ндк}^{рез} \cdot \sqrt{2 \cdot P^{рез}} \cdot \rho_{жс}^{рез} \cdot n_{ндк}^{рез} \cdot n_{ндк} \cdot \tau_{ндк}^{рез} \quad (22)$$

где $S_{ндк}^{ак}$ – площадь проходного сечения дренажного клапана (вентиль сливного патрубка) резервуара, м²;

$P^{рез}$ – избыточное давление перед дренажным клапаном (вентиль сливного патрубка) в резервуаре, Па;

$\tau_{ндк}^{ак}$ – время открытия одного дренажного клапана (вентиль сливного патрубка) на резервуаре при дренировании, сек.;

$n_{ндк}^{ак}$ – количество дренажных клапанов (вентиль сливного патрубка) на резервуаре, шт.;

$n_{ндк}$ – количество операций по дренированию в год, шт.

Для определения плотности СУГ и давления при выполнении операций П_{4.2}, П_{4.3}, температура принимается равной температуре окружающей среды [1], для операций П_{4.1}, П_{4.4}, равной среднемесячной температуре в подземном резервуаре.

Участок 5 – Диагностика и ремонтные работы технологической системы АГЗС [4]. При выполнении ВО, ТО и ремонте резервуара АГЗС, так же как и на участке 2, предложено учитывать потери СУГ в виде «мертвого» остатка и потери СУГ из газопроводов.

Таким образом, на участке 5, определяются потери СУГ на операциях согласно таблице 8.

Таблица 8. Потери СУГ на каждой операции участка диагностики и ремонтных работ технологической системы АГЗС

Участок технологических потерь СУГ	№	Наименование операции (источника)	Методический подход для оценки потерь СУГ
1	2	3	4
Диагностика и ремонтные работы технологической системы АГЗС (П ₅)	П _{5.1}	ВО, ТО и ремонт резервуаров АГЗС (с учетом «мертвого» остатка в резервуарах и потерь жидкой и паровой фазы СУГ из газопроводов)	Методика [1,2,3] и предложенный методический подход (учет «мертвого» остатка)
	П _{5.2}	Продувка резервуаров после ВО, ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию (с учетом потерь СУГ на газопроводах)	Методика [1] и предложенный методический подход (учет потерь СУГ на газопроводах)
	П _{5.3}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (жидкой фазы)	Методика [1]
	П _{5.4}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (паровой фазы)	
	П _{5.5}	Продувка газопроводной арматуры (жидкой фазы) после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	Методика [1]
	П _{5.6}	Продувка газопроводной арматуры (паровой фазы) после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	
	П _{5.7}	ТО и ремонт насосов (с последующей продувкой)	Методика [1]

Для определения потерь СУГ при выполнении операции П_{5.1}, на участке 5, предложено использовать формулу согласно методикам [1,2,3] и формулу 10:

$$\begin{aligned}
 P_{5.1} = & (V^{рез} \cdot \rho_n^{рез} \cdot \tau_n^{рез} \cdot n^{рез}) + \left(\left(\left(\frac{\arccos(1 - \frac{h_{рез}}{r_{рез}})}{360^0} \cdot \frac{\pi \cdot D_{рез}^2}{2} \right) - \left((r_{рез} - h_{рез}) \cdot \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. \left. \sqrt{h_{рез} \cdot (2r_{рез} - h_{рез})} \right) \right) \cdot \left(L_{рез}^{цилиндр} + \frac{1}{2} \cdot L_{рез}^{днище} \right) \cdot 10^3 \cdot \rho_{жс}^{рез} \right) + (V_n^{газ} \cdot \rho_n^{газ} \cdot \tau_{нп}^{газ}) + \\
 & (V_{жс}^{газ} \cdot \rho_{жс}^{газ} \cdot \tau_{нжс}^{газ}) \quad (23)
 \end{aligned}$$

где $r_{рез}$ – радиус резервуара, м;

$h_{рез}$ – расстояние от дна резервуара до патрубка отбора жидкой фазы СУГ.

$L_{рез}^{цилиндр}$ – длина цилиндрической части резервуара, м,

$L_{рез}^{днище}$ – общая длина днищ одного резервуара, м.

При выполнении операции $P_{5.2}$ определение потерь СУГ предложено осуществлять по формуле согласно методике [1] с учетом потерь СУГ в газопроводах:

$$P_{5.2} = 1,2 \cdot (V^{рез} + V_{ж}^{газ} + V_{п}^{газ}) \cdot \rho_{пр} \cdot \tau_n^{рез} \cdot n^{рез} \quad (24)$$

Определение потерь СУГ на операциях $P_{5.3}$, $P_{5.4}$, $P_{5.5}$, $P_{5.6}$, $P_{5.7}$, осуществляется по формулам согласно методике [1]:

$$P_{5.3} = V_{ж}^{газ} \cdot \rho_{ж}^{газ} \cdot \tau_{нж}^{газ} \quad (25)$$

$$P_{5.4} = V_{п}^{газ} \cdot \rho_{п}^{газ} \cdot \tau_{нп}^{газ} \quad (26)$$

$$P_{5.5} = 1,2 \cdot V_{ж}^{газ} \cdot \rho_{пр} \cdot \tau_{нж}^{газ} \quad (27)$$

$$P_{5.6} = 1,2 \cdot V_{п}^{газ} \cdot \rho_{пр} \cdot \tau_{нп}^{газ} \quad (28)$$

$$P_{5.7} = K_{ут}^н \cdot V^{нас} \cdot (\rho_{ж}^{нас} + 1,2 \cdot \rho_{пр}^{нас}) \cdot \tau_n^{газ} \cdot n_n^{газ} \quad (29)$$

Плотность СУГ и давление при выполнении операций $P_{5.1}$, $P_{5.2}$, $P_{5.3}$, $P_{5.4}$, $P_{5.5}$, $P_{5.6}$, $P_{5.7}$ на участке 5, определяются на основании среднемесячной температуры окружающей среды [1], а при выполнении операции $P_{5.1}$, для подземных резервуаров, на основании среднемесячной температуры в подземном резервуаре.

Участок 6 – Заправка транспортных средств СУГ на АГЗС [4]. Для определения потерь СУГ на участке б предложено использовать формулу 5 [1], с учетом объема «переходников» и осредненного коэффициента, учитывающего потери СУГ из-за негерметичности крепления заправочного пистолета:

$$P_6 = (V^{струбц} + V^{перех}) \cdot \rho_{ж}^{бал} \cdot n^{бал} \cdot K \cdot 10^{-3} \quad (30)$$

где $V^{перех}$ – объем СУГ в «переходнике»,

K – осредненный коэффициент, учитывающий потерю СУГ, вызванную негерметичностью крепления заправочного пистолета ($K=1,75$) [1].

Формула 30 учитывает геометрические размеры заправочного оборудования, дополнительные объемы «переходников» и коэффициент негерметичности.

Плотность СУГ при выполнении операции P_6 на участке 6, определяется на основании среднемесячной температуры окружающей среды для АГЗС с наземными резервуарами и на основании среднемесячной температуры в подземном резервуаре для АГЗС с подземными резервуарами.

Таким образом, предложена методика оценки потерь СУГ в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств на АГЗС, учитывающая потери СУГ в виде «мертвого» остатка в резервуаре, потери СУГ в виде остатка жидкой фазы в сливном рукаве после слива из резервуара насосом и потери СУГ при дренировании резервуара АГЗС. Предложенная методика, также использует данные температуры в подземном резервуаре для определения потерь СУГ от подземного технологического оборудования и учитывает потери СУГ из «переходников» при заправке транспортных средств.

Расчет величин потерь СУГ

Для апробации предложенной методики выполнялся расчет величин потерь СУГ на стадиях технологического процесса наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств на исследуемом объекте.

В расчетах использовались данные среднемесячной температуры в подземном резервуаре АГЗС и данные среднемесячной температуры окружающей среды в г. Уфа за 2011 год. Учитывая, что наполнение резервуара АЦ, осуществлялась на ГНС в г. Давлеканово, где все технологическое оборудование надземное, в расчетах использовались данные среднемесячной температуры окружающей среды в г. Давлеканово за 2011 год.

Данные среднемесячной температуры в подземном резервуаре АГЗС и среднемесячной температуры атмосферы на ГНС (г. Давлеканово) и АГЗС (г. Уфа) за период с января по декабрь 2011 г., приведены в таблице 9.

Таблица 9. Среднемесячная температура в подземном резервуаре АГЗС и среднемесячная температура атмосферы на ГНС (г. Давлеканово) и АГЗС (г. Уфа) за период с января по декабрь 2011 г.

Наименование	Значение среднемесячной температуры, °С											
	январь	февр.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	ноя.	дек.
Среднемесячная температура в подземном резервуаре АГЗС	-1,5	-4	+2	+4,5	+13	+15	+20	+14,5	+11,5	+10,5	+1	0
Среднемесячная температура атмосферы на ГНС (г. Давлеканово)	-15	-20	-8	+5	+13,5	+17	+22	+17	+13	+6	-7	-9
Среднемесячная температура атмосферы на АГЗС (г. Уфа)	-15	-19	-7	+5,5	+13,5	+17	+22	+16	+13	+6	-7	-10

Состав СУГ в расчетах принимался в соответствии с паспортом качества и составил: этан – 0,6%, пропан-80,1%, бутан-19,3% (масс.).

Плотности паровой и жидкой фаз СУГ в технологическом оборудовании для значений среднемесячных температур определялись по формулам 1 и 4, соответственно [5].

Давление в технологическом оборудовании для значений среднемесячных температур определялось по формуле [5,7]

$$P = \sum_i x_i P_i' \quad (31)$$

где x_i – молярная доля компонента СУГ в жидкой фазе; P_i' – упругость паров чистого компонента при заданной температуре, МПа [5].

Для расчета потерь СУГ по предложенной методике использовались данные геометрических размеров оборудования и количества сливноналивных операций [4] и данные таблицы 5. Также приняты данные в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10. Исходные данные для расчета потерь СУГ по предложенной методике.

№ п/п	Наименование	Количество (значение)	Единица измерения
Участок 1			
1	-	-	-
Участок 4			
2	Время проверки срабатывания ПСК на резервуарах и газопроводах АГЗС	2	сек.
3	Время открытия одного дренажного клапана (или вентиль сливного патрубка)	2	сек.
4	Количество дренажного клапана (или вентиль сливного патрубка), установленных на одном резервуаре АГЗС	1	шт.
5	Диаметр дренажного клапана	0,023	м
6	Количество операций по дренированию одного резервуара в год	12	-
Участок 5			
7	Диаметр резервуара АГЗС	1,234	м
8	Длина цилиндрической части резервуара АГЗС	7,855	м
9	Длина одного днища резервуара АГЗС	0,323	м
10	Расстояние от дна резервуара АГЗС до кромки патрубка отбора жидкой фазы СУГ	0,13	м
Участок 6			
11	Объем внутренней полости заправочного пистолета ТИМ	$2,91 \cdot 10^{-6}$	м ³
12	Объем внутренней полости заправочного пистолета РN 25	$6,6 \cdot 10^{-6}$	м ³
13	Объем внутренней полости заправочного пистолета NOD 32	$4,2 \cdot 10^{-6}$	м ³

Для оценки потерь СУГ на участке 6, при заправке транспортного средства, выполнялся эксперимент по определению количества заправочных операций на АГЗС, где учитывались разные виды заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств. На исследуемом объекте определялось суточное количество заправочных операций с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств в течении 30 дней. Количество заправочных операций усреднялось за период 30 дней и определялось среднесуточное количество заправочных операций с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств.

Результаты среднесуточного количества заправочных операций на АГЗС с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств, приведены в таблице 11.

Таблица 11. Среднесуточное количество заправочных операций на АГЗС с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств

№	Вид заправочного пистолета	Среднесуточное количество заправочных операций (осредненное за 30 дней), шт.			
		Общее	Производитель газового оборудования		
			Белоруссия	Голландия	Италия
1	ТИМ	54	3	1	50
2	PN 25	54	5	2	47
3	NOD 3B	53	4	2	47
Итого		161	12	5	144

Примечание: на АГЗС установлено две газораздаточные колонки (ГРК). Одна ГРК – двухпистолетная, вторая ГРК – однопистолетная. Всего на АГЗС – три газовых пистолета: 1. пистолет ТИМ; 2. пистолет PN 25; 3. пистолет NOD 3B.

Из таблицы 11 видно, что среднесуточное количество заправочных операций на АГЗС с газовым оборудованием таких стран-производителей как Белоруссия, Голландия и Италия составило 12, 5 и 144, соответственно. Исходя из общего среднесуточного количества заправочных операций на АГЗС (161), количество транспортных средств с газовым оборудованием итальянского производства, заправляющихся на АГЗС, составило 89,4%. Количество транспортных средств с газовым оборудованием голландского и белорусского производства, заправляющихся на АГЗС, составило 3,1% и 7,5%, соответственно.

На АГЗС определялось годовое количество заправочных операций за период с января по декабрь 2011 года с использованием программного продукта Лехема, установленного на АГЗС, позволяющего вести учет заправочных операций. Учет количества заправочных операций с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств в годовом количестве заправочных операций за 2011 год, производился исходя из результатов эксперимента (таблица 11).

Данные о количестве заправочных операций за период с января по декабрь 2011 г. с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Количество заправочных операций на АГЗС с разными видами заправочных пистолетов и газового оборудования транспортных средств за период с января по декабрь 2011 г.

Вид заправочного пистолетов и газового оборудования		Количество заправочных операций по месяцам, шт.											
Пистолет	Газовое оборудование	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТИМ	Италия	618	686	1030	1579	1441	1785	1579	1716	1441	2059	1922	2059
	Голландия	21	24	36	55	51	62	55	59	51	72	66	72
	Белоруссия	52	58	86	132	121	150	132	144	121	173	161	173
PN 25	Италия	618	686	1030	1579	1441	1785	1579	1716	1441	2059	1922	2059
	Голландия	21	24	36	55	50	62	55	60	50	71	67	71
	Белоруссия	52	58	86	132	121	150	132	144	121	173	161	173
NOD 32	Италия	618	686	1030	1579	1441	1784	1579	1716	1441	2059	1922	2059
	Голландия	21	23	35	55	50	61	55	60	50	71	67	71
	Белоруссия	52	58	86	132	121	150	132	144	121	173	161	173
Итого		2073	2303	3455	5298	4837	5989	5298	5759	4837	6910	6449	6910

Объемы внутренних полостей, используемых «переходников» при стыковке разных заправочных пистолетов на АГЗС с газовым оборудованием транспортных средств, приведены в таблице 13.

Таблица 13. Объемы полостей «переходников», используемых для стыковки заправочного пистолета и газового оборудования транспортных средств

№	Вид заправочного пистолета	Геометрические объемы «переходников», м ³		
		Производитель газобаллонного оборудования		
		Белоруссия	Голландия	Италия
1	ТИМ	-	$5,5 \cdot 10^{-6}$	$0,88 \cdot 10^{-6}$
2	PN 25	$3,1 \cdot 10^{-6}$	$8,64 \cdot 10^{-6}$	-
3	NOD 3B	$3,1 \cdot 10^{-6}$	$8,64 \cdot 10^{-6}$	-

Результаты расчета величин потерь СУГ по предложенной методике в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств, приведены в таблице 14.

Таблица 14. Величины потерь СУГ по предложенной методике в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств

Участок потерь СУГ	№	Наименование операции или процесса (источника)	Величины потерь СУГ, кг/год
1		3	5
Потери СУГ для предприятия			
Наполнение АЦ на ГНС (П ₁)	П _{1.1}	Опорожнение рукава выравнивания давления между резервуаром ГНС и АЦ (потери паровой фазы)	39,445
	П _{1.2}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении компрессором (потери паровой фазы)	39,445
	П _{1.3}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении компрессором (потери паровой фазы)	-
	П _{1.4}	Опорожнение сливного рукава резервуара ГНС и АЦ при наполнении компрессором (потери паровой фазы)	-
	П _{1.5}	Проверка уровня наполнения АЦ контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы) для АЦ без уровнемеров	228,91
Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ) (П ₂)	П _{2.1}	ВО, ТО и ремонт АЦ (с учетом «мертвого остатка»)	937,61
	П _{2.2}	Продувка автоцистерны после ВО, ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию	1026,5
	П _{2.3}	Проверка срабатывания ПСК на АЦ	123,21
Слив СУГ из АЦ в резервуар хранения АГЗС (П ₃)	П _{3.1}	Опорожнение рукава выравнивания давления между резервуаром АЦ и АГЗС после слива СУГ (потери паровой фазы)	39,33
	П _{3.2}	Опорожнение сливного рукава после слива СУГ из АЦ в резервуар АГЗС без полного отбора жидкой фазы из резервуара АЦ (потери жидкой фазы)	1184,48
	П _{3.3}	Опорожнение сливного рукава после слива СУГ из АЦ в резервуар АГЗС с полным отбором жидкой фазы из резервуара АЦ (потери паровой и жидкой фазы)	166,95
	П _{3.4}	Проверка уровня наполнения резервуаров АГЗС контрольными вентилями (потери двухфазной смеси и паровой фазы)	6967,59
	П _{3.5}	Возврат СУГ в объеме АЦ после слива (с учетом «мертвого» остатка)	139586,22

Участок потерь СУГ	№	Наименование операции или процесса (источника)	Величины потерь СУГ, кг/год
1		3	5
Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (П ₄)	П _{4.1}	Проверка срабатывания ПСК на резервуарах АГЗС	50,74
	П _{4.2}	Проверка срабатывания ПСК на газопроводах АГЗС	363,49
	П _{4.3}	Пропускание СУГ из-за негерметичности фланцевых соединений в технологической системе	16,69
	П _{4.4}	Дренаживание резервуаров АГЗС в связи с накоплением свободной воды	53,59
Диагностика и ремонтные работы технологической системы АГЗС (П ₅)	П _{5.1}	ВО, ТО и ремонт резервуаров АГЗС (с учетом «мертвого» остатка в резервуарах и потерь жидкой и паровой фазы СУГ из газопроводов)	337,58
	П _{5.2}	Продувка резервуаров после ТО, ремонта и перед пуском в эксплуатацию (с учетом потерь СУГ на газопроводах)	194,79
	П _{5.3}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (жидкой фазы)	19,92
	П _{5.4}	Замена и ремонт газопроводной арматуры (паровой фазы)	0,282
	П _{5.5}	Продувка газопроводной арматуры (жидкой фазы) после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	0,774
	П _{5.6}	Продувка газопроводной арматуры (паровой фазы) после ремонта и перед пуском в эксплуатацию	0,339
	П _{5.7}	ТО и ремонт насосов (с последующей продувкой)	6,4
Потери СУГ для потребителей			
Заправка автомобильных баллонов СУГ (П ₆)	П ₆	Отсоединение заправочного пистолета от приемного устройства газового баллона автомобилей	291,74

Результаты расчета величин потерь СУГ по предложенной методике на участках технологических потерь приведены в таблице 15.

Таблица 15. Величины потерь СУГ на участках технологических потерь по предложенной методике

№	Наименование участка технологических потерь	Потери, кг/год
1	Наполнение автоцистерны из резервуаров ГНС	307,8
2	Эксплуатация и диагностика АЦ (транспортирование СУГ)	2087,32
3	Слив СУГ из АЦ в резервуары хранения АГЗС	147944,57
4	Хранение СУГ в технологической системе АГЗС (эксплуатация АГЗС)	484,51
5	Диагностика и ремонтные работы ТС АГЗС	560,08
6	Заправка автомобильных баллонов СУГ на АГЗС	291,74
Итого		151676,02

Результаты расчета по предложенной методике показали, что суммарные потери СУГ на участках технологических потерь составили 151676,02 кг/год. При этом, наибольшее количество потерь СУГ образовалось на участке 3 в виде возврата СУГ в объеме резервуара АЦ и составило 139586,22 кг/год (таблица 14).

Сопоставление величин потерь СУГ, определенных по методикам [1,2,3] и предложенной методике, представлено на рисунке 6.

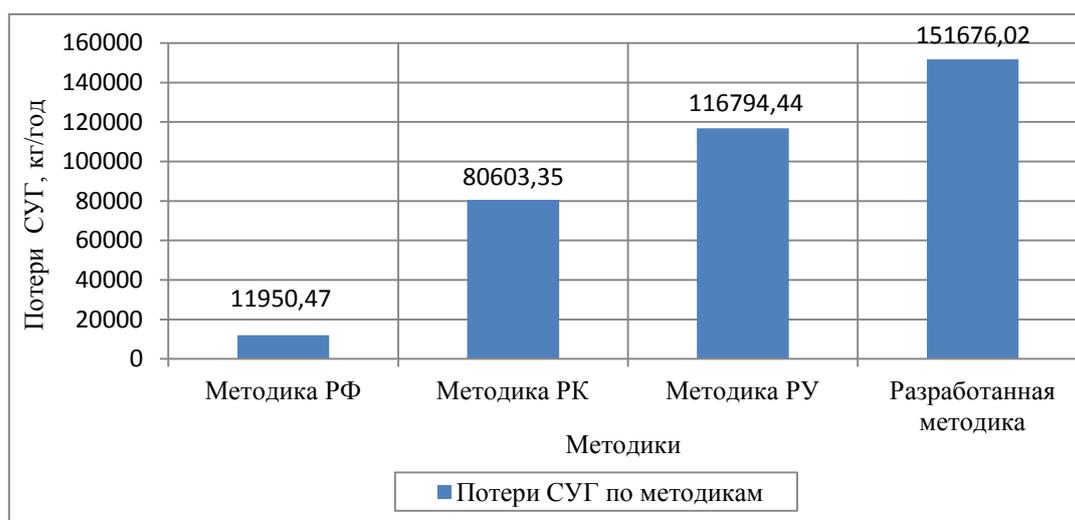


Рисунок 6. Величины потерь СУГ по методикам [1,2,3] и предложенной методике

Сопоставление величин потерь СУГ, определенных по методикам [1,2,3] и предложенной методике показало, что наибольшие потери СУГ определены по предложенной методике и составили 151676,02 кг/год. Потери СУГ по предложенной методике в 12,69 раз больше потерь СУГ по методике РФ [1] (11950,47 кг/год), в 1,88 раз и в 1,29 раз больше потерь СУГ по методике РК [2] (80603,35 кг/год) и методике РУ [3] (116794,44 кг/год), соответственно.

Учитывая, что потери в виде возврата СУГ в объеме АЦ (операция П_{3,5}, таблица 14) не являются выбросами и источником образования топливно-

воздушных смесей вблизи оборудования, то количество выбросов и топливно-воздушных смесей по предложенной методике составило 12089,80 кг/год.

Сопоставление величин выбросов и топливно-воздушных смесей СУГ, образующихся в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств по методикам [1,2,3] и предложенной методике представлено на рисунке 7.

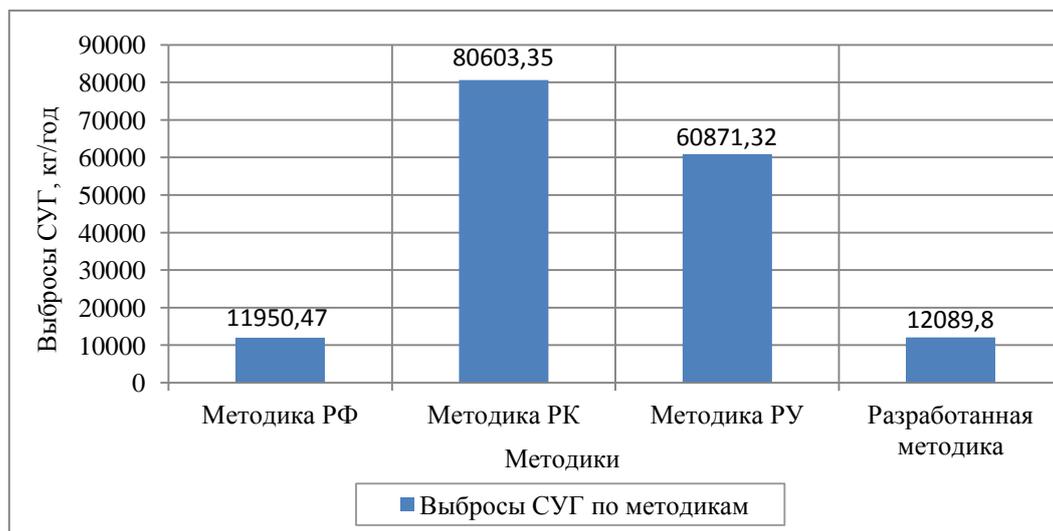


Рисунок 7. Величины выбросов и топливно-воздушных смесей СУГ по методикам [1,2,3] и предложенной методике

Как видно из рисунка 7, наибольшее количество выбросов и топливно-воздушных смесей СУГ определено по методике РК [2] и составило: 80603,35 кг/год, а наименьшее определено по методике РФ [1] и составило: 11950,47 кг/год.

Выводы

Проведенный анализ методик определения потерь СУГ сжиженного углеводородного газа в технологическом процессе наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств на автомобильных газозаправочных станциях показал, что используемые методики, не учитывают потери СУГ в виде «мертвого» остатка в резервуарах, потери СУГ в виде остатка жидкой фазы в сливном рукаве после слива из резервуара насосом и потери СУГ при дренировании резервуара АГЗС. Также, используемые методики, не учитывают данные температуры в подземном резервуаре для определения потерь СУГ от подземного технологического оборудования и потери СУГ из «переходников» при заправке транспортных средств.

В связи с чем, предложена методика оценки потерь СУГ, учитывающая особенности технологического процесса наполнения, транспортирования, хранения и заправки транспортных средств на автомобильных газозаправочных станциях.

Предложенная методика оценки потерь СУГ рекомендуется для практического применения.

Список используемых источников

1. Методика определения технологических потерь сжиженных углеводородных газов на газонаполнительных пунктах и автогазозаправочных станциях. Саратов: ОАО «Гипрониигаз», 2004. 44с.
2. 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).
3. 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).
4. Анализ методик оценки технологических потерь сжиженного углеводородного газа на объектах газоснабжения. Ч.1 /Красногорская Н.Н.и др. // Нефтегазовое дело. 2013. № 2. С. 298-321.
5. Рябцев Н.И., Кряжев Б.Г. Сжиженные углеводородные газы. М.: Недра, 1977. 279 с.
6. Певнев Н.Г., Крылов В.Ф. Расчет технологических параметров процесса слива сжиженного нефтяного газа из автомобильных баллонов // Вестник ОГУ. Приложение «Автотранспортные системы». С. 55-59.
7. Руднев В.П. Технология перекачки сжиженных газов. М.: Недра, 1986. 95 с.
8. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Абузова Ф.Ф. [и др.]. М.: Недра, 1981. 248 с.
9. Усачев А.П., Шурайц А.Л., Феоктистов А.А. Системный анализ возникновения источников свободной воды и ее накопления в подземных резервуарных установках сжиженного углеводородного газа // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7, № 1. С. 98-101.
10. 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. 96с.
11. Транспортировщики сжиженных газов и СУГ. URL: <http://www.gt7.ru/catalog-tr/20/> (дата обращения: 05.10.2013).
12. НПБ-111-98* Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности. М., 2002.

13. Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика: справочное пособие М.: Машиностроение, 1971. 672 с.

14. D. Danardono, K. S. Kim, E. Roziboyev, C. U. Kim Design and optimization of an LPG roller vane pump for suppressing cavitation// International journal of automotive technology, 2010, Vol.11, P.323-330.

15. Yuka Iga, Kei Hashizume, YoshikiYoshida Numerical Analysis of Three Types of Cavitation Surge in Cascade// Journal of fluids engineering-transactions of the asme, 2011.Vol. 133.P.

16. Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. Л.: Недра, 1986. 543 с.

References

1. Methods of determining the process losses of petroleum gas filling points and gas filling stations. S.: Gipronigaz, 2004. p.44. [in russian].

2. Methods of determining the technological losses of liquefied petroleum gases in the cluster bases of liquefied gas and gas filling stations: draft resolution approving // The official website of the Kyrgyz Republic. URL: <http://www.gov.kg/?p=3032> (date accessed: 23.05.2013).

3. Instructions for inventory of pollution sources and regulation of emissions to the atmosphere for the enterprises of the Republic of Uzbekistan ratified. Order of the President of the Civil Code for the Protection of Nature by December 15 . 2005 number 105//Legislation of the Republic of Uzbekistan. URL: <http://zakonuz.uzshar.com/?document=12102> (date accessed: 23.05.2013) .

4. Krasnogorskaja N.N., Elizariyev A.N., Ahmerov V.V., Shavaliyev R.R. Analysis of valuation techniques technological losses of liquefied petroleum gas in the gas supply facilities. Part 1 // Oil and gas business. 2013. Number 2. S. 298-321.[in russian].

5. Riabtsev N.I., Kryazhev B.G. Liquefied petroleum gas. Moscow: Nedra, 1977. 279 p. [in russian].

6. Pevnev N. Krylov, VF The calculation of process parameters draining LPG cylinders of automobile // Herald OSU. Application "Motor System". S. 55-59. [in russian].

7. Rudnev V.P. Technology transfer of liquefied gases. Moscow: Nedra, 1986. 95p. [in russian].

8. Abuzova F.F. The struggle with the losses of oil and petroleum products during transportation and storage / F.F. Abuzova [et al.] - Moscow: Nedra, 1981. 248 p. [in russian].

9. Usachyov A.P., Shurayts A.L., Feoktistov A.A. System analysis of a source of free water and its accumulation in the underground tank installations of LPG // Oil and gas business. 2009. Number 1 is 7. P. 98-101.

10. Safety regulations for gas stations liquefied petroleum gas (PB 12-527-03). Ser.12. Issue 5. Moscow State Unitary Enterprise "SEC safety in the industry Gosgortekhnadzor Russia", 2003. 96 p.
11. Transporters of liquefied gas and LPG. URL: <http://www.gt7.ru/catalog-tr/20/> (date accessed: 05.10.2013).
12. NPB-1111-98* Gasoline stations. Fire safety requirements. Moscow, 2002.
13. Basta T.M. Engineering hydraulics: a reference manual. M.: Mechanical Engineering, 1971. 672 p. [in russian].
14. D. Danardon, K. S. Kim, E. Roziboyev, C. U. Kim Design and optimization of an LPG roller vane pump for suppressing cavitation // International journal of automotive technology, 2010, Vol.11, P. 323-330.
15. Yuka Iga, Kei Hashizume, Yoshiki Yoshida Numerical Analysis of Three Types of Cavitation Surge in Cascade // Journal of fluids engineering-transactions of the asme, 2011. Vol. 133P.
16. Staskevich N.L., Vigdorichik D.Y. Handbook of liquefied petroleum gases. Nedra, 1986. 543 p. [inrussian].

Сведения об авторах

Information about authors

Красногорская Н.Н., д-р техн. наук, проф., зав. кафедры «Безопасность производства и промышленная экология» ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа
Российская Федерация

N.N. Krasnogorskaya, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Chair "Production Safety and Industrial Ecology", FSBEI of HPE USATU, Ufa, the Russian Federation

Елизарьев А.Н., канд. геогр. наук, доцент, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа,
Российская Федерация

A.N. Elizariyev, Candidate of Geographical Sciences, Assistant Professor of the Chair "Production Safety and Industrial Ecology" FSBEI of HPE USATU, Ufa, the Russian Federation

Ахмеров В.В., аспирант, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа, Российская Федерация

V.V. Akhmerov, Post-Graduate Student of the Chair "Production Safety and Industrial Ecology" FSBEI of HPE USATU, Ufa, the Russian Federation

Никитин А.А., студент, кафедры «Безопасность производства и промышленная экология», ФГБОУ ВПО УГАТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.A. Nikitin, Student, of the Chair "Production Safety and Industrial Ecology" FSBEI of HPE USATU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: Vilea86@mail.ru