

DOI: 10.34031/2071-7318-2022-7-8-50-59

*\*Осипова Н.Н., Культяев С.Г.**Саратовский государственный технический университет им. Гагарина Ю.А**\*E-mail: osnat75@mail.ru*

## НАКОПЛЕНИЕ СВОБОДНОЙ ВОДЫ В СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ БУТАНА

**Аннотация.** *Наличие свободной воды негативно сказывается на эксплуатации систем газоснабжения, вызывая коррозию элементов, образование паровых пробок в трубопроводах, ледяных и гидратных пробок при низких температурах особенно при использовании сжиженных углеводородных газов с повышенным содержанием бутана.*

*Используя основные положения термодинамического равновесия паровой и жидкой фаз в резервуаре, условий обеспечения минимального избыточного давления паровой фазы для естественной регазификации продукта, условий подачи необходимого количества газа потребителю на все коммунально-бытовые нужды в холодный период времени года определены количественные характеристики эксплуатации систем газоснабжения на базе подземных резервуаров при использовании газа с повышенным содержанием бутана.*

*В результате проведенных исследований определено количество накопленной влаги в режиме хранения газа и эксплуатации резервуаров, обоснован минимальный уровень заполнения резервуаров жидкой фазой и количество заправок газа в год при обеспечении различных коммунальных нужд в зависимости от климатической зоны эксплуатации и характеристик газоснабжаемых объектов. Доказано, что при использовании сжиженных углеводородных газов с повышенным содержанием бутана с учетом накопления влаги в годовом цикле эксплуатации рекомендуется применение резервуаров объемом от 5,0 м<sup>3</sup> при использовании газа на все коммунально-бытовые нужды, резервуаров объемом от 1,0 м<sup>3</sup> при использовании газа только на цели пищеприготовления.*

**Ключевые слова:** *сжиженный углеводородный газ, свободная вода, накопление, эксплуатация систем газоснабжения, минимальный уровень заполнения резервуаров газом, количество заправок в год.*

**Введение.** При эксплуатации систем снабжения сжиженными углеводородными газами (СУГ) одним из негативных факторов является наличие свободной воды в резервуарах. Научными исследованиями установлено, что на образование воды в свободном виде, льда и гидратов значительное влияние оказывают такие факторы как температура, давление, состав и фазовое состояние сжиженного углеводородного газа [1–4]. Влага, содержащаяся в жидкой и паровой фазах сжиженного углеводородного газа, вызывает ряд негативных явлений при эксплуатации систем газоснабжения: коррозию элементов, формирование паровых пробок в трубопроводах, образование конденсата, а при низких температурах образование ледяных и гидратных пробок в элементах систем и регуляторах давления [5–7]. В качестве мероприятий по предотвращению конденсации паровой фазы и образования ледяных и гидратных пробок в трубопроводах и редуцирующих устройствах предусматривают, обогрев редуцирующих головок резервуаров и трубопроводов [8, 9], нанесение тепловой изоляции на участки системы газоснабжения [10, 11]. Однако, данные мероприятия не применимы к резервуарам сжиженного газа, в которых осуществляются процессы изменения состояния газа, обеспечивается термодинамическое равновесие паровой и

жидкой фаз и происходит основное накопление воды в свободном виде.

Необходимо отметить также, что проводимые научные исследования ориентированы на повышенное содержание пропана в смеси, что в целом не характерно для реально используемого газа в коммунально-бытовом обеспечении [1, 3, 12, 13].

Принимая во внимание, что обеспечение потребителей газовым топливом, кроме пропана технического, осуществляется газом марок «пропан-бутан технический и «бутан технический» с повышенным содержанием бутана, целью исследований является определение условий накопления свободной влаги в резервуарах и разработка констатирующих положений по применению децентрализованных систем газоснабжения на базе резервуаров различного объема при наличии в газе повышенного содержания бутана.

Задачи, раскрывающие суть исследований, заключаются в изучении накопления влаги в резервуарах в режиме хранения и в режиме годового газопотребления в зависимости от компонентного состава газа, климатических условий, режимов использования СУГ на различные коммунально-бытовые нужды, в определении необходимого количества заправок резервуаров газом, при ограничении минимального давления в сосудах.

В качестве объектов исследований были приняты резервуары, в наиболее распространённом размерном ряду, массово применяемых для газификации индивидуальных жилых домов, выпускаемых отечественными производителями КонверсАтомЭнергоМонтаж (Россия, г. Москва), ХимМаш (Россия, г. Пенза) и зарубежными производителями Antonio Merloni (Италия, представительство г. Москва), Chemet (Польша, представительство г. Санкт-Петербург).

**Материалы и методы.** Учитывая, что жидкая и паровая фаза в резервуаре в режиме хранения СУГ находятся в термодинамическом равновесии, балансовое уравнение состояния имеет вид:

$$y_{\text{пр}} P_{\text{см}} = x_{\text{пр}} P_{\text{пр}}, \quad (1)$$

где  $y_{\text{пр}}$ ,  $x_{\text{пр}}$  – концентрация пропана в паровой и жидкой фазах, соответственно, мол, %;  $P_{\text{см}}$ ,  $P_{\text{пр}}$  – давление смеси и паров пропана, соответственно, МПа.

Молярная концентрация пропана в жидкой фазе смеси пропан-бутана определится по выражению:

$$x_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{см}} - P_{\text{б}}}{P_{\text{пр}} - P_{\text{б}}}, \quad (2)$$

Парциальное давление насыщенных паров компонентов сжиженного углеводородного газа пропана и бутана, могут быть определены в соответствии с корреляцией Антуана:

$$P(t) = 10^{A - \frac{B}{C+t}}, \quad (3)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – константы уравнений, принимаемые в зависимости от рассматриваемого углеводорода.

Подставляя (3) в (2) получим выражение для определения молярной концентрации пропана в жидкой фазе:

$$x_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{см}} - 10^{A_{\text{б}} - \frac{B_{\text{б}}}{C_{\text{б}}+t}}}{10^{A_{\text{пр}} - \frac{B_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}}+t}} - 10^{A_{\text{б}} - \frac{B_{\text{б}}}{C_{\text{б}}+t}}}. \quad (4)$$

Согласно выражению (1) содержание пропана в паровой фазе определится по выражению:

$$y_{\text{пр}} = \frac{\left( P_{\text{см}} - 10^{A_{\text{б}} - \frac{B_{\text{б}}}{C_{\text{б}}+t} \right) 10^{A_{\text{пр}} - \frac{B_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}}+t}}}{\left( 10^{A_{\text{пр}} - \frac{B_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}}+t}} - 10^{A_{\text{б}} - \frac{B_{\text{б}}}{C_{\text{б}}+t} \right) P_{\text{см}}}. \quad (5)$$

В режиме использования СУГ для устойчивой регазификации жидкой фазы сжиженного углеводородного газа необходим постоянный приток тепла из окружающей среды, что максимально полно реализуется при подземной установке резервуаров. В этом случае, обеспечение потребителей газом топливом, реализуется с использованием схемы с естественной регазификацией жидкой фазы газа [14-20].

Реализация схемы с естественной регазификацией газа в резервуаре происходит до наличия минимального давления паровой фазы для корректной работы регулирующего оборудования, которое определяется в соответствии с условием:

$$P_{\text{рез}}(t) \geq P_{\text{рег}} + H_{\text{ж}}, \quad (6)$$

где  $P_{\text{рег}}$  – необходимое избыточное давление газа перед регулирующим клапаном «паровая - жидкая фаза», минимально 0,069 МПа;  $H_{\text{ж}}$  – величина избыточного давления необходимого для подъема жидкой фазы из резервуара и подачи ее систему газоснабжения. Для самых неблагоприятных условий эксплуатации (минимальный уровень жидкой фазы СУГ в резервуаре) составляет  $H_{\text{ж}}=0,01$  МПа.

Учитывая неравномерность потребления газа децентрализованными системами газоснабжения в течение года, накопление свободной жидкости в подземных резервуарах СУГ в режиме эксплуатации необходимо определять с учетом количества заправок сжиженным углеводородным газом в годовом цикле эксплуатации.

Как показали научные исследования, количество заправок резервуара газом зависит от многочисленных факторов, к которым относят: способ регазификации жидкой фазы СУГ, направленность использования газа на коммунально-бытовые нужды, энергопотребление объектов газоснабжения на нужды отопления, климатическая зона эксплуатации системы газоснабжения [21, 22].

Полезный объем газа, используемого потребителем, определяется между максимальным уровнем при заполнении резервуара и минимальным уровнем, обеспечивающим устойчивую регазификацию продукта для подачи потребителю [23]. При искусственном испарении жидкой фазы газа минимальный уровень газа в резервуаре ограничивается уровнем 15 %, что обусловлено работой испарителей СУГ. В режиме естественной регазификации продукта минимальный уровень заполнения резервуара газом определяется формированием избыточного давления паров СУГ для выполнения условия выражения (6).

Годовое количество заправок резервуара сжиженным газом определяется по формуле:

$$n = \frac{G_{\text{см}}}{V_p \cdot (\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{мин}}) \cdot \rho_{\text{см}}}, \quad (7)$$

где  $G_{\text{см}}$  – годовой расход газа потребителем, кг/год;  $V_p$  – объем резервуара, м<sup>3</sup>;  $\varphi_{\text{н}}$  – начальный уровень заполнения резервуара;  $\varphi_{\text{мин}}$  – минимальный уровень заполнения резервуара перед очередной заправкой;  $\rho_{\text{см}}$  – плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>.

Необходимо отметить, что максимальное потребление газа происходит в холодный период в связи с необходимостью отопления жилых зданий. Минимальное потребление наблюдается в теплый период года за счет снижения потребности на горячее водоснабжение и изменения рациона питания населения. Таким образом, при определении количества заправок необходимо ориентироваться на наиболее неблагоприятную ситуацию с максимальным потреблением газа в холодный период года с учетом сезонной неравномерности потребления.

#### Основная часть.

Определение накопления свободной воды в системах газоснабжения сжиженным газом с повышенным содержанием бутана на базе подземных резервуаров проводилось при следующих исходных данных:

- минимальное давление паровой фазы в резервуаре по условию (6);
- объекты газоснабжения – жилые здания площадью 64; 100; 256 м<sup>2</sup>;

- климатическая зона эксплуатации – умеренно-теплая, умеренно-холодная и холодная зона.

- направление использования газа: пищеприготовление; пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление.

- объем резервуаров  $V_p=1,0$  м<sup>3</sup>; 3,0 м<sup>3</sup>; 5 м<sup>3</sup>.

Выбор площадей газоснабжаемых жилых зданий (64 м<sup>2</sup>, 100 м<sup>2</sup>, 256 м<sup>2</sup>) был произведен на основании научных исследований, проведенных в работе [24]. Авторами предложена математическая модель теплопотерь здания, учитывающая различные варианты соотношений длины и ширины сторон жилого здания, требования к высоте зданий по СП 55.13330 и остекленности фасадов по СП 50.13330, на основании которой была получена оптимальная конфигурация жилого здания в виде квадратного параллелепипеда, обладающего минимальным газопотреблением в холодный период.

В соответствии с выражениями (1–5) было определено содержание компонентов сжиженного углеводородного газа в паровой фазе в зависимости от температуры, давления и состава жидкой фазы (таблица 1). Для расчета принято самое неблагоприятное (максимальное) содержание бутана в марках газа «пропан-бутан технический» и «бутан-технический».

Принимая во внимание содержание растворенной влаги в 1 кг жидкой и паровой фаз углеводородов по [12, 13, 21, 25], в таблице также представлено содержание влаги в растворенном виде в компонентах смеси.

Таблица 1

#### Молярная концентрация компонентов, содержащих растворенную влагу в термодинамическом равновесии системы «жидкость-пар»

Температура жидкой фазы СУГ, °С	Давление паровой фазы, МПа	Содержание компонентов в паровой фазе, мол. %		Содержание растворенной влаги г на 1 кг смеси	
		Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	жидкая фаза	паровая фаза
Состав жидкой фазы СУГ C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> =40 %, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> =60 % (пропан-бутан технический)					
+35	0,7	70	30	3,1	18
+25	0,5	70	30	2,02	13,2
+15	0,4	75	25	1,16	9
+5	0,3	78	22	0,61	6,56
-5	0,2	78	22	0,28	4,2
-15	0,15	80	20	0,15	2,26
-25	0,1	80	20	0,1	1,36
Состав жидкой фазы СУГ C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> =10 %, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> =90 % (бутан технический)					
+35	0,4	25	75	2,43	13,5
+25	0,3	25	75	1,56	10,5
+15	0,2	28	72	0,89	6,4
+5	0,15	30	70	0,48	4,48
-5	0,1	30	70	0,23	3,56

Результаты расчетов показали, что мольные составы паровой и жидкой фаз сжиженного углеводородного газа имеют различное содержание компонентов в виде пропана и бутана. В то же время содержание воды в растворенном виде в газовой фазе в режиме хранения СУГ в резервуаре значительно превышает таковое в жидкой. Данное обстоятельство отражается на насыщении жидкой и паровой фаз влагой при хранении и использовании газа, при этом понижение температуры паровой фазы приводит к обратному выпадению влаги в жидкость в виде конденсата по мере приближения паров к горловине резервуара.

Согласно неравенству (6), для регазификации газа и подачи его потребителю, избыточное давление паровой фазы в резервуаре должно быть не менее  $P_{рез}=0,08$  МПа, что соответствует температуре минус 25 °С при составе смеси

«пропан-бутан технический» и минус 5 °С при составе смеси «бутан технический» (таблица 1).

Анализ климатических условий эксплуатации подземных резервуаров СУГ, показал, что температура на оси заложения подземного резервуара, обеспечивает достаточный теплоприток из грунтового массива для формирования необходимого избыточного давления паровой фазы в резервуаре. Принимая во внимание, что изменение температуры сжиженного газа происходит от температуры производства СУГ (+40- +35 °С) до температуры его хранения в зимний период времени года, определяемой на оси заложения резервуара в грунтовом массиве в соответствии с климатическими зонами эксплуатации в Российской Федерации, общее накопление воды в свободном виде в резервуарах СУГ представлено в таблице 2.

Таблица 2

**Количество свободной воды выделяющейся из жидкой фазы при остывании  
в режиме хранения**

Климатическая зона эксплуатации	Город	Количество свободной воды в резервуаре в режиме хранения в расчете на одну заправку, кг					
		марка сжиженного углеводородного газа					
		пропан-бутан технический			бутан технический		
		объем резервуара, м <sup>3</sup>					
		1,0	3,0	5,0	1,0	3,0	5,0
Умеренно-теплая	Краснодар/ Сочи	1,19	3,55	5,93	0,98	2,92	4,87
Умеренно-холодная	Воронеж	1,25	3,68	6,14	1,01	2,99	4,98
Холодная	Иркутск	1,36	4,01	6,7	1,1	3,25	5,42

Анализ таблицы 2 показывает, что при понижении температуры сжиженного газа в резервуарах происходит выпадение влаги из жидкой фазы в виде свободной воды. Принимая во внимание, что пропан является более влагоемким компонентом газа, количество свободной воды при использовании марки газа «пропан-бутан технический» выделяется в большем количестве, чем при использовании марки газа «бутан технический». Так как, грунт в районе днища резервуара во всех климатических зонах имеет положительную температуру в диапазоне от плюс 0,5 °С до плюс 7 °С, вода будет находиться в жидком состоянии. Таким образом, в подземном резервуаре при хранении газа происходит выделение воды из смеси и ее скопление в свободном виде в нижней части емкости.

Минимальный уровень заполнения резервуара газом при наличии газопотребления для обеспечения условия (6) определяется содержанием компонентов пропана и бутана в смеси СУГ в соответствии с выражениями (4–5) с учетом формируемого давления в емкости определяемого по выражению (3) по правилу аддитивности для компонентов смеси СУГ.

Определение необходимого минимального уровня заполнения резервуара жидкой фазой газа при его эксплуатации в режиме естественной регазификации проводилось с учетом наихудших условий по обеспечению избыточного давления в сосуде с ориентацией на бутан.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3

## Расчет минимального уровня заполнения резервуаров газом

Направление использования газа в жилых зданиях		Минимальное заполнение резервуара газом, %, при объеме $V_p$ , м <sup>3</sup>			
		1,0	3,0	5,0	
умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации					
Пищеприготовление			19	15	15
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания, м <sup>2</sup> )	64	89	33	19	
	100	–	42	24,5	
	256	–	73	42,5	
умеренно-холодная климатическая зона эксплуатации					
Пищеприготовление			21	15	15
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания, м <sup>2</sup> )	64	–	47	27	
	100	–	58	33,5	
	256	–	–	58	
холодная климатическая зона эксплуатации					
Пищеприготовление			29	15	15
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания, м <sup>2</sup> )	64	–	79	45,5	
	100	–	–	56	
	256	–	–	–	

Примечание: знак «-» означает, что при данных условиях естественная регазификация невозможна, т.е. в резервуаре формируется вакуум.

Как видно из таблицы 3 при использовании газа на все коммунально-бытовые нужды целесообразно применение резервуара не менее 5,0 м<sup>3</sup>. Применение резервуаров меньшего объема обеспечит расчетный уровень газопотребления только при наличии значительного остаточного уровня заполнения до 79 % в холодной климатической зоне эксплуатации, что является не целесообразным с экономической точки зрения. При использовании газа на цели пищеприготовления в любой климатической зоне эксплуатации возможно использование резервуаров от 1,0 м<sup>3</sup> и более.

В целом системы газоснабжения на бутане требуют значительного минимального уровня заполнения резервуаров газом, что обеспечивает высокую эксплуатационную стоимость указанных систем.

Таким образом, для обеспечения испарения бутана и снижения минимального уровня заполнения резервуара рекомендуется применять комбинированную схему регазификации газа, включая искусственное испарение жидкой фазы, с максимальным использованием естественной испарительной способности самих расходных резервуаров [26, 27].

В соответствии с выражением (7), с учетом данных таблицы 3, было определено количество заправок резервуаров в годовом цикле эксплуатации с учетом климата местности и направления использования газа на коммунально-бытовые

нужды в зданиях. Результаты представлены в таблице 4.

Как показал анализ таблиц 3 и 4, высокие значения минимального уровня заполнения приводят к увеличению количества заправок резервуаров в год. Данное обстоятельство обуславливает увеличение количества свободной воды в подземных резервуарах. В соответствии с ГОСТ 20488, объемная доля жидкого остатка при использовании марки «пропан-бутан технический» не должна превышать 1,6 % по объему, при использовании марки «бутан технический» 1,8 %. В пересчете на жидкий остаток в резервуаре объемом 3,0 м<sup>3</sup> должно быть не более 23,3 кг при использовании марки «пропан-бутан технический» и 26,2 кг при использовании марки газа «бутан технический». Для резервуаров объемом 5,0 м<sup>3</sup> соответственно 38,9 кг и 43,8 кг жидкого остатка. Как видно из таблицы 4, потребление газа на все коммунально-бытовые нужды с применением подземных резервуаров объемом 3,0 м<sup>3</sup> является нецелесообразным в силу большого количества заправок СУГ в течение года и накоплению влаги в резервуарах в количестве, превышающем требования ГОСТ, в умеренно-теплой климатической зоне при газификации жилых домов площадью от 256 м<sup>2</sup>, в умеренно-холодной зоне с площадью домов от 100 м<sup>2</sup>, в холодной климатической зоне при использовании газа на нужды отопления и горячего водоснабжения при любой площади жилого дома.

Таблица 4

**Годовое количество заправок резервуара и накопление воды в резервуарах  
в годовом цикле эксплуатации**

Направление использования газа в жилых зданиях	Количество заправок резервуара в год, раз			Количество свободной воды, кг		
	объем резервуара, $V_p, \text{ м}^3$					
	1,0	3,0	5,0	1,0	3,0	5,0
Умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации						
Пищеприготовление	0,62	0,56	0,55	1,2/1,0	3,6/2,9	5,9/4,9
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания $64 \text{ м}^2$ )	–	2,04	0,81	–	7,1/5,8	5,9/4,9
100 $\text{ м}^2$	–	2,96	1,08	–	10,7/8,8	5,9/4,9
256 $\text{ м}^2$	–	14,4	2,48	–	49,7/40,9	11,9/9,7
Умеренно-холодная климатическая зона эксплуатации						
Пищеприготовление	0,64	0,55	0,55	1,25/1,01	3,7/3,0	6,1/5,0
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания $64 \text{ м}^2$ )	–	4,26	1,44	–	14,7/12	6,1/5,0
100 $\text{ м}^2$	–	7,06	1,97	–	25,8/20,9	12,3/10
256 $\text{ м}^2$	–	–	5,80	–	–	36,8/30
Холодная климатическая зона эксплуатации						
Пищеприготовление	0,73	0,55	0,55	1,4/1,1	4,0/3,3	6,7/5,4
Пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление (площадь здания $64 \text{ м}^2$ )	–	23,9	2,75	–	96,2/78	20,1/16,3
100 $\text{ м}^2$	–	–	4,42	–	–	26,8/21,4
256 $\text{ м}^2$	–	–	–	–	–	–

Примечание: в числителе количество свободной воды в резервуаре при использовании газа марки «пропан-бутан технический», в знаменателе при использовании марки газа «бутан технический».

Увеличение площади жилого здания также приводит к увеличению количества заправок и к увеличению количества свободной воды в резервуарах СУГ любого объема. В то же время применение резервуаров объемом  $5 \text{ м}^3$  для газоснабжения потребителей обеспечивает накопление свободной воды в регламентируемых ГОСТ значениях, возможно во всех климатических зонах, при любой площади жилого здания при использовании газа на все коммунально-бытовые нужды.

#### Выводы.

1. В результате проведенных исследований определено количество растворенной влаги в жидкой и паровой фазе марок сжиженного углеводородного газа с повышенным содержанием бутана, рассчитано количество свободной воды в резервуаре СУГ в режиме хранения на одну заправку сжиженным углеводородным газом.

2. Определен минимальный уровень заполнения резервуаров сжиженным газом для обеспечения естественной регазификации продукта при различном газопотреблении жилыми зданиями в зависимости от климатической зоны эксплуата-

ции и направления использования газа на коммунально-бытовые нужды при использовании газа с повышенным содержанием бутана.

3. Определено количество заправок сжиженным газом резервуаров СУГ и суммарное накопление воды в свободном виде в годовом цикле эксплуатации. Установлено, что при использовании на все коммунально-бытовые нужды сжиженных углеводородных газов с повышенным содержанием бутана рекомендуется применение резервуаров объемом от  $5,0 \text{ м}^3$ , при использовании газа только на цели пищеприготовления возможно использование резервуаров объемом от  $1,0 \text{ м}^3$ .

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- Shahnazar S., Hasan N. Gas hydrate formation condition // Review on experimental and modeling approaches. Advanced Simulation Laboratory, University of Malaya, Kuala Lumpur, Malaysia. 2014. Vol. 379. Pp. 72–85. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2014.07.012>
- Todd W., Drennan P.E. Protect Tanks from Overpressure and Vacuum // Baker Engineering and

Risk Consultants. American Institute of Chemical Engineers (AIChE). CEP: December 2019, Pp. 24–30

3. Uchida T., Miyoshi H., Sugibuchi R., Suzuta A., Yamazaki K., Gohara K. Contribution of Ultra-Fine Bubbles to Promoting Effect on Propane Hydrate // Formation. 2020. Vol. 81. Article 480. pp. 1-10

4. Fazlali A., Ghalekhondabi V., Ranjbaran T. Prediction of liquid propane hydrate formation conditions in the presence of light hydrocarbons (C2-C5) // Experimental investigation and thermodynamic modeling, Fluid Phase Equilibria 2021. Vol. 529. Pp. 1–11

5. Carroll J. Natural gas hydrates. Technopress. Moscow. 2007. 290 p.

6. Капыш В.В., Кулемин Н.В., Истомин В.А. Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях // Вести газовой науки: науч.-технич. сб. 2013. № 4 (15). С. 125–131.

7. Adeniyi K.I., Deering C.E., Marriott R.A. Hydrate Decomposition Conditions for Liquid Water and Propane // J. Chem. Eng. 2017. Vol. 62 (7). Pp. 2222–2229.

<https://doi.org/10.1021/acs.jced.7b00343>

8. Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Максимов С.А. Разработка и обоснование технических решений по предупреждению гидратообразования в системах резервуарного снабжения сжиженным газом // Приволжский научный журнал. 2013. №1 (25). С.73–80.

9. Стандарт организации. Предупреждение образования ледяных и гидратных пробок в системах резервуарного снабжения сжиженным газом: СТО 03321549-021-2012 / Б.Н. Курицын и др. Саратов: ОАО Росгазификация, ОАО Гипрониигаз. 2012. 19 с.

10. Бычкова И.М. Предложения по устранению источников поступления и накопления влаги в резервуарах сжиженных углеводородных газов // Техническое регулирование в транспортном строительстве. 2020. №4(43). С. 283–287.

11. Осипова Н.Н., Бычкова И.М. Обоснование применения подземной камеры редуцирования в системах снабжения сжиженным углеводородным газом // Научный журнал строительства и архитектуры. 2021. № 1 (61). С. 28–39. doi: 10.36622/VSTU.2021.61.1.003.

12. Adeniyi K.I., Deering C.E., Grynja E, Marriott R.A. Water content and hydrate dissociation conditions for carbon dioxide rich fluid // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2020. Vol. 101. Pp. 1–11

13. Усачев А.П., Шурайц А.Л., Феоктистов А.А. Системный анализ возникновения источни-

ков свободной воды и ее накопления в подземных резервуарных установках сжиженного углеводородного газа // Нефтегазовое дело. Уфа. 2009. Т.7. №1. С. 98–101.

14. Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Максимов С.А. Моделирование теплообмена при хранении сжиженного газа в подземных резервуарных установках под воздействием естественных температур грунта и наружного воздуха // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Сер. Строительство и архитектура. 2012. Вып.2 (26). С. 35–46.

15. Osipova N., Kuznetsov S., Kulyaev S. Development of gas supply systems using butane-based gas-and-air mixtures // International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies EMMFT 2019. EMMFT 2019. Advances in Intelligent Systems and Computing. 2021. Vol 1259. Pp 247–257. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-57453-6\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-030-57453-6_21)

16. Бычкова И.М., Поберий А.А. К определению коэффициента теплопередачи при теплообмене горловины подземного резервуара с окружающим грунтовым массивом // Ресурсо-энергоэффективные технологии в строительном комплексе региона. 2018. № 9. С. 282–288.

17. Усачев А.П., Рулев А.В., Усачев М.А. Разработка математической модели теплообмена в подземных вертикальных резервуарах-испарителях при одновременном использовании искусственных теплоносителей и естественной теплоты окружающего грунта // Промышленная энергетика. 2016. №1. С. 28–33.

18. Бахмат Г.В., Кислицын А.А., Шастунова У. Ю. Методика расчета теплового режима резервуара типа РВС в зимнее время во время эксплуатации // Материалы Международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению, посвященной 20-летию создания ООО НПО «Фундаментстрой-аркос». Тюмень: Сити-Пресс. 2011. С. 301–306.

19. Шастунова У.Ю., Дмитриевская Д.А. Физико-математическое моделирование теплового режима резервуара в зимнее время // Материалы IX Школы-семинара молодых ученых «Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии». Тюмень. 2016. С. 236–242.

20. Курицын Б.Н., Кузнецов С.С. Исследование тепломассообмена в подземных резервуарах сжиженного газа // Ресурсоэнергоэффективные технологии в строительном комплексе региона. 2012. № 2. С. 112–115.

21. Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам.

Л.: Недра. 1986. 543 с.

22. Культяев С.Г. Формирование условий для создания избыточного давления в подземной емкости технического бутана // Техническое регулирование в транспортном строительстве. 2020. №4 (43). С. 302–309.

23. Осипова Н.Н., Дьяченко К.В. Обоснование уровня заполнения подземных резервуаров техническим бутаном // Ресурсоэнергоэффективные технологии в строительном комплексе региона. 2019. №11. С. 473–476.

24. Osipova N.N., Grishin V.M., Kulytaev S.G. Mathematical Modeling of the Annual Consumption of Gas-Air Mixture on the Basis of Technical Butane for Household Needs of Individual Residential Buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 753, No. 1. doi:10.1088/1757-899X/753/2/022015

*Информация об авторах*

**Осипова Наталия Николаевна**, доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Теплогазоснабжение и нефтегазовое дело». E-mail: osnat75@mail.ru. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., 410054, Россия, г. Саратов, улица Политехническая 77

**Культяев Святослав Геннадиевич**, ассистент кафедры «Теплогазоснабжение и нефтегазовое дело». E-mail: svyatoslav@kulytaev.ru. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., 410054, Россия, г. Саратов, улица Политехническая 77

*Поступила 05.04.2022 г.*

© Осипова Н.Н., Культяев С.Г., 2022

*\*Osipova N.N., Kulytaev S.G.*

*Yuri Gagarin State Technical University of Saratov*

*\*E-mail: osnat75@mail.ru*

## ACCUMULATION OF FREE WATER IN GAS SUPPLY SYSTEMS WITH LIQUEFIED GAS WITH INCREASED BUTANE CONTENT

**Abstract.** *The presence of free water adversely affects the operation of gas supply systems, causing corrosion of elements, the formation of vapor locks in pipelines, ice and hydrate locks at low temperatures, especially when using liquefied hydrocarbon gases with a high content of butanes. The quantitative characteristics of the operation of gas supply systems based on underground tanks when using gas with a high butane content are determined using the main provisions of the thermodynamic equilibrium of the vapor and liquid phases in the reservoir, the conditions for ensuring the minimum overpressure of the vapor phase for natural regasification of the product, the conditions for supplying the required amount of gas to the consumer for all domestic needs during the cold season. In result, the amount of accumulated moisture in the gas storage mode and the operation of tanks is determined. The minimum level of filling the tanks with the liquid phase and the number of gas refills per year are substantiated, while providing various utility needs depending on the climatic zone of operation and the characteristics of the gas supplied facilities. It is proven, when using liquefied hydrocarbon gases with a high butane content, taking into account the accumulation of moisture in the annual cycle of operation, it is recommended to use tanks with a volume of 5.0 m<sup>3</sup> or more when using gas for all household needs, tanks with a volume of 1.0 m<sup>3</sup> or more when using gas only for the purpose of food preparation.*

**Key words:** *liquefied hydrocarbon gas, free water, accumulation, operation of gas supply systems, minimum level of filling of reservoirs with gas, number of refuelings per year.*

### REFERENCES

1. Shahnazar S., Hasan N. Gas hydrate formation condition: Review on experimental and modeling approaches. Advanced Simulation Laboratory, University of Malaya, Kuala Lumpur, Malaysia.

25. Buleiko V.M., Vovchuk G.A., Grigoryev V.A., Experimental investigation of the thermodynamic properties of hydrates of n-alkane hydrocarbons // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydro carbon field bedded systems. 2012. Vol. 3(11). Pp. 283–299.

26. Постарнак Д.А., Курицын Б.Н. Применение бутано-этановых смесей в системах баллонного газоснабжения // Математические методы в технике и технологиях. ММТТ. 2013. №13-1(59). С. 220–221.

27. Кузнецов С.С., Никонорова З.Н. Применение комбинированной регазификации для целей энергосбережения при снабжении потребителя сжиженным углеводородным газом // Урбанистика: опыт исследований, современные практики, стратегия развития городов. Саратов. 2017. С. 222–223.

2014. Vol. 379. Pp. 72–85. doi:10.1016/j.fluid.2014.07.012

2. Todd W., Drennan P.E. Protect Tanks from Overpressure and Vacuum Baker Engineering and Risk Consultants. American Institute of Chemical

Engineers (AIChE). 2019. <https://www.aiche.org/resources/publications/cep/2019/december/protect-tanks-overpressure-and-vacuum>

3. Uchida T, Miyoshi H, Sugibuchi R, Suzuta A, Yamazaki K and Gohara K. Contribution of Ultra-Fine Bubbles to Promoting Effect on Propane Hydrate Formation. 2020. *Front. Chem.* 8:480. doi: 10.3389/fchem.2020.00480

4. Fazlali A., Ghalekhondabi V., Ranjbaran T. Prediction of liquid propane hydrate formation conditions in the presence of light hydrocarbons (C2-C5). Experimental investigation and thermodynamic modeling, *Fluid Phase Equilibria*. 2021. Vol. 529. doi:10.1016/j.fluid.2020.112756

5. Carroll J. Natural gas hydrates. Technopress. Moscow. 2007. 290 p.

6. Kapyshev V.V., Kulemin N.V., Istomin V.A. Prevention of hydrate formation in gas pipelines and gas distribution stations [Preduprezhdenie gidratoobrazovaniya v gazoprovodakh-otvodakh i na gazoraspredeletel'nykh stanciyah]. *Vesti gazovoy nauki: nauch.-tekhnich. Sat.* 2013. No. 4 (15). Pp. 125–131. (rus)

7. Adeniyi K.I., Deering C.E., Marriott R.A. Hydrate Decomposition Conditions for Liquid Water and Propane *J. Chem. Eng.* 2017. Vol. 62 (7). Pp. 2222–2229. doi:10.1021/acs.jced.7b00343

8. Kuritsyn B.N., Osipova N.N., Maksimov S.A. Development and justification of technical solutions for the prevention of hydrate formation in systems of tank supply with liquefied gas [Razrabotka i obosnovanie tekhnicheskikh reshenij po preduprezhdeniyu gidratoobrazovaniya v sistemah rezervuarnogo snabzheniya szhizhennym gazom]. *Privolzhsky scientific journal*. 2013. No. 1 (25). Pp.73–80. (rus)

9. Standard of the organization. Prevention of the formation of ice and hydrate plugs in liquefied gas tank supply systems [Standart organizacii. Preduprezhdenie obrazovaniya ledyanoy i gidratnykh probok v sistemah rezervuarnogo snabzheniya szhizhennym gazom]: STO 03321549-021-2012. B.N. Kuritsyn and others. Saratov: JSC Rosgazifikatsiya, JSC Giproniigaz, 2012. 19 p. (rus)

10. Bychkova I.M. Proposals to eliminate sources of moisture inflow and accumulation in reservoirs of liquefied hydrocarbon gases [Predlozheniya po ustraneniyu istochnikov postupleniya i nakopleniya vlagi v rezervuarah szhizhennykh uglevodородnykh gazov]. *Technical regulation in transport construction*. 2020. No. 4(43). Pp. 283–287. (rus)

11. Osipova N.N., Bychkova I.M. Rationale for the use of an underground reduction chamber in liquefied hydrocarbon gas supply systems [Obosnovanie primeneniya podzemnoy kamery reduciro-

vaniya v sistemah snabzheniya szhizhennym uglevodородnym gazom]. *Scientific Journal of Construction and Architecture*. 2021. No. 1 (61). Pp. 28–39. doi: 10.36622/VSTU.2021.61.1.003. (rus)

12. Adeniyi K.I., Deering C.E., Grynia E, Marriott R.A. Water content and hydrate dissociation conditions for carbon dioxide rich fluid. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2020. Vol. 101. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103139>

13. Usachev A.P., Shurayts A.L., Feoktistov A.A. System Analysis of the Origin of Free Water Sources and its Accumulation in Underground Reservoir Installations of Liquefied Hydrocarbon Gas [Sistemnyy analiz vozniknoveniya istochnikov svobodnoy vody i ee nakopleniya v podzemnykh rezervuarnykh ustanovkakh szhizhennogo uglevodородnogo gaza]. *Oil and Gas Business*. Ufa. 2009. Vol. 7. No. 1. Pp. 98–101. (rus)

14. Kuritsyn B.N., Osipova N.N., Maksimov S.A. Modeling of heat transfer during storage of liquefied gas in underground reservoir installations under the influence of natural temperatures of soil and outdoor air [Modelirovanie teploobmena pri hranenii szhizhennogo gaza v podzemnykh rezervuarnykh ustanovkakh pod vozdeystviem estestvennykh temperatur grunta i naruzhnogo vozduha]. *Scientific Bulletin of the Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering*. Ser. construction and architecture. 2012. Vol. 2 (26). Pp. 35–46. (rus)

15. Osipova N., Kuznetsov S., Kultyaev S. Development of gas supply systems using butane-based gas-and-air mixtures *International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies EMMFT 2019*. EMMFT 2019. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2021. Vol 1259. Pp 247–257. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-57453-6\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-030-57453-6_21)

16. Bychkova I.M., Poberii A.A. On the determination of the heat transfer coefficient during heat exchange of the neck of an underground reservoir with the surrounding soil mass [K opredeleniyu koeffitsienta teploperedachi pri teploobmene gorlovinnykh podzemnogo rezervuara s okruzhayushchim gruntovym massivom]. *Resource and Energy Efficient Technologies in the Building Complex of the Region*. 2018. No. 9. Pp. 282–288. (rus)

17. Usachev A.P., Rulev A.V., Usachev M.A. Development of a mathematical model of heat transfer in underground vertical evaporator tanks with the simultaneous use of artificial heat carriers and the natural heat of the surrounding soil [Razrabotka matematicheskoy modeli teploobmena v podzemnykh vertikal'nykh rezervuarah-isparitelyah pri odnovremennom ispol'zovanii iskusstvennykh teplonositelej i estestvennoy teploty okruzhayushchego grunta]. *Industrial Energy*. 2016. No. 1. Pp. 28–33. (rus)

18. Bakhmat G.V., Kislitsyn A.A., Shastunova U.Yu. Methodology for calculating the thermal regime of a RVS tank in winter during operation [Metodika rascheta teplovogo rezhima rezervuara tipa RVS v zimnee vremya vo vremya ekspluatatsii]. NPO "Fundamentstroy-arkos". Tyumen: City-Press. 2011, Pp. 301–306. (rus)

19. Shastunova U.Yu., Dmitrievskaya D.A. Physical and mathematical modeling of the reservoir thermal regime in winter [Fiziko-matematicheskoe modelirovanie teplovogo rezhima rezervuara v zimnee vremya]. Proceedings of the IX School-seminar of young scientists "Thermal physics, heat engineering, hydrogas dynamics. Innovative technologies". Tyumen. 2016, Pp. 236–242. (rus)

20. Kuritsyn B.N., Kuznetsov S.S. Study of heat and mass transfer in underground liquefied gas tanks [Issledovanie teplomassoobmena v podzemnykh rezervuarakh szhizhennogo gaza]. Resource and energy efficient technologies in the construction complex of the region. 2012. No. 2. Pp. 112–115. (rus)

21. Staskevich N.L., Vigdorichik D.Ya. Handbook of Liquefied Petroleum Gases [Spravochnik po szhizhennym uglevodorodnym gazam]. L.: Nedra. 1986. 543 p. (rus)

22. Kul'tyaev S.G. Formation of conditions for creating excess pressure in the underground tank of technical butane [Formirovanie uslovij dlya sozdaniya izbytochnogo davleniya v podzemnoj emkosti tekhnicheskogo butana]. Technical regulation in transport construction. 2020. No. 4 (43). Pp. 302–309. (rus)

23. Osipova N.N., Dyachenko K.V. Substantiation of the filling level of underground reservoirs

with technical butane [Obosnovanie urovnya zapolneniya podzemnykh rezervuarov tekhnicheskim butanom]. Resource and energy efficient technologies in the construction complex of the region. 2019. No. 11. Pp. 473–476. (rus)

24. Osipova N.N., Grishin B.M., Kul'tyaev S.G. Mathematical Modeling of the Annual Consumption of Gas-Air Mixture on the Basis of Technical Butane for Household Needs of Individual Residential Buildings. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 753. No. 1. doi:10.1088/1757-899X/753/2/022015

25. Buleiko V.M., Vovchuk G.A., Grigoryev B.A., Experimental investigation of the thermodynamic properties of hydrates of n-alkane hydrocarbons. Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. 2012. Vol. 3 (11). Pp. 283–299.

26. Postarnak D.A., Kuritsyn B.N. Application of butane-ethane mixtures in balloon gas supply systems [Primenenie butano-etanovykh smesey v sistemah ballonogo gazosnabzheniya]. Mathematical methods in engineering and technology. MMTT. 2013. No. 13-1 (59). Pp. 220–221. (rus)

27. Kuznetsov S.S., Nikonorova Z.N. The use of combined regasification for energy saving purposes when supplying a consumer with liquefied hydrocarbon gas [Primenenie kombinirovannoy regazifikatsii dlya celej energosberezheniya pri snabzhenii potrebitelya szhizhennym uglevodorodnym gazom]. Urban studies: research experience, modern practices, urban development strategy. Saratov, 2017. Pp. 222–223. (rus)

#### *Information about the authors*

**Osipova, Nataliya N.** DSc, Assistant professor. E-mail: osnat75@mail.ru. Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Russia, 410054, Saratov, st. Politechnicheskaya, 77.

**Kul'tyaev, Svyatoslav G.** Senior lecturer. E-mail: svyatoslav@kul'tyaev.ru. Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Russia, 410054, Saratov, st. Politechnicheskaya, 77.

*Received 05.04.2022*

#### **Для цитирования:**

Осипова Н.Н., Культяев С.Г. Накопление свободной воды в системах газоснабжения сжиженным газом с повышенным содержанием бутана // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. 2022. № 8. С. 50–59. DOI: 10.34031/2071-7318-2022-7-8-50-59

#### **For citation:**

Osipova N.N., Kul'tyaev S.G. Accumulation of free water in gas supply systems with liquefied gas with increased butane content. Bulletin of BSTU named after V.G. Shukhov. 2022. No. 8. Pp. 50–59. DOI: 10.34031/2071-7318-2022-7-8-50-59