

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция»

В.В. Артихович
М.Г. Пшоник

СЖИЖЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ

Учебно-методическое пособие
по дисциплине «Газоснабжение»
для студентов специальности 1-70 04 02
«Теплогазоснабжение, вентиляция
и охрана воздушного бассейна»

М и н с к 2 0 1 0

УДК 661.91(075.8)

ББК 31.354я7

А 86

Рецензенты:

П.И. Дячек, Е.Н. Тишковец

Артихович, В.В.

А 86 Сжиженные углеводородные газы: учебно-методическое пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 1-10 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» / В.В. Артихович, М.Г. Пшоник. – Минск: БНТУ, 2010. – 220 с.

ISBN 978-985-525-335-9.

Издание предназначено для студентов специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция», его цель – помочь студентам в изучении дисциплины «Газоснабжение».

В пособии подробно рассматриваются состав и свойства сжиженных углеводородных газов (как отдельных углеводородов, так и их смесей), расчет состава двухфазной смеси углеводородов, диаграммы состояния пропана и бутана. Достаточно полно освещаются устройство, основные технологические схемы газонаполнительных станций, принципы и методы перелива сжиженных газов, способы хранения и транс-порта сжиженных углеводородных газов и применяемое при этом оборудование. Большое внимание уделяется регазификации сжиженных газов и установкам сжиженных углеводородных газов у потребителей: индивидуальным и групповым баллонным, групповым резервуарным с естественным испарением и с искусственной регазификацией, установкам для смешения паров сжиженного газа с воздухом. Дается классификация испарителей, анализируются их достоинства и недостатки, приводятся характеристики.

УДК 661.91(075.8)

ББК 31.354я7

ISBN 978-985-525-335-9

© Артихович В.В.,
Пшоник М.Г., 2010
© БНТУ, 2010

В в е д е н и е

В общем топливном балансе стран СНГ значительное применение помимо природного газа находят сжиженные углеводородные газы (СУГ). Основными источниками получения СУГ являются попутные газы нефтяных месторождений, природные газы газоконденсатных месторождений и газы нефтеперерабатывающих заводов.

Сжиженный газ широко применяется в городах и населенных пунктах, удаленных от магистральных газопроводов природного газа. Это позволяет не лишать их жителей тех удобств и преимуществ, которые создает использование газа в условиях быта и труда. Сжиженный газ с газонаполнительной станции или базы хранения доставляется потребителям в баллонах или автоцистернах для залива резервуарных установок. От последних паровая фаза испарившегося сжиженного газа по системе трубопроводов поступает к газопотребляющим приборам и установкам.

Рост производства и потребления сжиженных углеводородных газов обусловил необходимость разработки ряда технических проблем, связанных с производством, транспортировкой и хранением этих газов. Одновременно это вызвало необходимость разработки и выпуска широкого ассортимента приборов, аппаратов и арматуры для их использования.

Эффективность газоснабжения с помощью сжиженных газов во многом определяется правильностью выбора методов сжигания, совершенства газоиспользующего оборудования и приборов, квалификацией обслуживающего персонала, действенностью системы контроля использования газа.

Использование сжиженных углеводородных газов позволяет улучшить санитарно-гигиенические условия труда и быта населения, свести к минимуму загрязнение воздушной среды вредными выбросами, способствует интенсификации работы промышленных печей, котельных и сушильных установок, сельскохозяйственных агрегатов, автоматизации производственных процессов, оказывает существенное влияние на ускорение технического прогресса.

В настоящее время сжиженные углеводородные газы широко используются для нужд населения, а также применяются в химической промышленности в качестве технологического сырья

для производства синтетических продуктов, обогрева нагревательных печей небольшой мощности, получения защитной атмосферы, для газопламенной обработки металлов (резки, сварки, пайки и напыления металлов), в качестве моторного топлива для автомобилей, для инфракрасного нагрева и в сельскохозяйственном производстве. Однако применение СУГ, особенно в промышленности, весьма ограничено в связи с недостаточностью их ресурсов.

Глава 1. СВОЙСТВА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

1.1. Состав сжиженных углеводородных газов

Под СУГ, используемыми для газоснабжения потребителей, понимают такие индивидуальные углеводороды или их смеси, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления и температуре окружающей среды или незначительном понижении температуры при атмосферном давлении переходят в жидкое состояние.

Углеводороды отличаются друг от друга количеством атомов углерода и водорода в молекуле, а также характером связей между ними. При нормальных условиях из предельных углеводородов C_nH_{2n+2} (в которых углерод до предела насыщен атомами водорода) газами являются лишь метан, этан, пропан и бутан.

Рассмотрим, какие из этих газов переходят в жидкое состояние при незначительном повышении давления. На рис. 1.1 приведена зависимость (кривые испарения) упругости (давления) насыщенных паров углеводородов от температуры их жидкой фазы, находящейся в закрытом объеме.

Координаты, расположенные слева от каждой кривой, соответствуют жидкой, а справа – газовой фазе данного газа; сама кривая определяет условия состояния газа в виде насыщенного пара. Крестиками отмечены критические точки, определяющие условия, при которых исчезает различие между жидкой и газообразной

фазами вещества (критическое состояние). Для сжижения газа необходимо, чтобы его температура была ниже критической, так как никаким давлением при температуре выше критической это сделать нельзя. Из рисунка видно, что при температуре 0 °С этан конденсируется в жидкость при повышении давления до 2,7 МПа, пропан – до 0,47 МПа, н-бутан – до 0,116 МПа, изобутан – до 0,16 МПа. Наиболее подходящими для практического применения являются пропан и бутан.

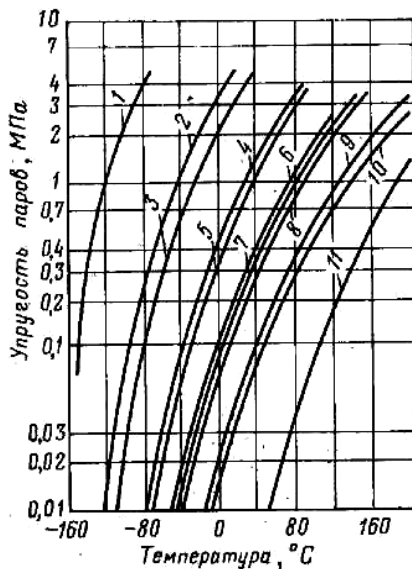


Рис. 1.1. График упругости насыщенных паров некоторых углеводородов и воды в зависимости от температуры:

- 1 – метан; 2 – этилен; 3 – этан; 4 – пропилен; 5 – пропан; 6 – изобутан;
7 – изобутилен; 8 – н-бутан; 9 – изопентан; 10 – н-пентан; 11 – вода

Рассмотрим, какие углеводороды переходят в жидкое состояние при сравнительно небольшом понижении температуры и атмосферном давлении. Температура кипения, ° С (см. рис. 1.1): метан – минус 161,5, этан – минус 88,5, пропан – минус 42,1, н-бутан – минус 0,5, пентан – 36,1. Наиболее подходящими для практического

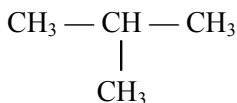
применения и в этом случае являются пропан и бутан. При использовании СУГ в суровых климатических условиях (Арктика, Антарктика) в их состав может включаться этан.

Согласно ГОСТ 20448–90 состав сжиженного углеводородного газа должен быть таким, чтобы избыточное давление (упругость) насыщенных паров была не более 1,6 МПа при температуре 45 °С. На рис. 1.1 точка с этими координатами (т. А) лежит на кривой пропана. Все газы, кривые испарения которых лежат левее точки А, при указанных условиях жидкостями быть не могут. Больше всего требуемым условиям соответствуют пропан и бутан.

Наряду с нормальными предельными углеводородами (с неразветвленной цепью) в состав сжиженных газов могут входить изомерные углеводороды с разветвленной цепью, отличающиеся характером расположения атомов углерода и некоторыми свойствами. Пропан не имеет изомера, изомер бутана – изобутан (нормальный бутан – н-бутан). Структурная формула н-бутана:



а изобутана:



Помимо предельных, в составе сжиженных углеводородных газов, получаемых на предприятиях переработки нефти, содержатся непредельные (ненасыщенные) углеводороды, характеризующиеся двойной или тройной связью между атомами углерода.

Это этилен, пропилен, бутилен нормальный и изомерный. Общая формула непредельных углеводородов с двойной связью C_nH_{2n} ; пример структурной формулы $\text{CH}_2 = \text{CH}_2$.

Все перечисленные непредельные углеводороды при нормальных условиях являются газами. Алкены с числом атомов углерода пять и более – жидкости с плотностью меньше единицы. Высшие ненасыщенные углеводороды – твердые тела.

Сжиженные газы, используемые для газоснабжения потребителей, представляют собой технические пропан и бутан, а

также их смеси. Технические сжиженные газы отличаются от чистых содержанием небольших количеств углеводородов, которые легче пропана и тяжелее бутана, а также наличием примесей. Состав технических газов приведен в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Характеристика сжиженных углеводородных газов

Показатели	Марки		
	Технический пропан	Технический бутан	Смесь технического пропана и бутана
Состав, об %			
этан-этилен	Не более 4,0	Отсутствие	Не более 4,0
пропан-пропилен	Не менее 93,0	Не более 4,0	-
бутан-бутилен	Не более 3,0	Не менее 93,0	Не менее 93,0
пентан-пентилен	Отсутствие	Не более 3,0	Не более 3,0
Жидкий остаток, об % при температуре:			
-20 °С	Не более 2,0	Не нормируется	Не нормируется
20 °С	Отсутствие	Не более 2,0	Не более 2,0
Избыточное давление насыщенных паров, МПа, при температуре:			
-20 °С	Не менее 0,16	Не нормируется	Не нормируется
45 °С	Не более 1,6	0,42–0,5	Не более 1,6
Содержание сероводорода, г на 100 м ³	Не более 5,0		
Запах	Должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5 об % газа		

Состав сжиженного газа, применяемого в качестве топлива, должен быть таким, чтобы обеспечивалось полное испарение жидкости при естественном или искусственном испарении. Для пропан-бута-новых смесей характерно фракционное испарение, что

является их основным недостатком. Технический бутан характеризуется неполным испарением даже при положительных температурах, в результате чего образуются неиспаряющиеся остатки в баллонах и резервуарах. Технический пропан является универсальным сжиженным газом, но ограниченность его ресурсов вызывает необходимость применения таких способов использования газа и аппаратуры, которые позволяют применять технический бутан или смесь пропана и бутана при повышенном содержании последнего.

Состав сжиженных газов, применяемых для газоснабжения, выбирается с учетом климатических условий, где он используется, и определяется требованиями ГОСТ 20448–90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия». Состав подбирается так, чтобы при низких температурах зимой упругость паров смеси была достаточной для нормальной работы регулятора, а при высоких температурах летом не превышала максимального расчетного давления, на которое рассчитаны баллоны для СУГ. Согласно ГОСТ давление насыщенных паров смеси должно быть не менее 0,16 МПа при $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не более 1,6 МПа при $45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если сжиженный пропан может применяться при температурах от -35 до $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$, то бутан в условиях с естественным испарением не может быть использован при температурах ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, хотя при $t > 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ он имеет значительные преимущества перед пропаном. Поэтому подбором состава сжиженного газа можно получить желаемые свойства.

ГОСТ 20448–90 устанавливает три марки СУГ:

- 1) смесь пропана и бутана технических зимняя (СПБТЗ);
- 2) смесь пропана и бутана технических летняя (СПБТЛ);
- 3) бутан технический (БТ).

Деление смесей пропана и бутана на зимнюю и летнюю марки связано с наружными температурами, определяющими упругость паров сжиженных газов, находящихся в баллонах или подземных резервуарах. Зимой в составе смеси должно быть больше пропана и пропилена, летом количество их может быть уменьшено. С той же целью лимитируется максимальное содержание бутана и бутилена в смеси, так как при низких температурах они имеют малую упругость паров.

С учетом оптимальной упругости насыщенных паров ГОСТ предусматривается содержание пропана и пропилена в СПБТЗ не менее 75 % (по массе), а в СПБТЛ и БТ – не нормируется. Сумма бутана и бутилена в СПБТЗ не нормируется, в СПБТЛ – не более 60 % и БТ не менее 60 % (по массе).

Ограничение в составе сжиженных газов содержания лёгких компонентов (метан, этан, этилен) связано с тем, что наличие значительного количества этих углеводородов (особенно метана) приводит к резкому увеличению упругости паров. Например, уже при температуре 35 °С упругость насыщенных паров этана достигает 4,9 МПа. В то же время наличие незначительного количества легких компонентов в сжиженном газе повышает общее давление насыщенных паров газовой смеси, что обеспечивает нормальное газоснабжение потребителей в зимнее время.

Наличие значительного количества пентана также недопустимо, так как это приводит к резкому снижению давления насыщенных паров и повышению точки росы (температура конденсации пентана – около 3 °С).

Требование ГОСТ к зимней марке смеси о минимальном содержании пропановых фракций в количестве 75 % (масс.) в настоящее время не выдерживается, и поставляемый потребителю сжиженный газ имеет повышенное содержание бутановых фракций – 50 % и более.

ГОСТ 20448–90 определяет также области применения указанных марок сжиженных газов для различных систем газоснабжения (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Области применения различных марок сжиженных газов

Система газоснабжения	Зоны стран СНГ по ГОСТ 16350–80			
	За исключением холодной зоны		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная: с наружной установкой баллонов	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
с внутриквартирной установкой баллонов	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЗ

портативные баллоны	БТ	БТ	БТ	БТ
Групповые установки: без испарителей с испарителями	СПБТЛ СПБТЛ БТ	СПБТЗ СПБТЗ СПБТЛ БТ	СПБТЛ СПБТЗ СПБТЗ СПБТЛ	СПБТЗ СПБТЗ СПБТЗ

Примечание: 1. Все зоны, за исключением холодной и очень холодной: летний период – с 1 апреля по 1 октября; зимний – с 1 октября по 1 апреля.

2. Холодная зона: летний период – с 1 июня по 1 октября; зимний – с 1 октября по 1 июня.

3. Очень холодная зона: летний период – с 1 июня по 1 сентября; зимний – с 1 сентября по 1 июня.

Сжиженные углеводородные газы, получаемые в соответствии с требованиями ГОСТ 20448–90, по всем основным показателям соответствуют мировым стандартам.

1.2. Свойства отдельных углеводородов

Специфичность свойств сжиженных газов определяется физико-химическими характеристиками компонентов, входящих в их состав (табл. 1.3). Основные компоненты СУГ (пропан и бутан) представляют собой бесцветные вещества без запаха и вкуса, практически нерастворимые в воде, малоактивные и трудно вступающие в соединения с другими веществами.

Таблица 1.3

Физико-химические свойства компонентов сжиженных газов

Показатели	Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6
1	2	3	4	5	6
Молярная масса M , кг/кмоль	16,043	30,068	28,054	44,097	42,081
Состав, масс. %:					
Н	25,03	20,12	14,38	18,30	14,38
С	74,97	79,88	85,62	81,70	85,62
Плотность газовой фазы при нормальных	0,7168	1,356	1,260	2,0037	1,9149

условиях $\rho_{п0}$ кг/м ³					
Плотность газовой фазы при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{п20}$, кг/м ³	0,668	1,263	1,174	1,872	1,784
Относительная плотность (по воздуху) газовой фазы	0,5544	1,0487	0,9753	1,5545	1,4811
Плотность жидкой фазы при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж0}$, кг/м ³	416	546	566	585	609
Удельная газовая постоянная R , Дж/(кг К)	518,04	271,18	261,26	184,92	193,77

Продолжение табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Температура кипения при давлении 101,3 кПа $t_{к}$, °С	-161	-88,6	-104	-42,1	-47,7
Температура плавления при давлении 101,3 кПа $t_{пл}$, °С	-182,5	-183,3	-169	-187,7	-185,3
Критическая температура $t_{кр}$, °С	-82,5	32,3	9,9	96,84	91,94
Критическое давление $p_{кр}$, МПа	4,58	4,82	5,033	4,21	4,54
Теплоемкость газа при 0 °С и постоянном давлении C_p , кДж/(кг °С)	2,1714	1,6506	1,4568	1,554	1,4322
Теплоемкость газа при 0 °С и постоянном объеме C_v , кДж/(кг °С)	1,6548	1,374	1,1634	1,365	1,222
Теплоемкость жидкой фазы при нормальных условиях $C_{ж}$, кДж/(кг °С)	3,461	3,01	2,415	2,23	-
Показатель адиабаты при нормальных условиях	1,312	1,202	1,26	1,138	1,172
Нижшая массовая теплота сгорания Q_H^M , кДж/кг	49930	47420	47540	46300	46040
Нижшая объемная тепло-	35760	63650	59530	91140	86490

та сгорания $Q_{\text{н}}$, кДж/м ³					
Высшая объемная теплота сгорания $Q_{\text{в}}$, кДж/м ³	40160	69690	63040	99170	91950
Низшая теплота сгорания жидкой фазы $Q_{\text{л.ж}}$, кДж/м ³	21920	22550	-	24800	25200
Число Воббе низшее $W_{\text{он}}$	48,23	62,45	60,03	73,41	70,92
Число Воббе высшее $W_{\text{ов}}$	53,3	68,12	64,03	79,8	75,72
Скрытая теплота испарения при 101,3 КПа: кДж/кг кДж/л	512,4	487,2 230,2	483,0 221,8	428,4 220,1	441,0 241,1

Продолжение табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Объем паров при испарении 1 кг сжиженного газа при нормальных условиях, м ³	-	0,745	0,8	0,51	0,52
Объем паров при испарении 1 л сжиженного газа при нормальных условиях, м ³	-	0,31	0,34	0,269	0,287
Динамическая вязкость μ , 10^7 Н·с/м ²	102,99	84,57	94,31	73,58	74,97
Динамическая вязкость жидкой фазы $\mu_{\text{ж}}$, 10^6 Н·с/м ²	66,64	162,7	-	135,2	-
Кинематическая вязкость ν , 10^6 м ² /с	14,71	6,45	7,548	3,82	4,11
Растворимость газа в воде при нормальных условиях, см ³ /см ³	0,056	0,099	0,226	-	0,5
Коэффициент теплопроводности паровой фазы компонентов $\lambda_{\text{п}}$, Вт/(м·К)	0,032	0,019	0,0164	0,0152	-
Коэффициент					

теплопроводности жидких компонентов $\lambda_{ж}$, Вт/(м·К)	0,306	0,1891	-	0,1264	-
Отношение объема газа к объему жидкости при t_k и давлении 101,3 кПа	580	403	450	290	318
Температура воспламенения $t_{в}$, °С	545–800	530–694	510–543	504–588	455–550
Жаропроизводительность $t_{ж}$, °С	2045	2100	2285	2110	2220
Пределы воспламенения в смеси с воздухом при нормальных условиях, % нижний верхний	5,0 15,0	3,0 12,5	3,0 32,0	2,0 9,5	2,0 11,0

Продолжение табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{тв}$, м ³ /м ³	9,52	16,66	14,28	23,8	22,42
То же кислорода $L_{тк}$, м ³ /м ³	2,0	3,5	3,0	5,0	4,5
Объем влажных продуктов сгорания при $\alpha = 1$, м ³ /м ³					
CO ₂	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0
H ₂ O	2,0	3,0	2,0	4,0	3,0
N ₂	7,52	13,16	11,28	18,8	16,92
Всего	10,52	18,16	15,28	25,8	22,92

Продолжение табл. 1.3

Показатели	Н-бутан	Изо-бутан	Н-бутилен	Изо-бутилен	Н-пентан
Химическая формула	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	C ₄ H ₈	C ₅ H ₁₂
1	2	3	4	5	6
Молярная масса M , г/кмоль	58,124	58,124	56,108	56,104	72,146
Состав, масс. %:					

Н	17,35	17,35	14,38	14,38	16,70
С	82,65	82,65	85,62	85,62	83,30
Плотность газовой фазы при нормальных условиях $\rho_{п0}$, кг/м ³	2,7023	2,685	2,55	2,5022	3,457
Плотность газовой фазы при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{п20}$, кг/м ³	2.519	2.486	2.329	2.329	3.221
Относительная плотность (по воздуху) газовой фазы	2,0905	2.0634	1,9336	1,8336	2,6736
Плотность жидкой фазы при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж0}$, кг/м ³	0,601	0,582	0,646	0,646	0,6455

Продолжение табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Удельная газовая постоянная R , Дж/(кг·К)	140,3	140,3	145,33	145,33	113,014
Температура кипения при давлении 101,3 кПа, t_k , °С					
Температура плавления при давлении 101,3 кПа $t_{пл}$, °С	-138,3	-193,6	-140,4	-138,9	-129,7
Критическая температура $t_{кр}$, °С	152,01	134,98	144,4	155,0	156,6
Критическое давление $p_{кр}$, МПа	3,747	3,60	3,945	4,10	3,331
Теплоемкость газа при 0 °С и постоянном давлении C_p , кДж/(кг·°С)	1,596	1,596	1,4868	1,6044	1,6002
Теплоемкость газа при 0 °С и постоянном объеме C_v , кДж/(кг·°С)	1,4574	1,4574	1,3398	1,445	1,424
Теплоемкость жидкой фазы при нормальных условиях $C_{ж}$, кДж/(кг·°С)	2,239	2,239	-	-	2,668
Показатель адиабаты при нормальных	1,095	1,095	1,11	1,11	1,124

условиях					
Низшая массовая теплота сгорания Q_H^M , кДж/кг	47330	47210	45450	45450	45380
Низшая объемная теплота сгорания Q_H^V , кДж/м ³	118530	118230	113830	113830	146180
Высшая объемная теплота сгорания Q_B^V , кДж/м ³	128500	128280	121400	121400	158000
Низшая теплота сгорания жидкой фазы $Q_{л.ж}$, кДж/м ³	28140	28140	28700	28700	30140
Число Воббе низшее $W_{он}$	82,31	86,43	81,94	81,94	86,56
Число Воббе высшее $W_{ов}$	89,18	93,53	87,64	87,64	93,73

Продолжение табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Скрытая теплота испарения при 101,3 КПа: кДж/кг кДж/л	390,6 229,7	282,2 215,0	411,6 255,4	399,0 239,4	361,2 -
Объем паров при испарении 1 кг сжиженного газа при нормальных условиях, м ³	0,386	0,386	0,4	0,4	0,312
Объем паров при испарении 1 л сжиженного газа при нормальных условиях, м ³	0,235	0,229	0,254	0,254	0,198
Динамическая вязкость μ , 10^7 Н·с/м ²	62,92	73,89	76,24	79,97	69,9
Динамическая вязкость жидкой фазы $\mu_{ж}$, 10^6 Н·с/м ²	210,8	188,1	-	-	284,2
Кинематическая вязкость ν , 10^6 м ² /с	2,56	2,86	3,12	3,18	2,18
Растворимость газа в воде при нормальных условиях, см ³ /см ³	-	-	-	-	-
Коэффициент	0,0133	0,0135	-	-	0,043

теплопроводности паровой фазы компонентов $\lambda_{п}$, Вт/(м·К)					
Коэффициент теплопроводности жидких компонентов $\lambda_{ж}$, Вт/(м·К)	0,1322	0,1276	-	-	0,136
Отношение объема газа к объему жидкости при t_k и давлении 101,3 кПа	222	222	258	258	198
Температура воспламенения $t_{в}$, °С	430–569	490–570	440–500	400–440	284–510
Жаропроизводительность $t_{ж}$, °С	2120	2120	2200	2200	2180

Окончание табл. 1.3

1	2	3	4	5	6
Пределы воспламенения в смеси с воздухом при нормальных условиях, %					
нижний	1,7	1,7	1,7	1,7	1,35
верхний	8,5	8,5	9,0	8,9	8,0
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{ТВ}$, м ³ /м ³	30,94	30,94	28,56	28,56	38,08
То же кислорода $L_{ТК}$, м ³ /м ³	6,5	6,5	6,0	6,0	8,0
Объем влажных продуктов сгорания при $\alpha = 1$, м ³ /м ³					
CO ₂	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0
H ₂ O	5,0	5,0	4,0	4,0	6,0
N ₂	24,44	24,44	20,68	20,68	30,08
Всего	33,44	33,44	28,68	28,68	41,08

Возможны три состояния сжиженного газа, в которых он находится при хранении и использовании: в виде жидкости (жидкая фаза), пара (паровая фаза, т. е. насыщенные пары, находящиеся совместно с

жидкой фазой в резервуаре или баллоне) и газа (когда давление в паровой фазе ниже давления насыщенных паров при данной температуре).

Упругость (давление) насыщенных паров газа $p_{\text{нас}}$ – важнейший параметр, по которому определяется рабочее давление в резервуарах и баллонах. Температура газа определяет степень его нагретости. Давление и температура сжиженных газов строго соответствуют друг другу.

Упругость паров СУГ – насыщенных (кипящих) жидкостей – изменяется пропорционально температуре жидкой фазы (см. рис. 1.1) и является величиной, строго определенной для данной температуры. Давление насыщенных паров является основной величиной для расчета резервуаров, цистерн и баллонов сжиженного газа, испарительной способности установок, трубопроводов сжиженного газа, а также состава газа в зависимости от климатических и сезонных условий. Во все уравнения, связывающие параметры сжиженных газов в паровой и жидкой фазах, входят абсолютные давление и температура, а в уравнения для технических расчетов (прочности стенок баллонов, резервуаров) – избыточное давление.

Важным параметром сжиженных газов является их плотность. В газообразном состоянии основные компоненты СУГ в 1,5–2,1 раза тяжелее воздуха, в жидком состоянии они почти в два раза легче воды (табл. 1.3). Поэтому при утечке из трубопроводов и резервуаров сжиженный газ опускается вниз, стелется по полу или по земле и может заполнить подвалы, колодцы и другие подземные емкости.

На рис. 1.2 приведены кривые зависимости плотности насыщенной жидкости и паровой фаз основных компонентов СУГ в зависимости от температуры. Точками на кривых указана критическая плотность. Эти точки перегиба кривых плотности соответствуют критическим температурам, при которых плотность паровой фазы равна плотности жидкой. Ветвь кривой, расположенная выше критической точки, дает плотность насыщенной жидкой фазы, а ниже – насыщенных паров. Критические точки предельных углеводородов соединены сплошной, а непредельных – штриховой линией. Плотность углеводородов можно также определить по диаграммам состояния. В общем случае зависимость плотности

углеводородов от температуры с точностью, достаточной для технических расчетов, может быть выражена формулой

$$\rho_T = \rho_{T_0} + \alpha(T - T_0), \quad (1.1)$$

где $\alpha = 1,354$ для пропана, $1,086$ – для н-бутана, $1,145$ – для изобутана.

Плотность газов обычно указывается при нормальных условиях (см. табл. 1.3). В практических расчетах часто пользуются понятием относительной плотности $d = \frac{\rho}{\rho_0}$ – отношение плотности данного вещества и плотности какого-либо вещества, принимаемой за стандартную. Для жидких веществ в качестве стандартной принимают плотность дистиллированной воды при давлении 101,3 кПа и температуре 0 °С (примерно 1 кг/дм³), для газов – плотность сухого атмосферного воздуха при этих параметрах (1,293 кг/м³).

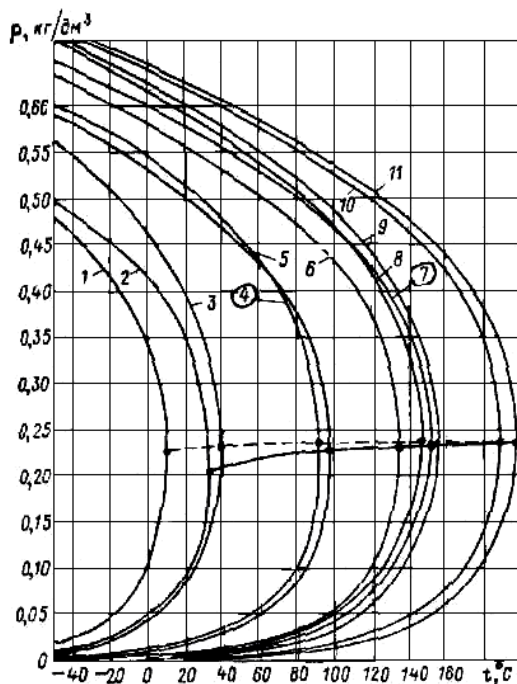


Рис. 1.2. Плотность насыщенных жидкой и паровой фаз углеводородных газов в зависимости от их температуры:

- 1 – этилен; 2 – этан; 3 – ацетилен; 4 – пропан; 5 – пропилен; 6 – изобутан;
7 – н-бутан; 8 – 1-бутилен; 9 – 2-бутилен; 10 – изопентан; 11 – н-пентан

В отличие от большинства жидкостей, незначительно изменяющих объем при повышении температуры, жидкая фаза СУГ довольно резко увеличивает свой объем при повышении температуры (пропан в 16 раз больше, чем вода) (рис. 1.3). Это необходимо учитывать при заполнении баллонов и резервуаров, сохраняя необходимый объем для паровой фазы с целью обеспечения требуемых условий безопасной эксплуатации.

Изменение объема жидкой фазы от температуры выражается следующей формулой:

$$V_{ж2} = M_{ж1} [1 + \varphi(t_2 - t_1)],$$

где $V_{ж1}$, $V_{ж2}$ – удельный объем (или объем) жидкой фазы при температурах t_1 и t_2 ;

φ – коэффициент объемного расширения, 1/град; в интервалах температур от -20 до 10 °С $\varphi = 0,0029$ (пропан) и $0,00209$ (н-бутан); в интервале от 10 до 40 °С $\varphi = 0,00372$ и $0,0022$ соответственно.

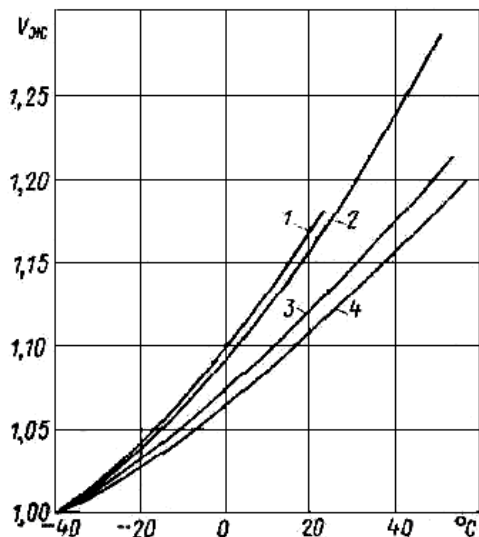


Рис. 1.3. Объемное расширение жидкой фазы углеводородов в зависимости от температуры

1 – пропилен; 2 – пропан; 3 – изобутан; 4 – н-бутан

Сжимаемость сжиженных газов по сравнению с другими жидкостями весьма значительна. Так, если сжимаемость воды ($48,33 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$) принять за единицу, то сжимаемость нефти 1,565, бензина 1,92, а пропана 15,05.

Если жидкая фаза занимает весь объем баллона или резервуара, то при повышении температуры расширяться ей некуда и она начинает сжиматься. Давление в емкости в этом случае повышается на величину

$$\Delta p = \frac{\varphi}{\beta_p} \cdot \Delta t, \text{ Н/м}^2,$$

где β_p – коэффициент объемного сжатия, $\text{м}^2/\text{Н}$;

Δt – перепад температур жидкой фазы, °С.

Повышение давления в резервуаре (баллоне) при повышении температуры окружающей среды не должно превышать допустимое расчетное значение, иначе возникают опасные напряжения в металле и возможна авария. Поэтому при заполнении резервуаров необходимо предусматривать паровую подушку определенной величины, т. е. заполнять емкость не полностью. Степень заполнения резервуаров и баллонов зависит от марки газа и разности его температуры во время заполнения и при последующем хранении. Если разность температур для резервуаров не превышает 40 °С, степень заполнения принимается равной примерно 85 %; при большей разности температур она должна снижаться.

Степень заполнения резервуаров жидкой фазой можно определить из соотношения

$$\sigma = \frac{1}{1 + \varphi \cdot \Delta t}, \quad (1.2)$$

где Δt – перепад температур жидкой фазы при наполнении и эксплуатации, °С.

Из формулы (1.2) можно рассчитать допустимый перепад температур при имеющемся заполнении резервуара:

$$\Delta t = \frac{1 - \sigma}{\sigma \varphi}.$$

Вязкость сжиженных газов очень мала (см. табл. 1.3), что облегчает их транспортировку по трубопроводам, но благоприятствует утечкам. Вязкость жидкой фазы с ростом температуры уменьшается, а вязкость газа и пара увеличивается. Зависимость вязкости от давления незначительна и с достаточной точностью может быть описана линейной зависимостью

$$\mu_P = \mu_0 + \beta \cdot P,$$

где μ_0 , μ_P – динамический коэффициент вязкости ($\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$) при атмосферном давлении и давлении P , МПа.

В табл. 1.4 приведены значения динамического коэффициента вязкости жидкой фазы некоторых углеводородов в зависимости от температуры.

Таблица 1.4

Динамический коэффициент вязкости жидкой фазы углеводородов в зависимости от температуры

Газ	Значения $\mu \cdot 10^{-5}$ ($\text{Н}\cdot\text{с}/\text{см}^2$) при температуре, $^{\circ}\text{C}$									
	-40	-20	-10	0	5	15	25	40	50	70
Этан	9,0	7,8	7,2	6,8	6,6	6,2	6,0	-	-	-
Пропан	20,2	17,1	15,3	13,8	12,6	11,3	10,2	8,6	7,8	6,2
Изобутан	29,0	23,0	21,2	19,2	18,4	16,8	14,9	13,2	11,8	9,9
Н-бутан	30,5	25,5	23,5	21,5	20,5	18,8	17,0	14,8	13,7	11,5
Н-пентан	37,2	-	-	29,0	27,0	25,0	22,5	19,8	18,0	15,2

Теплота парообразования основных компонентов СУГ весьма незначительна (см. табл. 1.3), поэтому расход теплоты на их испарение составит около 0,7 % потенциально содержащейся в них тепловой энергии. Теплота парообразования r ($\text{кДж}/\text{кг}$) находится в функциональной зависимости от абсолютной температуры кипения $T_{\text{кип}}$, К. Согласно правилу Трутона теплота превращения при атмосферном давлении одинакова для всех жидкостей:

$$\frac{r}{T_{\text{кип}}} \approx 88 \quad \text{или} \quad r \approx 88 \cdot T_{\text{кип}}.$$

С повышением температуры или давления теплота парообразования уменьшается (рис. 1.4).

Объем пара (газа) $V_{\text{п}}$, получающегося при испарении сжиженных углеводородов, может быть определен по формуле

$$V_{\text{п}} = \frac{G}{M} \cdot V_{\text{м}}, \text{ м}^3,$$

где G – масса сжиженного углеводорода, кг;

M – молекулярная масса углеводорода, кг/кмоль;
 V_M – молекулярный объем углеводорода, м³/кмоль.

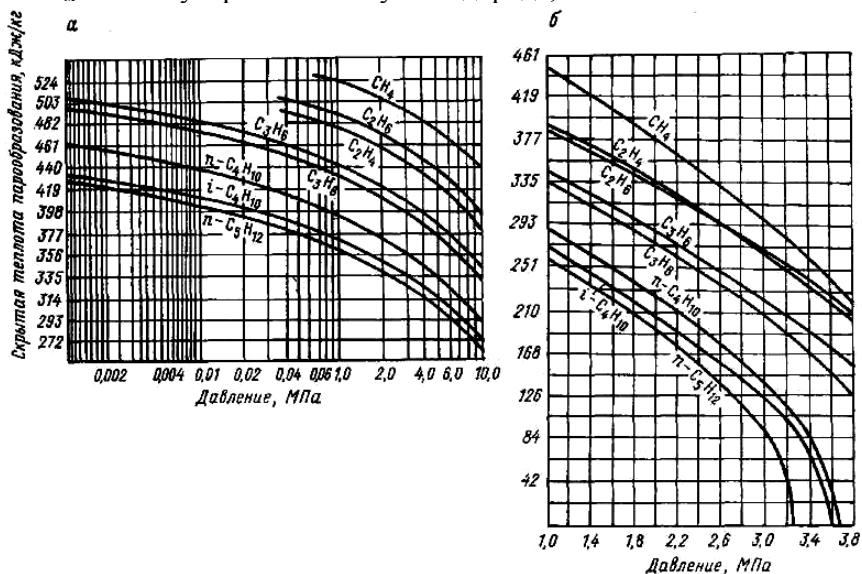


Рис. 1.4. Зависимость скрытой теплоты парообразования углеводородных газов от давления: а – до 1,0 МПа; б – свыше 1,0 МПа

Для сжиженных газов можно принимать $V_M = 21,9$ м³/кмоль

Объем паров, получающихся при испарении 1 м³ сжиженного газа, может быть найден по выражению

$$V_{\text{п}} = \frac{g}{M} \cdot V_M,$$

где g – масса 1 м³ сжиженного газа, кг.

Сжиженные газы имеют более высокую, чем обычные природные газы, объемную теплоту сгорания (приблизительно в три раза).

Низшая теплота сгорания 1 кг различных углеводородов примерно одинакова (около 46500 кДж), что дает возможность вести сравнительные расчеты для сжиженных газов по их массовой характеристике. Так, 20 кг сжиженного газа (баллон 50 л) выделяют

при сжигании порядка 930 тыс. кДж (независимо от его состава), соответственно 5-литровый баллон (2 кг СУГ) – 93 тыс. кДж и т. д.

Низшая теплота сгорания 1 м³ газовой фазы при нормальных условиях уже составит разную величину: для пропана – 91140, для бутана – 118530 кДж/м³ (разница 30 %). Это резко сказывается на процессе горения, так как необходимо различное количество воздуха для сжигания различных компонентов, и горелки могут нормально работать только при средней настройке (на 105000 кДж/м³). Если настроить горелки на сжигание пропана, то при сжигании бутана образуется коптящее пламя с выделением окиси углерода (недожог). Если настроить горелки на 118530 кДж/м³, то при сжигании пропана возможен отрыв пламени из-за излишка поступающего воздуха.

Основные компоненты СУГ обладают невысокими температурами воспламенения по сравнению с большинством других горючих газов. Температура воспламенения не является постоянной величиной и зависит от многих факторов: содержания горючего в газозудушной смеси, степени однородности смеси, размеров и формы сосуда, в котором она нагревается, быстроты и способа нагрева смеси, давления, под которым находится смесь, и др. Для смесей компонентов сжиженных газов с воздухом температура воспламенения приведена на рис. 1.5.

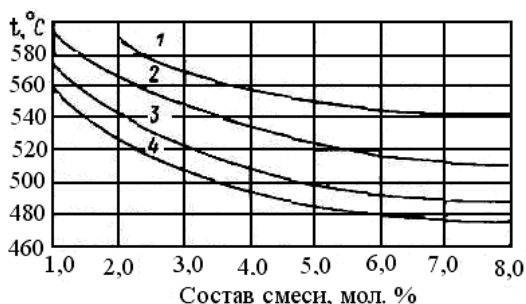


Рис. 1.5. Температура воспламенения при атмосферном давлении смесей компонентов СУГ с воздухом:

1 – этан; 2 – пропан; 3 – бутан; 4 – пентан

По сравнению с природными газами сжиженные имеют низкие пределы воспламенения (взрываемости) в воздухе (см. табл. 1.3). Разница между верхним и нижним пределами незначительна, поэтому при их сжигании допускается применение высокого

отношения воздух-сжиженный газ. С увеличением температуры газозоудной смеси пределы воспламенения расширяются.

Для проведения тепловых расчетов необходимо знать теплоемкость сжиженных газов. Удельная теплоемкость газовой фазы основных компонентов СУГ при 0 °С ниже теплоемкости метана на 20 (при постоянном давлении) и 40 % (при постоянном объеме), а теплоемкость жидкой фазы при нормальных условиях – соответственно на 55 % (см. табл. 1.3).

В теплотехнических расчетах часто приходится пользоваться показателем адиабаты, т.е. отношением C_p/C_v (рис. 1.6). Массовая и объемная теплоемкости углеводородных газов с повышением температуры увеличиваются, а с увеличением молярной массы – уменьшаются. Как видно из рис. 1.6, с повышением температуры и увеличением молярной массы газа отношение теплоемкостей уменьшается.

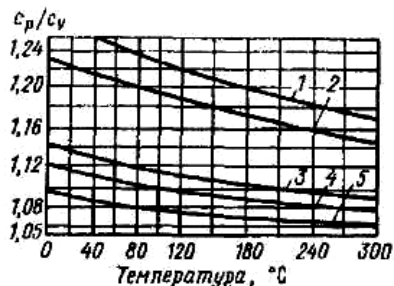


Рис. 1.6. Зависимость отношения C_p/C_v от температуры:

1 – CH₄; 2 – C₂H₆; 3 – C₃H₈; 4 – C₄H₁₀; 5 – C₅H₁₂

Изменение теплоемкости углеводородных газов при атмосферном давлении в зависимости от температуры и относительной плотности показано на рис. 1.7.

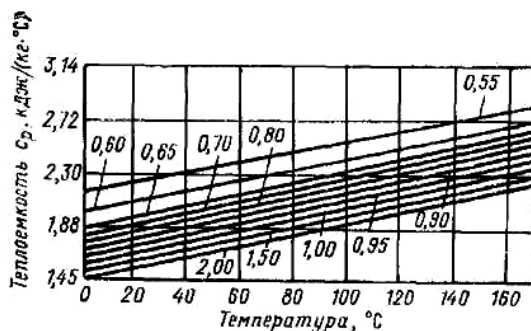


Рис. 1.7. Зависимость теплоемкости C_p углеводородных газов при постоянном давлении от температуры и относительной плотности

Для углеводородных газов, находящихся под значительным давлением, теплоемкость отличается от табличной, так как она зависит от величины давления. Для реальных газов и паров ее можно представить в виде суммы

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p,$$

где Δc_p – корректирующий член, учитывающий изменение теплоемкости реальных газов от давления и температуры, кДж/(кмоль·К);

c_{p0} – теплоемкость газа или пара, приведенного к идеальному состоянию (давление в пределе равно нулю), кДж/(кмоль·К).

Значение корректирующего члена Δc_p можно определить из уравнения

$$\Delta c_p = 81,1 \cdot 1,986 \cdot P \cdot T_{кр}^3 / (32 \cdot M \cdot P_{кр} \cdot T^3),$$

где 1,986 – универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К);

M – молярная масса углеводорода, кг/кмоль;

$P, P_{кр}$ – заданное и критическое давления, МПа;

$T, T_{кр}$ – соответственно реальная и критическая температуры, К.

При расчетах, связанных с двухфазными системами, приходится учитывать теплопроводность как жидкой, так и паровой (газовой) фазы сжиженных газов. С увеличением молярной массы коэффициент теплопроводности газовой и жидкой фазы

углеводородов уменьшается. Так, например, коэффициент теплопроводности паровой фазы пропана в 2 раза, а н-бутана в 2,4 раза ниже по сравнению с метаном, а жидкой фазы – соответственно в 2,4 и 2,3 раза (см. табл. 1.3).

При отсутствии экспериментальных данных коэффициент теплопроводности жидких индивидуальных углеводородов можно приблизительно определить по формуле

$$\lambda_{ж0} = (0,41 - 0,8 \cdot 10^{-3} M) \cdot 10^{-4},$$

где $\lambda_{ж0}$ – коэффициент теплопроводности жидкой фазы углеводорода при 0 °С и 101,3 кПа, (Вт/(м·°С));

M – молярная масса углеводорода, кг/кмоль.

Теплопроводность жидкой фазы можно также оценить по эмпирической формуле Вебера с точностью $\pm 13\%$:

$$\lambda_{ж0} = 540 \cdot c_p \cdot \rho_{ж} \cdot V_m^{-1/3},$$

где c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(кг·К);

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³;

V_m – мольный объем, м³/кмоль.

Коэффициент теплопроводности паровой и газовой фазы углеводородов при 0 °С и 101,3 кПа можно определить по выражению

$$\lambda_{г0} = 6,28 \cdot \eta \cdot c_{v0},$$

где η – вязкость паров, кг/(м·с);

c_{v0} – теплоемкость пара при постоянном объеме, кДж/(кг·°С).

С повышением температуры теплопроводность жидкой фазы убывает по закону

$$\lambda_{ж} = \lambda_{ж0} \cdot (1 - \alpha t),$$

где $\alpha = 0,0011$ в интервале от 0 до 200 °С (с точностью 10 %), а теплопроводность паровой (газовой) фазы возрастает;

$$\lambda_{г} = \lambda_{г0} \cdot (T/T_0)^n,$$

где $n = 1,77$ для пропана и 2,03 для бутана.

Грубо говоря, при повышении температуры на 10 °С теплопроводность жидких углеводородов уменьшается в среднем на 1 %.

Зависимость коэффициентов теплопроводности жидкой и паровой фаз пропана и бутана от температуры представлена на рис. 1.8.

Теплопроводность газовой (паровой) фазы углеводородов с повышением давления увеличивается, хотя при низких и средних давлениях увеличение незначительно. При давлениях от 0,0001 до 1,0 МПа теплопроводность газов увеличивается примерно на 1 % с повышением давления на 0,1 МПа.

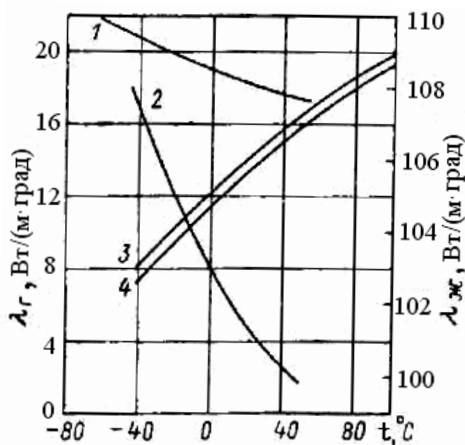


Рис. 1.8. Коэффициенты теплопроводности пропана и н-бутана:
жидкая фаза: 1 – бутан; 2 – пропан;
газовая фаза: 3 – пропан; 4 – бутан

Теплопроводность жидких углеводородов при умеренных давлениях изменяется незначительно.

Для сжиженных газов характерна низкая температура кипения (см. табл. 1.3) и поэтому при испарении во время внезапного выхода

в атмосферу из трубопровода или резервуара они охлаждаются до отрицательной температуры. При попадании жидкой фазы на окружающие предметы, в том числе на незащищенную кожу человека, жидкость, интенсивно испаряясь, охлаждает кожу и может привести к обморожению. По характеру воздействия оно напоминает ожог. При сильном обморожении образуются пузыри, которые лопаются, заживление ран продолжается длительное время. Обморожение значительных поверхностей опасно для жизни.

Следует отметить, что отрицательная температура при испарении жидкой фазы углеводородов не зависит от температуры окружающего воздуха. Обморожение возможно как в зимнее, так и в летнее время, на открытом воздухе и в отапливаемом помещении.

Кроме того, значительное охлаждение окружающих предметов при попадании на них жидкой фазы СУГ диктует необходимость выбора материала (чугун, сталь, резина и др.) с учетом работы при низких отрицательных температурах, так как в этих условиях он становится хрупким (хладоломким) и разрушается при обычных механических нагрузках. Поэтому выбор следует производить в соответствии с действующими нормативными документами с учетом возможности работы при отрицательных температурах.

Охлаждающее действие сжиженных газов может привести к нарушениям в нормальной работе аппаратуры, влияющим на безопасность использования газа. К ним относятся образование льда и кристаллогидратов внутри, а также снежного инея снаружи регуляторов давления и предохранительных запорных и сбросных клапанов, что может привести к внезапному отключению подачи газа потребителям. Основное средство борьбы с такими нарушениями – осушка газа.

Низкую температуру кипения углеводородов необходимо также учитывать при эксплуатации трубопроводов сжиженного газа. Быстрое опорожнение трубопровода может привести к резкому охлаждению труб, значительным температурным деформациям и авариям.

Все виды углеводородных газов в реальных условиях содержат в том или ином количестве водяной пар. При данных температуре и давлении содержание водяных паров в газе ограничено определенной величиной. Пары воды могут насыщать газ только до

их предельного давления, равного упругости насыщенного водяного пара при данной температуре. Если содержание водяных паров выше данного предела, то избыточное количество их конденсируется, т. е. переходит в жидкую фазу.

Различают абсолютную и относительную влажность газа. Под *абсолютной влажностью* или влагосодержанием понимается масса водяных паров (g) в 1 м^3 или 1 кг газа. Под *относительной влажностью* φ понимается степень насыщения газа водяным паром, т. е. отношение фактически содержащегося в газе водяного пара к максимально возможному при данных температуре и давлении. Она может быть определена также и как отношение парциального давления находящихся в газе водяных паров $P_{\text{п}}$ к давлению насыщения пара $P_{\text{н}}$ при той же температуре:

$$\varphi = \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{н}}}.$$

Газ считается насыщенным водяным паром, если $P_{\text{п}} = P_{\text{н}}$, т. е. $\varphi = 1$.

При данных давлении и температуре в газе может находиться строго определенное количество водяных паров. При снижении температуры избыточное количество водяных паров конденсируется, т. е. переходит в жидкое или твердое (лед) состояние, что может привести к закупорке газопровода, особенно в местах установки арматуры, регулирующих устройств и т. д. Насыщенные влагой углеводороды при наличии в газопроводе воды (например, оставшейся после строительства) могут образовывать кристаллогидраты (белая льдообразная кристаллическая масса), температура плавления которых несколько выше температуры замерзания воды. Во избежание образования снеговых, ледяных или кристаллогидратных пробок относительная влажность газа не должна превышать 60 % при самой низкой расчетной температуре в газопроводе.

Температура, при которой влажный газ насыщается водяными парами, является *точкой росы* данного газа.

Содержание в газе водяных паров в состоянии насыщения ($\varphi = 1$) и их упругость в зависимости от температуры при атмосферном или близком к нему давлении приведены в справочной литературе.

Содержание влаги в газе W (кг на 1 кг сухого газа) при различных давлениях можно определить по формуле

$$W = \frac{R_{\Gamma}}{R_{\Pi}} \cdot \frac{\varphi \cdot P_{\Pi}}{P - \varphi \cdot P_{\Pi}},$$

где R_{Γ} и R_{Π} – удельные газовые постоянные сухого газа и водяного пара, Дж/(кг·К);

φ – относительная влажность газа;

P_{Π} – упругость насыщенных паров воды при данной температуре, кПа;

P – общее давление влажного газа, кПа.

При давлениях, значительно превышающих парциальное давление водяных паров:

$$W = \frac{R_{\Gamma}}{R_{\Pi}} \cdot \frac{P_{\Pi}}{P} \cdot \varphi.$$

Если известно влагосодержание насыщенного газа W_{P_1} при давлении P_1 , то при изотермическом сжатии до давления P_2 его влагосодержание уменьшится до W_{P_2} :

$$W_{P_2} = W_{P_1} \cdot (P_1 - P_2).$$

При пересчете объема влажных газов на сухие при нормальных или стандартных условиях могут быть использованы следующие формулы:

$$V_{0^{\circ}\text{C},101,3\text{сух}} = \frac{V_{\text{вл}} \cdot 273,15 \cdot (P - P_{\Pi})}{(273,15 + t) \cdot 101,3};$$

$$V_{20^{\circ}\text{C},101,3\text{сух}} = \frac{V_{\text{вл}} \cdot 293,15 \cdot (P - P_{\Pi})}{(293,15 + t) \cdot 101,3},$$

где $V_{\text{сух}}$ – объем сухого газа при нормальных или стандартных условиях, м³;

$V_{\text{вл}}$ – объем влажного газа при температуре t , °С, и давлении P , кПа;

P – общее давление влажного газа, кПа;

P_n – парциальное давление (упругость) водяных паров при температуре t , °С, кПа;

t – температура влажного газа, °С.

СУГ в жидкой и паровой фазах способны растворять некоторое количество воды, увеличивающееся с повышением температуры (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Количество растворенной воды в жидкой и паровой фазах
в зависимости от температуры

Температура пропана, °С	Количество растворенной воды в жидкой фазе, масс. %	Отношение содержания воды в жидкой и паровой фазах
0	0,06	
5	0,09	8,2
10	0,11	7,1
15	0,155	6,3
20	0,21	5,7
25	0,27	5,2
35	0,41	4,3
40	0,52	4,1

Содержание воды в 1 кг паровой фазы углеводородов значительно выше, чем в 1 кг жидкой фазы. Поэтому при наличии в сжиженных газах воды в растворенном виде она будет достаточно интенсивно переходить из жидкой в паровую фазу. Из табл. 1.5 следует, что чем ниже температура жидкости, тем больше отношение содержания воды в паре к содержанию ее в жидкости. Например, при температуре 5 °С в 1 кг пара воды будет в 8,2 раза больше, чем в 1 кг жидкости; при температуре 40 °С это отношение уменьшится в два раза.

Данные табл. 1.5 с достаточной для практики точностью можно использовать и для других углеводородов, а также для их смесей.

Опыт показывает, что при температурах от –5 до +2 °С некоторые конструкции регуляторов давления (и другие приборы) при работе в среде пропана или н-бутана, насыщенных водой, могут замерзнуть. Это обусловлено тем, что охлаждение паров при прохождении, например, через клапаны регуляторов приводит к падению температуры клапанов ниже температуры окружающей

среды. Поэтому на клапане со стороны высокого давления вода частично конденсируется, замерзает и закупоривает проход через клапан.

К аварийным ситуациям может привести и образование конденсата в газопроводе. При отрицательных температурах пары углеводородов, входящих в состав сжиженных газов, превращаются в жидкость. Последняя при неблагоприятных условиях может закупорить газопроводы установок сжиженных газов, что, в свою очередь, может привести к внезапному прекращению поступления газа в газоиспользующие приборы. Во время проведения работ, связанных с удалением конденсата из газопроводов и последующим пуском газа в приборы, могут возникнуть аварийные ситуации. Для их предупреждения необходимо исключить условия образования конденсата.

Образование конденсата наблюдается в зимнее время при понижении температуры воздуха или грунта ниже определенного уровня отрицательных температур. Оно также зависит от состава сжиженного газа и соответственно от упругости паров. При низком давлении (до 5 кПа) пары пропана конденсируются при снижении их температуры до $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$, н-бутана – до $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Широко используемая при газоснабжении коммунально-бытовых потребителей смесь паров пропана и н-бутана (50 масс. %) образует конденсат уже при температуре $-21\text{ }^{\circ}\text{C}$. При избыточном давлении 0,3 МПа смесь конденсируется примерно при $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Конденсация паров сжиженных газов в газоиспользующих установках наблюдается в надземных газопроводах низкого давления, не имеющих специального подогрева и утепления, а также в газопроводах среднего и высокого давления, в резервуарных установках и на газонаполнительных станциях. Для предупреждения образования конденсата и закупорки газопроводов в зимнее время следует использовать сжиженные газы с повышенным содержанием пропана; газопроводы низкого давления прокладывать под землей в зоне положительных температур; в низших точках подземных газопроводов устанавливать сборники конденсата; применять вводы газопроводов в здания минимальной протяженности и утеплять их; надземные газопроводы при необходимости прокладывать совместно с обогревающими

спутниками в общей тепловой изоляции; газопроводы высокого давления резервуарных установок устраивать минимальной протяженности и при их прокладке предусматривать возможность беспрепятственного стока конденсата обратно в резервуар; на газопроводах высокого давления газонаполнительных станций перед компрессорами устанавливать конденсатосборники.

При получении на заводах сжиженных газов, используемых в качестве топлива, из них полностью удаляется дренажная вода и они практически не содержат влаги. Вода может попасть в сжиженный газ из резервуаров, подвергавшихся гидравлическим испытаниям, если она не была полностью удалена из них, а также из транспортных резервуаров. В сухие резервуары влага может попасть из влажного воздуха при пневматическом испытании. Вода или снег могут собираться в сливных шлангах, различных соединениях и затем попадать в резервуары при их заполнении. Вода в жидкой фазе может находиться в растворенном состоянии, в паровой фазе она насыщена своими парами. Из табл. 1.5 видно, что при снижении температуры в паровой фазе пропана влаги содержится значительно больше, чем в жидкой. Это влияет на увеличение степени насыщения влагой паровой фазы в холодное время, что приводит к обмерзанию дроссельного органа регулятора.

Как отмечалось выше, наличие в газе воды в жидком состоянии приводит при определенном давлении и температуре к образованию кристаллогидратов углеводородных газов. Они представляют собой белые кристаллические тела, похожие на снег или лед (в зависимости от условий их образования). Этан с водой образует гидрат $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, пропан – $C_3H_8 \cdot 10H_2O$ и т. д. При этом гидраты возникают при температуре более высокой по сравнению с температурой образования льда. Однако для каждого из углеводородов характерна максимальная температура (критическая температура гидратообразования), выше которой никаким повышением давления нельзя вызвать образование кристаллогидратов. Эта температура равна: для этана – 14,5, пропана – 5,5, н-бутана – 2,5, изобутана – 1 °С.

Опытные данные показывают, что чем тяжелее углеводородный газ, тем скорее он в присутствии влаги дает гидрат. При этом решающее влияние на его образование оказывают температура и

давление. Кроме того, возникновению гидратов способствуют высокая скорость и турбулентность потока, пульсация компрессора и другие условия, усиливающие перемешивание смеси.

В табл. 1.6 как пример приведены условия образования гидратов этана и пропана.

Таблица 1.6

Условия образования гидратов этана и пропана

Этан		Пропан	
Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа
-9,5	0,32	-11,9	0,1
-6,7	0,36	-9	0,12
-3,9	0,41	-6,3	0,13
-1,1	0,46	-5,6	0,14
0,6	0,51	-3,3	0,15
1,7	0,58	-1	0,17
10,8	1,7	1,7	0,24
13	2,7	2,3	0,27
14,5	3,4	3,3	0,34
-	-	4,4	0,41
-	-	5,5	0,48

Для разложения образовавшихся в газопроводах кристаллогидратов используются подогрев газа, снижение давления или ввод веществ, уменьшающих упругость водяных паров и тем самым понижающим точку росы газа. Чаще всего для этих целей применяют метанол (метилловый спирт). Пары метанола с водяными парами образуют растворы, переводящие водяные пары в конденсат, который выделяется из жидкой фазы. Температура замерзания этого спиртоводного раствора значительно ниже температуры замерзания воды. Затем раствор удаляется совместно с тяжелыми остатками. Количество добавляемого метанола, рассчитанное из условия наличия в сжиженном газе только растворенной (связанной) воды, составляет 0,26 кг на 1000 кг газа. При наличии в сжиженном газе свободной воды количество

вводимого метанола должно быть увеличено из расчета 0,5–0,6 кг метанола на 1 кг свободной воды.

Насыщенные пары углеводородных газов (при данных температуре и давлении) находятся в точке росы. Если при постоянном давлении их несколько охладить, то часть из них начнет конденсироваться, выпадая в виде капелек жидкости на все соприкасающиеся с ними поверхности.

При повышении температуры насыщенных паров равновесие фаз смещается в противоположном направлении и усилится процесс испарения жидкости, который будет идти до тех пор, пока при новой заданной температуре не наступит равновесие фаз, характеризующее насыщенностью пара.

Если изменять давление при постоянной температуре, то равновесие фаз будет смещаться в ту или другую сторону, но двухфазная система всегда будет стремиться сохранить равновесие – состояние, характеризующееся насыщенностью находящихся над жидкостью паров.

Следовательно, точка росы, характеризующаяся насыщенностью паров, имеет весьма важное значение при рассмотрении двухфазных систем, и в частности пропан-бутановых смесей.

Точка росы для паров различных насыщенных углеводородов определяется в зависимости от их упругости по таблицам или графику, приведенному на рис. 1.1. Точка росы для смесей углеводородных газов зависит от их состава и давления смеси. Для практических расчетов лучше всего использовать специальные номограммы, приведенные в справочной литературе.

Приближенные значения точки росы газообразной смеси пропана и н-бутана различного состава при давлении 3 кПа приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Точка росы пропан-бутановых смесей при 3 кПа

Объемная доля пропана, %	100	96	80	70	60	50	40	30	20	10	0
То же бутана, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка росы, °С	-42	-32	-26	-21	-17	-13	-10	-8	-5	-2	0

Из приведенных данных видно, что для предотвращения образования конденсата необходимо в разных климатических зонах стран СНГ применять смеси с различным соотношением пропана и бутанов, особенно при естественном испарении.

Диффузия сжиженных газов в атмосферу осуществляется медленно, особенно при отсутствии ветра. Только при большой скорости ветра смешение паров сжиженных газов и воздуха ускоряется.

В нормальном состоянии сжиженные газы не ядовиты. Вместе с тем основные компоненты СУГ являются достаточно сильными наркотиками, но сила их действия ослабляется из-за очень малой растворимости в крови. Поэтому при обычных условиях (атмосферном давлении) они физиологически индифферентны и могут вызвать удушье только при очень высоких концентрациях вследствие уменьшения содержания кислорода в воздухе. Вдыхание в течение 10 минут воздуха, содержащего 1 об. % сжиженных газов, не вызывает никаких симптомов отравления, а вдыхание воздуха с 10 об. % газов в течение двух минут приводит к недомоганию, головокружению и затем состоянию опьянения, сопровождаемому беспричинной веселостью, потерей сознания. Пропилен и бутилен обладают наркотическими свойствами: при содержании в воздухе 15 об. % пропилена сознание теряется через 30 минут после начала вдыхания, при 20 об. % – через три минуты, при 35–40 об. % – через 20 секунд.

В связи с указанным Санитарными нормами проектирования предприятий сжиженные газы включены в 4-й класс вредных токсических веществ как малоопасные. Предельно допустимые концентрации сжиженных газов в различных средах приведены в табл. 1.8.

Таблица 1.8

Предельно допустимые концентрации углеводородов, кг/м³

Углеводороды	Максимальная разовая	Среднесуточная
В воздухе рабочей зоны		
Алифатические предельные C ₁ –C ₁₀ (в	300	-

пе-речете на углерод)		
Изобутилен	100	-
В атмосферном воздухе населенных пунктов		
Этилен	3	3
Пропилен	3	3
Бутан	200	-
Бутилен	3	3
Пептан	100	15

Анализ свойств сжиженных углеводородных газов показывает, что как топливо они обладают всеми достоинствами природных газов. Кроме того, для них можно отметить дополнительно:

- возможность создания у потребителей необходимого запаса газа в жидком виде;
- простоту транспортировки любым видом транспорта;
- выделение наибольшего количества тепла при сжигании;
- отсутствие в их составе коррозионно-активных веществ;
- доступность использования в любом месте и в любых условиях.

Вместе с тем сжиженные газы являются первоклассным моторным топливом и с успехом могут быть использованы для двигателей внутреннего сгорания со значительным повышением их номинальной мощности.

К недостаткам сжиженных газов следует отнести:

- переменность состава газа и теплоты сгорания при естественном испарении;
- малое значение нижней границы предела воспламенения;
- в газообразном состоянии они значительно тяжелее воздуха, что при утечках вызывает их скопление в низких точках и создает взрывоопасные ситуации;
- низкую температуру воспламенения;
- возможность обмораживания обслуживающего персонала при аварийных ситуациях;
- большой коэффициент объемного расширения, что при заполнении резервуаров сжиженными газами требует оставлять свободное пространство (примерно 15 % вместимости резервуара);

- возможность образования конденсата при снижении температуры до точки росы или при повышении давления;
- очень малую вязкость, что благоприятствует утечкам (чему, в свою очередь, способствует повышенное давление паров).

1.3. Диаграммы состояния

Для расчета процессов и оборудования необходимо знать взаимосвязь различных параметров сжиженных углеводородов. С достаточной для практических целей точностью это можно легко сделать по диаграммам состояния углеводородов. По ним можно определить основные характеристики пропана и бутана: упругость насыщенных паров при данной температуре, давление перегретых паров (газовой фазы) при данных условиях (температуре и плотности), удельный объем и плотность жидкой, паровой и газовой фаз, их теплосодержание (энтальпию), теплоту парообразования, степень сухости и влажности паров, работу сжатия газа компрессором и повышения температуры при сжатии, эффект охлаждения жидкости и газа при снижении давления (дросселировании), теплоемкость при постоянном давлении или постоянном объеме для жидкой, паровой и газовой фаз, скорость истечения газа из сопел газогорелочных устройств.

Схема построения диаграммы состояния приведена на рис. 1.9. Диаграмма строится на полулогарифмической сетке из горизонтальных линий постоянных абсолютных давлений (изобар) и вертикальных линий постоянного теплосодержания (изоэнтальп). На сетку наносятся следующие точки и линии.

1. Точка К критического состояния данного углеводорода по критическим давлению и температуре.

2. Пограничная кривая ЖКП, проходящая через точку критического состояния и делящая диаграмму на три зоны. Зона I характеризует жидкую фазу углеводорода, зона II – парожидкостную смесь и зона III – газовую фазу. Пограничная кривая состоит из двух частей: ветви ЖК, характеризующей состояние жидкости при различных давлениях, и ветви КП, характеризующей состояние насыщенного пара при этих давлениях.

3. Кривые постоянной сухости пара КХ, выходящие из критической точки и находящиеся между пограничными кривыми

($x = 0,5$ и т.д.) = 0,1;

4. Линии постоянной температуры (изотермы). В докритической зоне (ниже точки К) они изображаются ломаной кривой ТЕМЛ с горизонтальным участком ЕМ (постоянные давление и температура при кипении жидкой фазы). Изотермы температур выше критической для данного углеводорода изображаются кривыми Т'Е'.

5. Линии постоянных удельных объемов v (изохоры), $\text{м}^3/\text{кг}$. Это кривая ОБ в области жидкой фазы, О'Б' в зоне парожидкостной смеси и Б'Б' в области газовой фазы. Эти же линии соответствуют плотности углеводорода ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$, в различном состоянии. Точка О на пограничной кривой ЖК показывает удельный объем жидкой фазы, а точка Б' на пограничной кривой КП – паровой фазы, находящихся в баллонах или резервуарах в эксплуатационных условиях.

6. Линии АД А'Д' постоянной энтропии S (адиабаты). Они используются для определения параметров углеводорода при сжатии его в компрессоре и при истечении из сопел газогорелочных устройств.

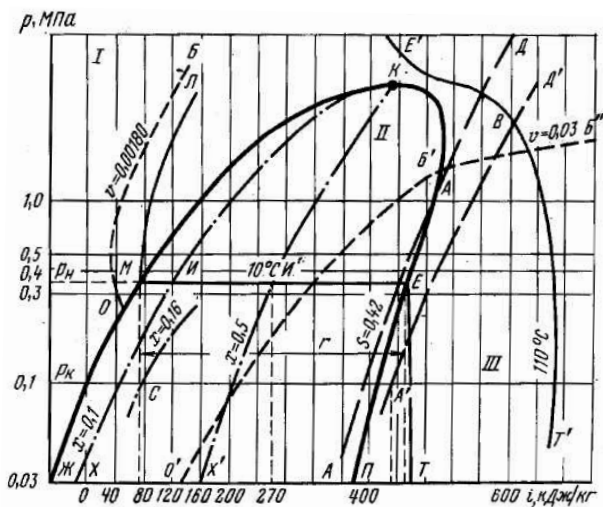


Рис. 1.9. Схема построения диаграммы состояния газа

Определение различных параметров сжиженных газов с помощью диаграмм состояния производится следующим образом.

Давление жидкой и паровой фазы в замкнутом объеме при заданной температуре определяется по точке пересечения изотермы с пограничной кривой насыщенного пара или насыщенной жидкости. Давление в точках пересечения этих линий (Е или М) и будет искомым. Если изотерма не пересекает пограничную кривую (например линия Г'Е'), то это означает, что при данной температуре газ не перейдет в жидкое состояние. Его давление можно определить по известному удельному объему (например, изобара в точке пересечения изотермы Г'Е' и изохоры Б'Б').

Удельный объем насыщенной жидкости или пара находится по известным температуре или давлению в точке пересечения заданной изотермы или изобары с пограничными кривыми жидкости или пара. Удельный объем газовой фазы определяется по давлению и температуре в точке их пересечения.

Теплосодержание газовой, паровой и жидкой фазы при заданных давлении и температуре отсчитывается на оси абсцисс в точке пересечения изобары с изотермой, пограничными кривыми или линиями постоянной сухости пара.

Теплота парообразования при заданном давлении находится как разность теплосодержаний точек пересечения изобары с обеими пограничными кривыми (например точки М и Е), т. е. $r = i_E - i_M$.

Степень сухости пара определяется в точке пересечения изобары и кривой постоянной сухости при заданном теплосодержании (точки И, И' и т. д.).

При расчете процессов на диаграмму наносят вспомогательные линии. Так, при дросселировании жидкой фазы от давления P_n до P_k наносится вертикальная прямая МС (процесс идет без отвода или подвода тепла). Пересечение кривой сухости пара с изобарой P_k показывает, какое количество пара образовалось при дросселировании. Температура конца дросселирования определяется в точке С.

Процесс сжатия газа от начального до конечного давления проходит по линии постоянной энтропии и на диаграмме изображается адиабатами. Температура газа (пара) в конце процесса определяется изотермой, проходящей через точку В. Теоретическая

работа сжатия 1 кг газа равна разности энтальпий в конце процесса (точка В) и начала (точка А'):

$$\Delta i_{\text{сж.т}} = i_B - i_{A'}$$

Действительная работа сжатия газа будет несколько больше и рассчитывается по формуле

$$\Delta i_{\text{сж.д}} = \frac{\Delta i_{\text{сж.т}}}{\eta_{\text{ад}}}$$

где $\eta_{\text{ад}}$ – адиабатический КПД процесса сжатия, равный 0,85–0,90.

На рис. 1.10 и 1.11 приведены диаграммы состояния пропана и н-бутана. Пользование данными диаграммами показано на примерах.

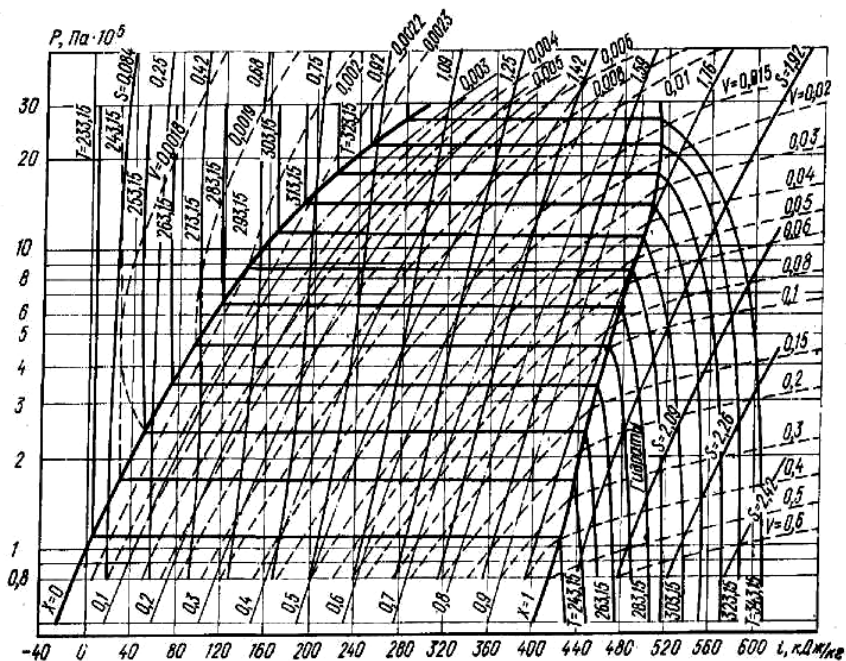


Рис. 1.10. Диаграмма состояния пропана:

P – давление, Па; T – температура, °С; i – энтальпия, кДж/кг;

v – удельный объем, м³/кг; x – сухость пара, кг/кг; s – энтропия, кДж/(кг·град)

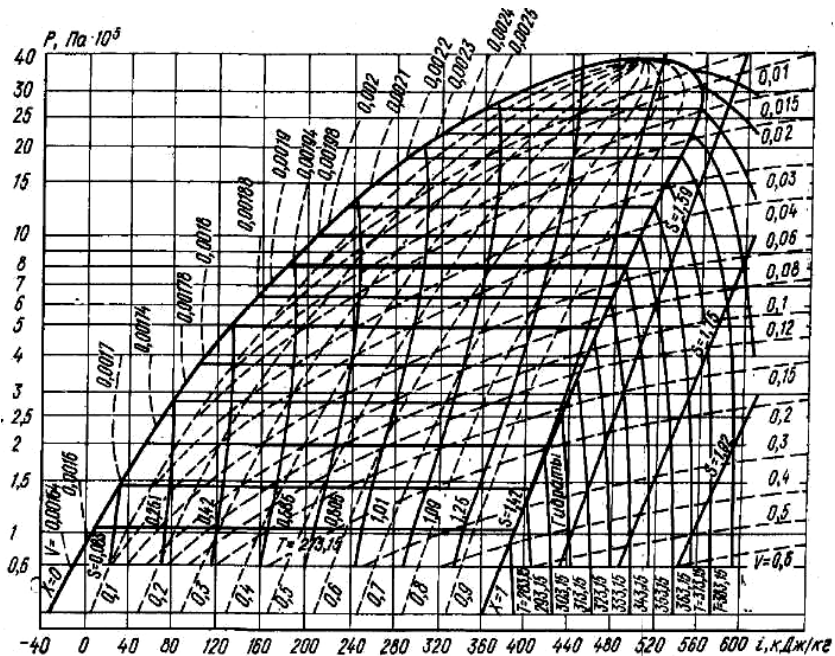


Рис. 1.11. Диаграмма состояния н-бутана:

P – давление, Па; T – температура, К; i – энтальпия, кДж/кг; s – энтропия, кДж/(кг·град);
 v – удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$; x – сухость пара, кг/кг

Пример 1.1. Определить упругость насыщенных паров жидкого пропана, находящегося в резервуаре, если температура жидкости равняется 10°C .

Решение. Находим пересечение изотермы $+10^\circ\text{C}$ с пограничной кривой КП и через точку пересечения проводим линию, параллельную линиям постоянного давления. На оси ординат получаем упругость насыщенных паров пропана – $0,64$ МПа.

Пример 1.2. Определить удельный объем и плотность жидкой и паровой фаз пропана для условий примера 1.1.

Решение. Удельный объем жидкого пропана находим в точке пересечения изотермы $+10^\circ\text{C}$ с пограничной кривой жидкости $V_{\text{ж}} = 0,00194 \text{ м}^3/\text{кг}$, а удельный объем насыщенного пара – в

точке пересечения данной изотермы с пограничной кривой пара $V_{\text{п}} = 0,072 \text{ м}^3/\text{кг}$. Тогда плотность жидкости и пара соответственно

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{1}{0,00194} = 515,5 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{п}} = \frac{1}{0,072} = 13,9 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 1.3. Определить скрытую теплоту испарения 1 кг жидкого пропана для условий примера 1.1.

Решение. Находим точки пересечения изотермы $+10 \text{ }^\circ\text{C}$ с обеими пограничными кривыми и, опустив из них перпендикуляры на ось абсцисс, получим энтальпию жидкости $i_{\text{ж}} = 120 \text{ кДж/кг}$ и насыщенного пара $i_{\text{н.п}} = 480 \text{ кДж/кг}$. Скрытая теплота испарения 1 кг пропана равняется разности энтальпий пара и жидкости: $r = i_{\text{н.п}} - i_{\text{ж}} =$
 $= 480 - 120 = 360 \text{ кДж/кг}$.

Пример 1.4. Определить количество тепла, необходимого для испарения 70 кг пропана и перегрева его паров до $20 \text{ }^\circ\text{C}$ при давлении $0,35 \text{ МПа}$ (абс).

Решение. Энтальпия кипящей жидкости $i_{\text{ж}} = 76 \text{ кДж/кг}$. Энтальпию перегретого пара определяем по точке пересечения изобары $0,35 \text{ МПа}$ и изотермы $+20 \text{ }^\circ\text{C}$: $i_{\text{н.п}} = 500 \text{ кДж/кг}$. Теплота испарения 1 кг жидкости и перегрева 1 кг пара $q = i_{\text{н.п}} - i_{\text{ж}} = 500 - 76 =$
 $= 424 \text{ кДж/кг}$. Тогда количество тепла, необходимого для испарения 70 кг жидкого пропана и перегрева полученных паров до $20 \text{ }^\circ\text{C}$, составит $Q = 424 \cdot 70 = 29680 \text{ кДж}$.

Пример 1.5. Определить количество пара, которое образуется при дросселировании жидкого пропана от $1,0$ до $0,2 \text{ МПа}$ (абс), и температуру в конце дросселирования.

Решение. На пограничной кривой жидкости находим точку с давлением $1,0 \text{ МПа}$ и опускаем из нее перпендикуляр до линии давления $0,2 \text{ МПа}$. Полученная точка показывает (по кривой постоянной сухости пара), какое количество пара образовалось при дросселировании – $0,3 \text{ кг/кг}$. Температуру в конце дросселирования

определяем в точке пересечения изобары 0,2 МПа с пограничной кривой пара – минус 27 °С.

Пример 1.6. Определить работу, необходимую для сжатия 1 кг насыщенных паров н-бутана от 0,2 до 1,0 МПа (абс.), и температуру пара в конце процесса.

Решение. На пограничной кривой пара находим точку с давлением 0,2 МПа и по ней определяем энтальпию в начале процесса $i_n = 420$ кДж/кг. Процесс сжатия проходит по линии постоянной энтропии $s = 1,42$ кДж/(кг °С). Точка пересечения данной линии с изо-барой 1,0 МПа определяет конец процесса. Энтальпия в рассматриваемой точке равняется $i_n = 480$ кДж/кг, а конечная температура пара 80 °С. Следовательно, теоретическая работа сжатия 1 кг насыщенных паров н-бутана составит $\Delta i_{сж.т} = 480 - 420 = 60$ кДж/кг, а действительная

$$\Delta i_{сж.д} = \frac{60}{0,9} = 66,7 \text{ кДж/кг.}$$

1.4. Смеси газов и жидкостей. Расчет состава двухфазной смеси углеводородов

Как отмечалось выше, в практических условиях используются не отдельные компоненты сжиженных газов (пропан, бутан), а их смеси.

Состав сжиженного газа в жидкой и паровой фазах может выражаться массовыми g_i , объемными y_i и молярными долями (для газов r_i , для жидкостей x_i).

$$g_i = \frac{m_i}{\sum m_i}; \quad y_i = \frac{V_i}{\sum V_i}; \quad r_i(x_i) = \frac{N_i}{\sum N_i},$$

где m_i , V_i и N_i – соответственно масса (кг), объем (м^3) и число молей i -го компонента в смеси;

$\sum m_i$, $\sum V_i$ и $\sum N_i$ – соответственно масса (кг), объем (м^3) и число молей в смеси.

На основании закона Авогадро можно показать, что для газовых (идеальных) смесей молярные и объемные доли равны. Действительно, объем, занимаемый i -м компонентом, равняется

$$V_i = N_i \cdot V_{\mu_i}.$$

Подставляя это выражение в формулу, определяющую объемную долю, и учитывая, что объемы киломолей V_{μ} идеальных газов (и с некоторым приближением реальных газов) одинаковы ($V_{\mu} = 22,4 \text{ м}^3/\text{кмоль}$) при одинаковых условиях, получаем

$$y_i = \frac{V_i}{\sum V_i} = \frac{V_{\mu} N_i}{V_{\mu} \sum N_i} = r_i.$$

Поэтому для расчета газовых смесей используют мольные (объемные) доли r_i и массовые доли g_i .

Пересчет состава сжиженного газа из одного вида в другой производится следующим образом.

Для жидких смесей:

а) при известном массовом составе компонентов объемный и молярный состав определяются по формулам

$$y_i = \frac{g_i / \rho_i}{\sum (g_i / \rho_i)}; \quad (1.3)$$

$$x_i = \frac{g_i / M_i}{\sum (g_i / M_i)}; \quad (1.4)$$

б) при заданном объемном составе массовый и молярный составы находятся по формулам

$$g_i = \frac{y_i \cdot \rho_i}{\sum y_i \cdot \rho_i};$$

$$x_i = \frac{y_i \cdot \rho_i / M_i}{\sum \left(y_i \cdot \rho_i / M_i \right)};$$

в) при известном молярном составе жидкости массовый и объемный составы рассчитываются по выражениям

$$g_i = \frac{x_i \cdot M_i}{\sum x_i \cdot M_i}; \quad (1.5)$$

$$g_i = \frac{x_i \cdot M_i / \rho_i}{\sum \left(x_i \cdot M_i / \rho_i \right)},$$

где ρ_i , M_i – соответственно плотность (кг/м^3) и молярная масса (кг/кмоль) i -го компонента.

Для газовых смесей пересчет из молярного (объемного) состава в массовый производится по формуле (1.5), а из массового в объемный и молярный – по (1.3) и (1.4).

Сжиженный газ в баллонах, цистернах и резервуарах находится в двухфазном состоянии. По составу жидкой фазы можно определить состав паровой и наоборот.

Для СУГ характерна взаимная растворимость. Смеси жидких углеводородов можно рассматривать как идеальные растворы. При невысоких давлениях они с достаточной для практики точностью подчиняются закону Рауля. Согласно этому закону парциальное давление паров каждого компонента, находящегося в жидкой смеси, равно его молярной доли в жидкой фазе, умноженной на упругость паров этого компонента в чистом виде при температуре смеси, т. е.

$$P_i = x_i P_{i \text{ нас}},$$

где P_i – парциальное давление паров i -го компонента, находящегося в жидкой смеси, МПа;

x_i – молярная доля i -го компонента в жидкой смеси;

$P_{i \text{ нас}}$ – упругость насыщенных паров i -го компонента в чистом виде при температуре смеси, МПа.

Упругость паров жидкой смеси (ее давление) равна сумме парциальных давлений всех компонентов, входящих в смесь:

$$P_{\text{см}} = \sum P_i = \sum x_i P_{i \text{ нас}}. \quad (1.6)$$

При термодинамическом равновесии двухфазной системы (жидкость-пар) для каждого компонента парциальное давление газа, находящегося над уровнем жидкости (в паровой фазе), равно давлению паров компонента в жидкой фазе. Если парциальное давление компонента в паровой фазе превысит давление паров этого компонента в жидкой фазе, то наступит процесс конденсации. Противоположное соотношение давлений приводит к процессу испарения. Эти процессы будут протекать до тех пор, пока в системе не установится равновесие. Таким образом, для каждого компонента смеси можно написать равенство парциального давления с использованием законов Дальтона и Рауля.

Парциальное давление i -го компонента в паровой фазе согласно закону Дальтона:

$$P_i = r_i \cdot P_{\text{см}}.$$

Из равенства парциальных давлений компонентов в жидкой и паровой фазах получается основное уравнение для расчета двухфазных систем:

$$r_i \cdot P_{\text{см}} = x_i \cdot P_{i \text{ нас}}. \quad (1.7)$$

Иногда это уравнение записывается в виде:

$$\frac{r_i}{x_i} = \frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}} = k_i, \quad (1.8)$$

где k_i – константа равновесия или коэффициент распределения, равный отношению упругости насыщенных паров компонента к общему давлению смеси.

Константа равновесия определяет соотношение молярных долей каждого компонента в жидкой и паровой фазах. Для более летучих компонентов, находящихся в смеси, величина $k_i > 1$, т. е. в паровой фазе его относительная доля больше, чем в жидкой. Для менее летучих компонентов характерна меньшая упругость паров, поэтому в меньшей доле они находятся в паровой фазе и для них $k_i < 1$.

Если смесь углеводородов находится в замкнутом объеме (баллоне, цистерне, резервуаре) и при термодинамическом равновесии представляет двухфазную систему, то при данной температуре при известном составе жидкой фазы можно рассчитать состав паровой фазы или по составу паровой фазы определить состав жидкости. При этом также рассчитывается и давление смеси.

Если известен состав жидкой фазы, то состав паровой фазы находится следующим образом. По таблицам или диаграммам состояния определяется упругость паров компонентов при заданной температуре и по формуле (1.6) рассчитывается давление смеси). Затем из уравнения (1.7) определяется мольный состав паровой фазы:

$$r_i = x_i \frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}}.$$

При известном составе паровой фазы состав жидкой фазы находят следующим образом. По заданной температуре определяют упругость насыщенных паров компонентов и давление смеси рассчитывают по формуле

$$P_{\text{см}} = \frac{1}{\sum \left(\frac{r_i}{P_{i \text{ нас}}} \right)}. \quad (1.9)$$

Далее из уравнения (1.7) определяется мольный состав жидкой фазы:

$$x_i = r_i \frac{P_{\text{см}}}{P_{i \text{ нас}}}$$

Рассмотрим примеры расчета состава сжиженного газа в баллонах и резервуарах.

Пример 1.7. В резервуаре при температуре 30 °С находится сжиженный газ со следующим массовым составом жидкой фазы: пропан – 50 %, н-бутан – 50 %. Определить массовый состав паровой фазы.

Решение. Пересчитываем массовый состав сжиженного газа в молярный по выражению (1.4). Принимаем, что взято 100 кг смеси. Поэтому при делении массовой части каждого компонента на его молярную массу получим число киломолей компонентов смеси. Молярная масса пропана $M_{\text{C}_3\text{H}_8} = 44,097$ кг/кмоль, молярная масса бутана $M_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 58,124$ кг/кмоль (см. табл. 1.3).

Тогда молярное содержание пропана в жидкости

$$x_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{\frac{50}{44,097}}{\frac{50}{44,097} + \frac{50}{58,124}} = 0,57.$$

Молярное содержание н-бутана в смеси

$$x_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{\frac{50}{58,124}}{\frac{50}{44,097} + \frac{50}{58,124}} = 0,43.$$

Находим упругость насыщенных паров компонентов при $t = 30$ °С.

$$P_{\text{C}_3\text{H}_8}^{\text{нас}} = 1,08 \text{ МПа}; \quad P_{\text{C}_4\text{H}_{10}}^{\text{нас}} = 0,28 \text{ МПа};$$

и по формуле (1.6) определяем давление смеси:

$$P_{\text{см}} = 0,57 \cdot 1,08 + 0,43 \cdot 0,28 = 0,736 \text{ МПа.}$$

Используя выражение (1.7), рассчитываем молярный состав паровой фазы смеси:

$$r_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{0,57 \cdot 1,08}{0,736} = 0,836 ;$$

$$r_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{0,43 \cdot 0,28}{0,736} = 0,164 .$$

Пересчитываем полученный молярный состав на массовый по формуле (1.5):

$$g_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{0,836 \cdot 44,097}{0,836 \cdot 44,097 + 0,164 \cdot 58,124} = 0,794 ;$$

$$g_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{0,164 \cdot 58,124}{0,836 \cdot 44,097 + 0,164 \cdot 58,124} = 0,206 .$$

Пример 1.8. В резервуаре находится сжиженный газ со следующим массовым составом паровой фазы: этан – 5 %, пропан – 35 %, н-бутан – 60 %. Определить массовый состав жидкой фазы смеси при температуре $t = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Решение. Пересчитываем массовый состав паровой фазы сжиженного газа в молярный по выражению (1.4):

$$r_{\text{C}_2\text{H}_6} = \frac{\frac{5}{30,068}}{\frac{5}{30,068} + \frac{35}{44,097} + \frac{60}{58,124}} = \frac{0,167}{1,993} = 0,084 ;$$

$$r_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{35}{\frac{44,097}{1,993}} = 0,397 ;$$

$$r_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{60}{\frac{58,124}{1,993}} = 0,518 .$$

Находим упругость насыщенных паров компонентов при $t = 25 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$P_{\text{C}_2\text{H}_6}^{\text{нас}} = 4,137 \text{ МПа}; \quad P_{\text{C}_3\text{H}_8}^{\text{нас}} = 0,951 \text{ МПа}; \quad P_{\text{C}_4\text{H}_{10}}^{\text{нас}} = 0,24 \text{ МПа};$$

и определяем давление смеси по формуле (1.9):

$$P_{\text{см}} = \frac{1}{\frac{0,084}{4,137} + \frac{0,397}{0,951} + \frac{0,518}{0,24}} = 0,385 \text{ МПа}.$$

По выражению (1.7) рассчитываем молярный состав жидкой фазы:

$$x_{\text{C}_2\text{H}_6} = \frac{0,084 \cdot 0,385}{4,137} = 0,008 ;$$

$$x_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{0,397 \cdot 0,385}{0,951} = 0,161 ;$$

$$x_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{0,518 \cdot 0,385}{0,24} = 0,831 .$$

Для определения массового состава сжиженного газа производим перерасчёт по формуле (1.5):

$$g_{\text{C}_2\text{H}_6} = \frac{0,008 \cdot 30,068}{0,008 \cdot 30,068 + 0,161 \cdot 44,097 + 0,831 \cdot 58,124} = \frac{0,24}{55,64} = 0,004 ;$$

$$g_{C_3H_8} = \frac{0,161 \cdot 44,097}{55,64} = 0,128 ;$$

$$g_{C_4H_{10}} = \frac{0,831 \cdot 58,124}{55,64} = 0,868 .$$

На практике часто возникает необходимость расчета двухфазной смеси углеводородов, если известны ее давление и температура, а также состав в однофазном состоянии. Такая задача встречается при расчете состава смеси в баллоне (резервуаре) по известному составу жидкости, которую в него заливают.

Предположим, что в баллон заливается исходная жидкая смесь углеводородов с мольным составом $\sum A_i = 1$. Температура жидкости t и давление P в баллоне известны. Требуется найти состав паровой $\sum r_i = 1$ и жидкой $\sum x_i = 1$ фаз, а также долю общего числа молей из залитых в баллон, перешедших в паровую фазу V и оставшихся в жидкой L ($V + L = 1$).

Запишем уравнение материального баланса для i -го компонента. Общее число молей этого компонента A_i равно количеству молей в жидкой $x_i \cdot L$ и паровой фазе $r_i \cdot V$, т. е.

$$A_i = x_i L + r_i V .$$

Подставив в это уравнение выражение для величин из формулы (1.7)

$$r_i = x_i \frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}} ,$$

а также выразив величину V через L ($V = 1 - L$), получим

$$A_i = x_i L + x_i \frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}} (1 - L) .$$

Из этого выражения определим x_i :

$$x_i = \frac{A_i}{\frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}} - \left(\frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}} - 1 \right) L} = \frac{A_i}{k_i - (k_i - 1)L}.$$

Просуммировав x_i для всех компонентов, получаем

$$\sum x_i = \sum \frac{A_i}{k_i - (k_i - 1)L} = 1. \quad (1.10)$$

Из уравнения (1.10) можно найти значение L и определить состав жидкой и паровой фаз.

Аналогичным образом можно получить расчетную зависимость для определения величины V , а затем рассчитать состав паровой и жидкой фаз.

Порядок вычислений рассмотрим на примерах.

Пример 1.9. Жидкая смесь с исходным составом $A_{\text{C}_3\text{H}_8} = 0,6$ и $A_{\text{н-С}_4\text{H}_{10}} = 0,4$ была залита в резервуар, в котором превратилась в двухфазную систему. После установления термодинамического равновесия температура и давление двухфазной смеси стали: $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{\text{см}} = 0,687 \text{ МПа}$ (абс.).

Определить составы жидкой и паровой фаз, а также долю молей от общего количества перешедших в паровую фазу.

Решение. По таблицам находим упругость паров компонентов смеси при $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$P_{\text{нас C}_3\text{H}_8} = 1,08 \text{ МПа} \quad \text{и} \quad A_{\text{нас н-С}_4\text{H}_{10}} = 0,28 \text{ МПа}.$$

Определяем коэффициенты распределения для компонентов:

$$k_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{1,08}{0,687} = 1,57 \quad \text{и} \quad k_{\text{н-С}_4\text{H}_{10}} = \frac{0,28}{0,687} = 0,408.$$

Из формулы (1.10) находим величину L :

$$\frac{0,6}{1,57 - (1,57 - 1)L} + \frac{0,4}{0,408 - (0,408 - 1)L} = 1.$$

Уравнение решаем методом последовательных приближений. Принимаем $L = 0,7$ и рассчитываем левую часть уравнения:

$$\frac{0,6}{1,57 - 1,57 \cdot 0,7} + \frac{0,4}{0,408 + 0,592 \cdot 0,7} = 0,513 + 0,487 = 1,0.$$

Таким образом, значение $L = 0,7$ удовлетворяет уравнению. Из расчета следует, что в жидкой фазе остается $0,7$ общего количества молей, а в паровую фазу переходит $V = 1 - 0,7 = 0,3$ молей.

Состав жидкой фазы находим из формулы (1.10):

$$x_{C_3H_8} = 0,513 \quad \text{и} \quad x_{n-C_4H_{10}} = 0,487.$$

Состав паровой фазы определяем из формулы (1.8):

$$r_{C_3H_8} = 0,513 \cdot 1,57 = 0,805 \quad \text{и} \quad r_{n-C_4H_{10}} = 0,487 \cdot 0,408 = 0,198.$$

Пример 1.10. Для условий предыдущего примера определить давление, при котором в резервуаре будет находиться только жидкость, и давление, при котором вся жидкость перейдет в пар.

Решение. Если резервуар наполняется (под давлением) жидкой смесью и в нем устанавливается давление меньше упругости насыщенных паров смеси, то жидкость частично испаряется, образуя двухфазную систему. Если же давление в резервуаре окажется равным или большим давления паров жидкой смеси, то паровая фаза образовываться не будет и в резервуаре остается жидкая смесь исходного состава.

Давление паров жидкой смеси, заливаемой в резервуар, определяется по формуле (1.6):

$$P_{cm} = 0,6 \cdot 1,08 + 0,4 \cdot 0,28 = 0,76 \text{ МПа.}$$

Таким образом, если давление $P_{cm} \geq 0,76$ МПа, то паровая фаза в резервуаре образовываться не будет.

Если давление в резервуаре снизить до величины, меньшей 0,76 МПа, то жидкость начнет испаряться и при определенном давлении она вся перейдет в паровую фазу. Состав последней будет такой же, как и исходной смеси. Для определения давления, при котором в резервуаре находится только паровая фаза, используют уравнение (1.10), принимая $L = 0$:

$$\sum \frac{A_i}{\frac{P_{i \text{ нас}}}{P_{\text{см}}}} = P_{\text{см}} \sum \frac{A_i}{P_{i \text{ нас}}} = 1$$

или

$$P_{\text{см}} = \frac{1}{\sum \frac{A_i}{P_{i \text{ нас}}}} = \frac{1}{\frac{0,6}{1,08} + \frac{0,4}{0,28}} = 0,504 \text{ МПа.}$$

Следовательно, при давлении в резервуаре, равном или меньшем 0,504 МПа, в нем будет находиться только паровая фаза.

При использовании смесей СУГ с инертными газами (азот, углекислый газ) следует учитывать большую летучесть последних по сравнению с углеводородами. Поэтому считают, что они полностью переходят в паровую фазу и для них $A_i = r_i x_i = 0$, что необходимо иметь в виду при составлении уравнения (1.10). Если первоначальная жидкая смесь имеет компоненты с малой летучестью, то предполагается, что они полностью остаются в жидкой фазе, т. е. для них $A_i = x_i$, а $r_i = 0$.

Анализ свойств двухфазных углеводородных смесей показывает, что при отборе из резервуара паровой фазы в начальный период она содержит больше легких компонентов. Теплота сгорания газа при этом соответственно меньше. По мере его расхода содержание тяжелых компонентов в жидкой фазе увеличивается, давление в резервуаре начинает падать, а теплота сгорания отбираемого газа – расти. В результате характеристики сжигаемого газа будут нестабильными, а при низких температурах давление может оказаться недостаточным для нормального газоснабжения. Это является основным недостатком систем газоснабжения, использующих смеси углеводородов и работающих при естественном испарении жидкой фазы.

Указанные недостатки можно исключить при использовании индивидуальных углеводородов, а также при применении их смесей, если в установках газоснабжения предусматривается отбор из резервуаров жидкой фазы с последующим испарением ее в специальных теплообменниках.

1.5. Свойства смесей углеводородов

Благодаря идентичности строения молекул основных компонентов СУГ параметры смеси сжиженных газов приближенно пропорциональны концентрациям и параметрам отдельных ее составляющих. Поэтому для определения свойств смесей углеводородов необходимо знать состав сжиженного газа и параметры отдельных компонентов.

При известном составе сжиженного газа давление смеси можно рассчитать по формулам (1.6) и (1.7).

Плотность газовой смеси заданного состава определяется по правилу смешения по выражению

$$\rho_{\text{см}}^{\text{г}} = \sum_{i=1}^n r_i \rho_i^{\text{г}}, \quad (1.11)$$

где ρ_i – плотность i -го компонента смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$; она принимается по таблицам или находится по закону Авогадро:

$$\rho_i^{\text{г}} = \frac{M_i}{V_{M_i}},$$

здесь V_{M_i} – молярный объем компонента, $\text{м}^3/\text{кмоль}$.

Средняя плотность жидкой смеси при известном массовом составе определяется по формуле

$$\rho_{\text{см}}^{\text{ж}} = \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i^{\text{ж}}}}, \quad (1.12)$$

а при заданном молярном составе

$$\rho_{\text{см}}^{\text{ж}} = \sum x_i \rho_i^{\text{ж}},$$

где $\rho_i^{\text{ж}}$ – плотность отдельного компонента, входящего в смесь в жидкой фазе, кг/л.

Плотность газовой смеси при повышенном давлении находится из уравнения Клапейрона состояния для реальных газов:

$$\rho_{\text{см}}^{\text{г}} = \frac{P_{\text{см}}}{z R_{\text{см}} T_{\text{см}}},$$

где $R_{\text{см}}$, $T_{\text{см}}$ – соответственно абсолютное давление, МПа, и температура, К, смеси;

z – коэффициент сжимаемости учитывающий отклонение реальных газов от закона идеальных газов;

$R_{\text{см}}$ – удельная газовая постоянная смеси, Дж/(кг·К).

Удельная газовая постоянная смеси рассчитывается по универсальной газовой постоянной и молярной массе смеси:

$$R_{\text{см}} = \frac{8153,21}{M_{\text{см}}} = \frac{8153,21}{\sum r_i M_i}. \quad (1.13)$$

Коэффициент сжимаемости определяется по графику в зависимости от приведенных параметров (давление и температура) газа

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{ср.кр}}}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_{\text{ср.кр}}},$$

где $P_{\text{ср.кр}}$, $T_{\text{ср.кр}}$ – среднекритические давления, МПа, и температура, К, для смеси газов, определяемые по составу газа:

$$P_{\text{ср.кр}} = \sum r_i P_{\text{кр}i}; \quad (1.14)$$

$$T_{\text{ср.кр}} = \sum r_i T_{\text{кр } i}, \quad (1.15)$$

где $P_{\text{кр } i}$, $T_{\text{кр } i}$ – критические давления, МПа, и температуры, К, отдельных компонентов смеси.

Объем газа, м^3 , получающегося при испарении смеси сжиженных углеводородных газов, может быть найден по формуле

$$V_{\text{см}} = \sum \left(\frac{m_i}{M_i} \cdot V_{M_i} \right),$$

где m_i – масса отдельных компонентов жидкой смеси, кг;

M_i – молярная масса углеводородов, кмоль;

V_{M_i} – молярный объем компонентов, $\text{м}^3/\text{моль}$.

Для подсчета низшей объемной теплоты сгорания смеси сжиженных газов используется зависимость

$$Q_{\text{н см}} = \sum r_i Q_{\text{н } i}, \quad (1.16)$$

где $Q_{\text{н } i}$ – низшая теплота сгорания отдельных компонентов смеси, $\text{кДж}/\text{м}^3$.

Низшая массовая теплота сгорания смеси

$$Q_{\text{н см}}^m = \frac{Q_{\text{н см}}}{\rho_{\text{см}}^{\Gamma}}. \quad (1.17)$$

Пределы воспламеняемости смеси сжиженных углеводородных газов, об. %, не содержащих балластных примесей, находятся в соответствии с правилом аддитивности

$$L_{\text{см}} = \frac{100}{\sum \frac{r_i}{L_i}}, \quad (1.18)$$

где $L_{\text{см}}$ – верхний или нижний предел воспламеняемости смеси газов, об. %;

r_i – содержание компонентов в смеси, об. %;

L_i – верхний или нижний пределы воспламенения компонентов смеси, об. %.

Динамический коэффициент вязкости жидкой фазы смеси сжиженных углеводородов определяется по формуле

$$\frac{1}{\mu_{\text{см}}} = \sum \frac{g_i}{\mu_i}, \quad (1.19)$$

где $\mu_{\text{см}}$, μ_i – динамический коэффициент вязкости смеси и её компонентов, Н·с/м².

Кинематическая вязкость смеси находится из зависимости

$$\nu_{\text{см}} = \frac{\mu_{\text{см}}}{\rho_{\text{см}}}. \quad (1.20)$$

Средний коэффициент теплопроводности газовой смеси с достаточной точностью может быть определен по формуле

$$\lambda = 0,5(\lambda' + \lambda''),$$

где λ' , λ'' – средние коэффициенты теплопроводности Вт/(м·°С), определяемые по правилам смешения:

$$\lambda' = \sum r_i \cdot \lambda_i;$$

$$\frac{1}{\lambda''} = \sum \frac{r_i}{\lambda_i}.$$

Теплоемкость смеси газов согласно правилу смешения находится по формулам:

при задании состава объемными долями

$$c'_{\rho_{\text{см}}} = \sum y_i \cdot c'_{\rho_i};$$

при задании состава массовыми долями

$$c_{\rho_{\text{см}}} = \sum g_i \cdot c_{\rho_i},$$

где $c'_{p_{см}}$ – объемная теплоемкость i -го компонента, кДж/(м³·°С);

c_{p_i} – массовая теплоемкость i -го компонента, кДж/(кг·°С).

Пример 1.11. Определить плотность газовой смеси, содержащей 40 % пропана и 60 % н-бутана (по объему), при давлении 0,6 МПа и температуре 20 °С.

Решение. Определяем молярную массу смеси

$$M_{см} = 0,4 \cdot 44,097 + 0,6 \cdot 58,124 = 52,715 \text{ кг/кмоль}$$

и по выражению (1.13) газовую постоянную смеси

$$R_{см} = \frac{8153,21}{52,515} = 155,25 \text{ Дж/(кг·К)}.$$

По табл. 1.3 находим критические параметры компонентов:

$$P_{кр \text{ C}_3\text{H}_8} = 4,21 \text{ МПа}; \quad P_{кр \text{ н-C}_4\text{H}_{10}} = 3,747 \text{ МПа};$$

$$T_{кр \text{ C}_3\text{H}_8} = 369,24 \text{ К}; \quad T_{кр \text{ н-C}_4\text{H}_{10}} = 425,01 \text{ К},$$

и по (1.14) и (1.15) среднекритические значения давления и температуры для смеси:

$$P_{кр,см} = 0,4 \cdot 4,21 + 0,6 \cdot 3,737 = 3,932 \text{ МПа};$$

$$T_{кр,см} = 0,4 \cdot 369,84 + 0,6 \cdot 425,01 = 402,94 \text{ К}.$$

Определяем приведенные значения параметров смеси

$$P_{пр} = \frac{0,6}{3,932} = 0,152 ;$$

$$T_{пр} = \frac{293}{402,94} = 0,727$$

По графику находим, что коэффициент сжимаемости $z = 0,85$.
 Рассчитываем плотность газовой смеси при заданных условиях:

$$\rho_{\text{см}}^{\Gamma} = \frac{0,6 \cdot 10^6}{0,85 \cdot 155,25 \cdot 293} = 15,52 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 1.12. Определить плотность, низшую теплоту сгорания и пределы воспламенения газовой смеси, содержащей 60 % пропана и 40 % н-бутана (по объему).

Решение. Находим плотность паровой фазы пропана и н-бутана

$$\rho_{\text{C}_3\text{H}_8}^{\Gamma} = \frac{44,097}{21,997} = 2,0037 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{\text{C}_4\text{H}_{10}}^{\Gamma} = \frac{58,124}{21,5} = 2,7023 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

и по выражению (1.11) рассчитываем плотность смеси:

$$\rho_{\Gamma \text{ см}} = 0,6 \cdot 2,0037 + 0,4 \cdot 2,7023 = 2,283 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Определяем низшую теплоту сгорания пропан-бутановой смеси, объемную и массовую по выражениям (1.16) и (1.17):

$$Q_{\text{н см}} = 0,6 \cdot 91140 + 0,4 \cdot 118530 = 102096 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3};$$

$$Q_{\text{н см}}^m = \frac{102096}{2,283} = 44720 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Приняв из табл. 1.3 концентрационные пределы воспламеняемости пропана и н-бутана в смеси с воздухом ($L_{\text{C}_3\text{H}_8}^{\text{B}} = 9,5\%$; $L_{\text{C}_3\text{H}_8}^{\text{H}} = 2,0\%$; $L_{\text{н-C}_3\text{H}_8}^{\text{B}} = 8,5\%$; $L_{\text{н-C}_4\text{H}_{10}}^{\text{H}} = 1,7\%$), по выражению (1.18) рассчитываем нижний и верхний пределы взрываемости смеси:

$$L_{\text{см}}^{\text{H}} = \frac{100}{\frac{80}{2,0} + \frac{40}{1,7}} = 1,868 \% ;$$

$$L_{\text{см}}^{\text{B}} = \frac{100}{\frac{60}{9,5} + \frac{40}{8,5}} = 9,07 \% .$$

Пример 1.13. Определить плотность жидкости, содержащей 50 % пропана и 50 % н-бутана (по массе), и объём газа, образующегося при испарении 1 кг смеси.

Решение. Из табл. 1.3 находим плотность жидкой фазы пропана ($5,528 \text{ кг/м}^3$) и н-бутана ($0,601 \text{ кг/м}^3$) и по формуле (1.40) плотность смеси

$$\rho_{\text{см}}^{\text{ж}} = \frac{1}{\frac{0,5}{0,528} + \frac{0,5}{0,601}} = 0,532 \text{ кг/л}.$$

Объём паров при испарении 1 кг смеси

$$V_{\text{см}} = \frac{0,5}{44,097} \cdot 21,997 + \frac{0,5}{58,124} \cdot 21,5 = 0,494 \text{ м}^3.$$

Глава 2. ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

2.1. Устройство газонаполнительных станций

Для бесперебойного снабжения сжиженным углеводородным газом в районах потребления создается система распределения сжиженных газов. Основными производственными звеньями этой системы являются газонаполнительные станции (ГНС) и транспортные средства.

ГНС является базой снабжения сжиженными углеводородными газами и предназначена для приема, хранения и поставки потребителям сжиженного газа, поступающего железнодорожным, водным, автомобильным транспортом или по трубопроводам с

предприятий, где производят эти газы, или из хранилища газа. Населению коммунально-бытовым, промышленным и сельскохозяйственным потребителям сжиженный газ поставляется в баллонах и автоцистернах.

Производительность ГНС определяется на основании перспективной схемы газоснабжения района, который обслуживается газонаполнительной станцией.

На ГНС выполняются следующие технологические операции:

- прием сжиженного газа от поставщика;
- слив сжиженного газа в свои хранилища;
- хранение сжиженных газов в надземных, подземных или изотермических резервуарах, в баллонах, подземных пустотах и т. д.;
- слив неиспарившихся остатков из баллонов и сжиженного газа из баллонов, имеющих какие-либо неисправности;
- разлив сжиженных газов в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- прием пустых и выдача наполненных баллонов;
- транспортировка сжиженного газа по внутренней сети трубопроводов и в баллонах;
- ремонт и переосвидетельствование баллонов;
- технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- доставка сжиженных газов потребителям в баллонах и автоцистернах;
- определение качества сжиженного газа.

В ряде случаев на ГНС производятся:

- заправка автомобилей, работающих на сжиженном газе, из автозаправочной колонки;
- регазификация (испарение) сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- подача паров сжиженных газов, газовоздушных и газовых смесей в городские системы газоснабжения.

Территория ГНС подразделяется на производственную и вспомогательную зоны (рис. 2.1).

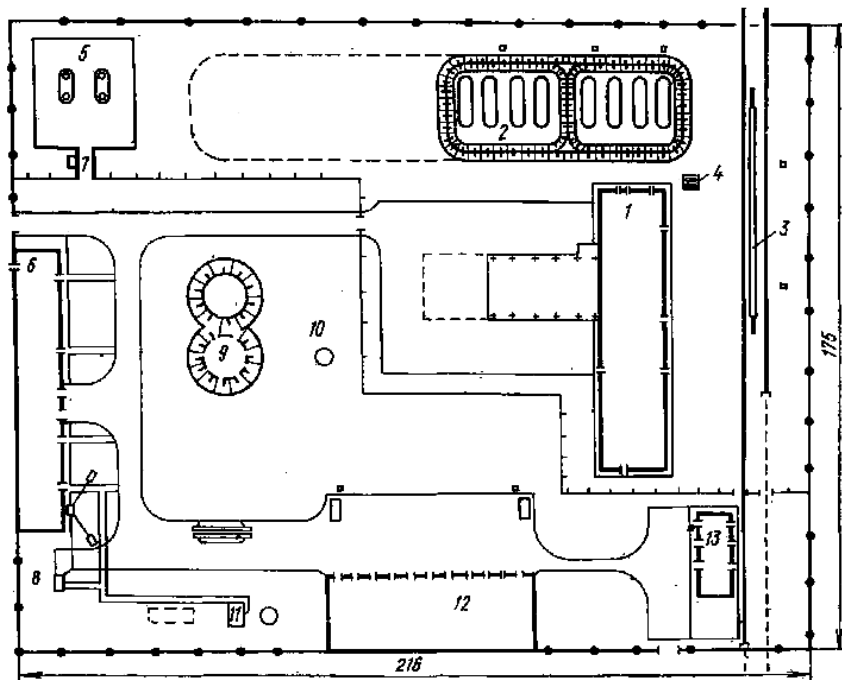


Рис. 2.1. Генеральный план газонаполнительной станции:

- 1 – наполнительный цех; 2 – база хранения сжиженного газа; 3 – эстакада для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн; 4 – сливные резервуары; 5 – автоколонки; 6 – блок вспомогательных помещений; 7 – автовесы; 8 – трансформаторная подстанция; 9 – резервуар для воды; 10 – водонапорная башня; 11 – генераторная; 12 – закрытая стоянка автомобилей; 13 – материальный склад

В производственной зоне предусматриваются следующие основные здания и сооружения:

- железнодорожная ветка с эстакадой и сливными устройствами (при получении сжиженного газа железнодорожным путем); ввод трубопровода с отключающими устройствами, счетчиками, фильтрами и т. д. (при поступлении сжиженного газа по трубопроводу); причал со сливными устройствами (при получении сжиженного газа водным транспортом);

- база хранения сжиженных газов, состоящая из наземных или подземных резервуаров, работающих под давлением, изотермических хранилищ или подземных хранилищ в пустотах;
- насосно-компрессорное отделение или другие установки для перемещения сжиженных газов;
- наполнительное отделение с погрузочно-разгрузочными площадками для баллонов, в котором производятся все операции с баллонами, начиная от приема пустых баллонов и кончая отправкой наполненных баллонов потребителям;
- отделение слива неиспарившихся остатков газа из баллонов, замены неисправных вентилях и клапанов, дегазации;
- отделение покраски баллонов;
- склад суточного запаса пустых и заправленных баллонов;
- помещение для вентиляционного оборудования;
- воздушная компрессорная и помещение бытовок;
- внутриплощадочные трубопроводы для перемещения сжиженных газов в соответствии с технологической схемой ГНС;
- колонки для наполнения автоцистерны и слива газа из них и заправки газобаллонных автомобилей;
- резервуары для слива неиспарившихся газов;
- трубопроводы систем водоснабжения, теплоснабжения и канализации;
- автоматические весы;
- установки испарительные и по смешению паров сжиженных газов с воздухом при необходимости.

Во вспомогательной зоне размещаются:

- блок вспомогательных помещений с мастерскими по ремонту оборудования и баллонов, лабораторией, котельной, насосной водоснабжения, аккумуляторной, административно-хозяйственными помещениями;
- водонапорная башня и резервуар противопожарного запаса воды;
- трансформаторная электроподстанция;
- гараж с открытой стоянкой для специального транспорта или здание для технического обслуживания автомобилей;
- механическая мастерская;
- материальный склад;
- склад горючих и смазочных материалов;
- контрольно-пропускной пункт.

Перечень зданий и сооружений, входящих в состав ГНС, определяется в зависимости от производительности и назначения станции.

Площадки для сооружения ГНС выбираются на открытой местности преимущественно вне территории городов и других населенных пунктов. При размещении ГНС в городе она должна находиться вдали от густонаселенных жилых районов. При этом жилые, коммунальные и промышленные объекты, прилегающие к станции, должны располагаться со стороны господствующих ветров, чтобы возможные выделения газов не попадали в их зону. Не допускается размещать ГНС в местах горных выработок и карстовых проявлений.

При выборе площадки для строительства ГНС должны быть предусмотрены безопасные расстояния как между зданиями и сооружениями ГНС, так и до окружающих ее зданий, сооружений, железных и автомобильных дорог. В зависимости от объема хранилища, способа установки резервуаров (надземно или подземно) и типа сооружения или дороги эти расстояния изменяются от 40 до 300 м. Расположение ГНС должно обеспечивать возможность подключения ее к железной и автомобильной дорогам, сетям электро-, тепловодоснабжения и канализации. ГНС оборудуются телефонной связью и радиотрансляцией.

Территория ГНС по периметру должна иметь ограду из несгораемых материалов, а при общей вместимости резервуаров более 200 м³ также должна быть разделена оградой на две зоны: рабочую и вспомогательную.

ГНС используются для снабжения сжиженным газом различных потребителей – коммунально-бытовых, сельскохозяйственных, промышленных и транспорта. В зависимости от вида потребителя различают ГНС общего назначения; на промышленных предприятиях; регазификации и смешения с воздухом; автозаправочные станции; передвижные автозаправочные станции.

ГНС общего назначения предназначены для снабжения сжиженными газами городов и населенных пунктов. Суммарный объем их резервуарного парка хранения может быть не более 8000 м³. ГНС на промышленных предприятиях служат для снабжения сжиженным газом объектов, расположенных на территории данного

предприятия. Объем их резервуаров также не должен превышать 8000 м³. ГНС регазификации и смешения с воздухом могут быть как общего назначения, так и на промышленных предприятиях.

Автозаправочные станции предназначены для заправки сжиженным газом автомобилей и других транспортных средств. Объем хранилища станции не должен превышать 100 м³ при условии подземного размещения резервуаров вместимостью до 25 м³ каждый.

Передвижные заправочные станции используют для наполнения баллонов и заправки автомобилей, работающих на сжиженном газе.

ГНС является основным элементом в системе снабжения потребителей определенного района сжиженным газом. Мощность ГНС зависит от потребности в сжиженном газе обслуживаемой зоны, которая определяется принятой генеральной схемой газоснабже-

ния района, области, разрабатываемой на срок 10–15 лет. Системы снабжения потребителей сжиженным газом экономически выгодны при мелких рассредоточенных потребителях, расположенных вдали от магистральных газопроводов природного газа. Район радиусом 50–70 км с населением до 1 млн человек обслуживается ГНС мощностью 10–40 тыс. т в год.

Годовая мощность ГНС определяется путем суммирования годовых расходов сжиженного газа существующими и перспективными потребителями:

$$\sum G = \sum n_i g_i,$$

где $\sum G$ – перспективная потребность в сжиженном газе района, т/год;

n_i – количество однотипных потребителей газа;

g_i – годовая норма потребления сжиженного газа однотипными потребителями, т.

Мощность ГНС в основном зависит от объема резервуаров базы хранения, установленных на станции. Емкость резервуарного парка определяется в зависимости от суточной производительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения сжиженного газа. Последнюю величину подлежит

определять в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления газа τ_p , сут, определяемого по формуле

$$\tau_p = \frac{L}{v_{\text{тр}}} + \tau_{\text{тр}} + \tau_3,$$

где L – расстояние от завода-поставщика сжиженного газа до ГНС, км;

$v_{\text{тр}}$ – нормативная суточная скорость доставки грузов железнодорожным транспортом, км/сут (принимается 330 км/сут);

$\tau_{\text{тр}}$ – время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием груза (принимается 1 сут);

τ_3 – время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС (принимается 3–5 суток).

Число суток, резервируемых для хранения сжиженных газов, сокращается до двух при расположении ГНС вблизи от предприятия-поставщика газа, транспорт которого осуществляется в автоцистернах или по трубопроводам, а также для автомобильных газонаполнительных станций с получением СУГ с ГНС.

Необходимое число резервуаров на ГНС рассчитывается по формуле

$$m = \frac{V}{V_{\text{рез}} \Phi},$$

где V – объем резервуарного парка, м^3 ;

$V_{\text{рез}}$ – геометрический объем одного резервуара, принятого для установки на ГНС, м^3 ;

Φ – коэффициент наполнения резервуаров (0,85 – для надземных и 0,90 – для подземных резервуаров).

Число резервуаров на ГНС при поступлении сжиженного газа по железной дороге также может быть определено по формуле

$$m = \frac{G_{\text{ср}} \tau_p}{\rho_{\text{ж}} \Phi V_{\text{рез}}},$$

где $G_{\text{ср}}$ – средняя суточная реализация сжиженных газов, т;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность сжиженных газов, $\text{т}/\text{м}^3$.

Наличие мощных ГНС и значительная удаленность от них потребителей вызывают необходимость в сооружении широкой сети газонаполнительных пунктов (ГНП) и промежуточных складов баллонов (ПСБ), которые предназначены для снабжения сжиженным газом в баллонах бытовых, коммунальных, сельскохозяйственных и других потребителей.

На ГНП производится наполнение баллонов сжиженным газом, поступающим с ГНС в цистернах. В составе ГНП следует предусматривать резервуары для хранения сжиженных газов или площадку для размещения автоцистерны, используемой в качестве емкости для хранения газа, сливные колонки для слива сжиженных газов из автоцистерн в резервуары, оборудование для наполнения баллонов из автоцистерн или резервуаров и слива из баллонов неиспарившихся остатков, погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отправки баллонов, площадки для складирования наполненных и пустых баллонов (склад).

ПСБ предназначены для хранения и распределения потребителям баллонов, наполненных сжиженным газом на ГНС. В составе ПСБ должны быть площадки для складирования наполненных и по-рожних баллонов (склад) и погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отправки баллонов.

ГНП и ПСБ следует располагать в пределах населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для господствующих ветров по отношению к существующим строениям. Площадки для размещения ГНП и ПСБ необходимо предусматривать вблизи автомобильных дорог.

Расстояние от ГНП и ПСБ до зданий и сооружений зависит от назначения последних и числа наполненных баллонов на складе и составляет от 20 до 100 м.

Размер площадок (складов) для пустых и наполненных сжиженным газом баллонов определяется из расчета: для ГНП – двухсуточной производительности, для ПСБ – хранения 25 % числа баллонов обслуживаемых баллонных установок.

2.2. Принципы и методы перемещения сжиженных углеводородных газов

Основными технологическими операциями на ГНС являются прием, перемещение, хранение и раздача сжиженных газов.

Существует ряд методов перемещения сжиженных газов из железнодорожных или автомобильных цистерн в стационарные резервуары и, наоборот, наполнения транспортных емкостей и баллонов из стационарных хранилищ. Свойства сжиженных газов, являющихся кипящими жидкостями с малыми плотностью и теплотой парообразования, обуславливают специфичность применяемых для перемещения методов, схем и оборудования.

При давлении выше упругости насыщенных паров жидкая фаза перемещается по трубопроводу полным сечением. Если же давление в трубе станет меньше указанной величины, то жидкая фаза начнет интенсивно испаряться (вскипит) и даже при небольшом понижении давления объем парожидкостной смеси будет значительно превышать объем исходной жидкости. Это свойство кипящих жидкостей не позволяет использовать для перемещения сжиженных газов обычные методы и аппаратуру, в частности центробежные насосы обычных конструкций.

Сжиженные газы перемещают:

- за счет разности уровней;
- сжатым газом;
- с помощью подогрева или охлаждения;
- при помощи компрессора;
- при помощи насосов;
- взаимным вытеснением жидкостей.

2.2.1. Перемещение за счет разности уровней

Использование гидростатического напора обычно применяется при заполнении подземных резервуаров из железнодорожных и автомобильных цистерн, а также, если позволяет рельеф местности при розливе сжиженного газа в баллоны. Для слива необходимо соединить уравнивающей линией паровые пространства емкостей и открыть краны на жидкостной линии (рис. 2.2).

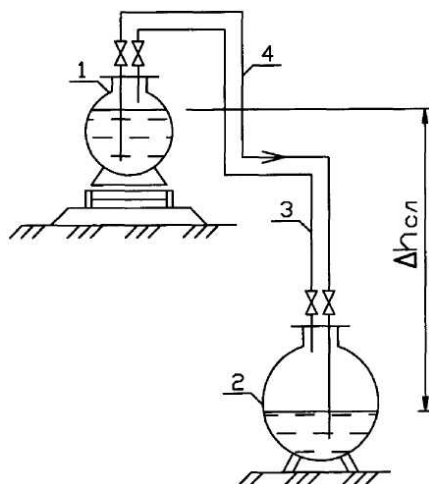


Рис. 2.2. Схема перемещения сжиженных углеводородных газов за счет разности уровней:

- 1 – транспортная цистерна; 2 – стационарный резервуар;
3 – паровая линия; 4 – жидкостная линия

Давления в паровых пространствах емкостей будут равными, и жидкая фаза перетечет в нижестоящий резервуар за счет гидростатического напора. Для обеспечения достаточной скорости слива при одинаковых температурах и давлениях в цистерне и резервуаре необходимо, чтобы за счет гидростатического напора создавалась разность давлений не менее 0,07–0,1 МПа. При сливе пропан-бутано-вых смесей минимально необходимая величина гидростатического напора при этих условиях будет 13–20 м (плотность жидкой фазы около 0,5 кг/л). В зимнее время сжиженный газ в цистерне имеет значительно меньшую температуру, чем в стационарной емкости (для подземного резервуара разность температур может достигать 10–15 °С и более). В этом случае давление газа в цистерне будет значительно ниже, чем в резервуаре. Для обеспечения надежного слива необходимо, чтобы разность геометрических уровней жидкостей компенсировала и эту разность давлений. Поэтому в этом случае для бесперебойного слива необходимая разность уровней $h_{сл}$, м составит

$$h_{\text{сл}} = \frac{P_{\text{р}} - P_{\text{ц}}}{g\rho_{\text{ж}}} + (13 - 20), \quad (2.1)$$

где $P_{\text{р}}$ – давление в заполненном резервуаре, Па;

$P_{\text{ц}}$ – давление в транспортной цистерне, Па;

$\rho_{\text{ж}}$ – средняя плотность жидкой фазы, кг/м³.

Максимальный перепад уровней, определяемый по формуле (2.1), необходим для начала слива. В дальнейшем температура внутри резервуара будет снижаться за счет поступления охлажденной жидкости из цистерны, давление в нем станет меньше и разность уровней потребует уже меньшая. В начальный период создать такую разность, как правило, невозможно, поэтому необходимо соединить паровые пространства емкостей. В этом случае давления в них выравниваются и слив происходит с использованием полного гидростатического напора.

Летом, когда $t_{\text{ц}} > t_{\text{р}}$ и $P_{\text{ц}} > P_{\text{р}}$ в начальный момент слива возможно расположение цистерны ниже резервуара. Однако в дальнейшем скажется влияние повышения температуры в резервуаре от более нагретой жидкости из цистерны и величина Δp или $h_{\text{сл}}$ может упасть до нуля, тогда дальнейший слив будет невозможен.

Достоинства перемещения газа за счет разности уровней:

- исключительная простота конструктивной схемы;
- отсутствие механических агрегатов;
- надежность работы всех устройств;
- готовность схемы к работе в любое время вне зависимости от наличия посторонних источников энергии;
- малые затраты на ремонт и обслуживание.

Недостатки метода:

- возможность использования только в местности с гористым рельефом;
- увеличенные размеры площадки;
- большие потери газа при отправлении его обратно в виде паров в слитых цистернах;
- большая продолжительность процесса слива.

Поэтому рассматриваемый метод, несмотря на свою простоту, не нашел широкого применения на практике.

Пример 2.1. В зимних условиях при температуре воздуха $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ необходимо слить сжиженный газ (пропан) из железнодорожной цистерны в подземный резервуар. Температура грунта равняется $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Определить необходимую разность уровней.

Решение. По диаграмме состояния пропана определяем давление в цистерне и резервуаре. Давление газа при температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ равняется $p_{ц} = 0,23\text{ МПа}$, при температуре $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ $p_{р} = 0,4\text{ МПа}$. Плотность жидкой фазы пропана при $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет 550 кг/м^3 . Тогда необходимый перепад уровней

$$h_{сл} = \frac{400000 - 230000}{9,8 \cdot 550} + (13 - 20) = 44 - 51\text{ м.}$$

2.2.2. Использование сжатых газов

Если в цистерне создать избыточное давление (по отношению к давлению в заполняемом резервуаре) не растворяющимся в жидкой фазе сжатым газом, то жидкая фаза СУГ будет перемещаться из нее в резервуар (баллон). Для осуществления передавливания цистерну соединяют с резервуаром только жидкостным трубопроводом, а в ее паровое пространство подают технический азот, углекислый газ или какой-нибудь инертный газ под давлением, превышающим упругость насыщенных паров на $0,1-0,15\text{ МПа}$ (рис. 2.3).

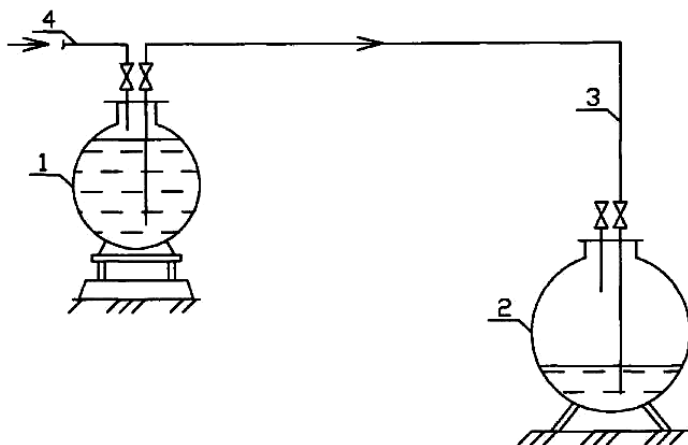


Рис. 2.3. Схема перемещения сжиженных газов с использованием сжатого газа:
 1 – транспортная цистерна; 2 – стационарный резервуар; 3 – жидкостная линия;
 4 – трубопровод сжатого газа.

Причем газ можно подавать через регулятор давления или компрессором. Во избежание образования горючих и взрывоопасных смесей воздух и кислород для перекачивания использовать запрещается.

Если температуры сжиженного газа в сливаемой и наполняемой емкостях равны, то давление сжатого газа должно компенсировать только гидравлические потери в системе слива (0,15–0,2 МПа). Для создания такого давления в опорожняемую цистерну необходимо подать инертный газ объемом

$$V_{\text{ин}} = (1,5-2) V_{\text{ц}},$$

где $V_{\text{ц}}$ – объем сливаемой цистерны, м³.

Для перемещения сжиженного углеводородного газа по данному методу выгодно использовать природный газ, на 95–98 % состоящий из метана. Следует отметить, что растворимость метана в сжиженном газе незначительна. Наличие же в природном газе значительного количества этана, хорошо растворяющегося в пропане, особенно в зимнее время, может привести к переходу этана в жидкость и к увеличению упругости паров сжиженного газа в емкости выше допустимых норм при ее последующем нагреве до

нормальной температуры. Поэтому при сливе содержание этана в природном газе не должно превышать 3–5 %.

Перед повторным заполнением цистерны после выдавливания из нее жидкой фазы оставшуюся газовую смесь, состоящую из сжиженного и других газов (подаваемых для слива), необходимо выпустить в городские газовые сети низкого или среднего давления или в атмосферу.

Достоинства рассматриваемого метода:

- простота схемы;
- отсутствие механизмов с движущимися частями;
- возможность использования различных газов для перекачивания жидкой фазы;
- малые затраты на ремонт и обслуживание, так как не устанавливается дорогостоящее и сложное в эксплуатации оборудование (компрессоры, испарители);
- наполнение баллонов и подача сжиженного газа потребителям не прекращаются при сливе.

Недостатки метода:

- большие потери сжиженных газов при сбросе в атмосферу перед следующим заполнением цистерны;
- необходимость снабжения сжатыми газами для перекачивания.

Поэтому данный метод выгоден при наличии вблизи ГНС источника инертного газа необходимого давления (или газопровода природного газа высокого давления).

Как показали исследования, использовать энергию природного газа экономически целесообразно при удалении ГНС от магистрального газопровода на расстояние до 10–15 км.

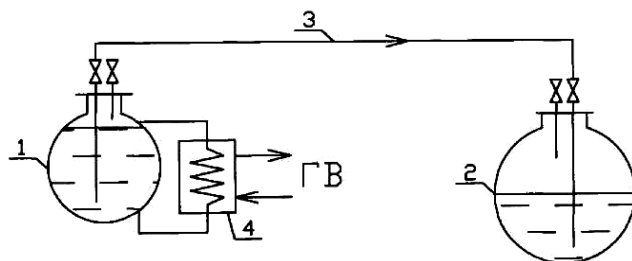
2.2.3. Перемещение с помощью подогрева или охлаждения

Возможен слив сжиженного газа из транспортных цистерн при создании разности температур в опорожняемой и наполняемой емкостях за счет возникающей в них разности давлений. Поскольку трудно прогреть всю массу жидкости в цистерне, то способ можно несколько видоизменить: отдельный сосуд, заполненный сжиженным газом, подогревают и пары, имеющие повышенное давление, направляют в опорожняемую цистерну. Возможен и

другой вариант: жидкая фаза из нижней части цистерны соединяется через подогреватель-испаритель с ее верхней частью (паровым пространством) (рис. 2.4, а). Подогреватель представляет собой змеевик, расположенный на одном уровне с цистерной и обогреваемый водой или паром. При нагреве змеевик действует как термосифон, непрерывно подавая перегретые пары сжиженного газа в цистерну. Эти пары конденсируются на поверхности жидкой фазы, прогревая ее на небольшую глубину и испаряя дополнительное количество жидкости, за счет чего повышается давление в цистерне. Процесс слива в этом случае легко поддается автоматизации. Способ широко применяется в странах Западной Европы.

Разность температур в резервуарах можно создать также и за счет охлаждения жидкой фазы в наполняемой емкости. Для этого заливаемый сжиженный газ пропускается через специальный теплообменник, охлаждаемый холодной водой или охлаждающим раствором (рис. 2.4, б).

а



б

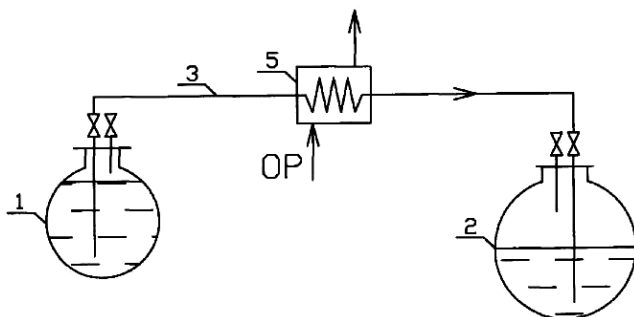


Рис. 2.4. Схемы перемещения сжиженных газов за счет разности температур:

a – с помощью подогрева; *б* – с помощью охлаждения

1 – транспортная цистерна; 2 – стационарный резервуар; 3 – трубопровод жидкой фазы; 4 – подогреватель-испаритель; 5 – теплообменник для охлаждения жидкой фазы

Охлаждать наполняемый резервуар (или баллон) можно также путем сбрасывания из него паровой фазы в газовые сети или атмосферу. При этом происходит интенсивное испарение жидкой фазы, охлаждение газа и, следовательно, падение упругости паров. Возникающий при этом перепад давления оказывается достаточным для перелива сжиженного газа в резервуар (баллон).

Следует отметить, что эффект охлаждения верхнего слоя жидкости при испарении значительно меньше, чем эффект нагрева при конденсации (в 2–4 раза). Это связано с тем, что верхние охлажденные тяжелые слои жидкой фазы опускаются вниз, а при нагреве конденсацией более легкие нагретые слои остаются на поверхности.

Для поддержания требуемого перепада давления 0,15–0,2 МПа необходимо создавать перепад температур в резервуарах для пропана 5–12 °С.

Достоинства данного метода:

- отсутствие механических агрегатов;
- достаточно простая схема для обслуживания;
- возможность автоматизации процесса.

Недостатки метода:

- необходимость постоянного источника подогрева или охлаждения;
- необходимость специальных устройств для транспортных цистерн (на обычных цистернах они отсутствуют);

- невозможность слива всей жидкой фазы и отсоса паров;
- большие потери газа при охлаждении методом сброса паров сжиженного газа в атмосферу и опасность взрыва и пожара при этом.

2.2.4. Перемещение компрессором

Компрессор отсасывает паровую (газовую) фазу из заполняемого резервуара и нагнетает ее в паровое пространство цистерны (рис. 2.5). В результате создается разность давлений и жидкая фаза передавливается из цистерны в резервуар (как при методе перемещения сжатым газом). Нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа имеют повышенную температуру и, соприкасаясь с холодной поверхностью жидкости в цистерне, подогревают ее верхний слой и способствуют испарению и дополнительному повышению давления в цистерне (как при методе перемещения с помощью подогрева). Отсасывание паров из заполняемого резервуара не только снижает давление в нем, но и усиливает испарение и охлаждение жидкости (как при способе перемещения охлаждением), что также ускоряет процесс слива.

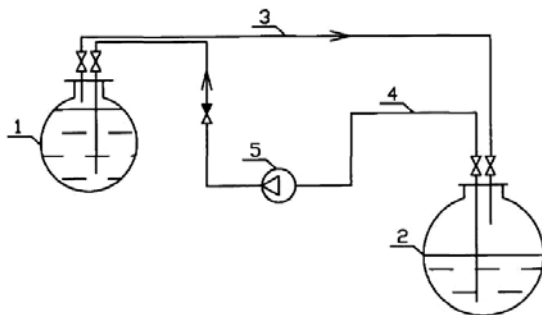


Рис. 2.5. Схема перемещения сжиженного газа с помощью компрессора:
 1 – цистерна; 2 – наполняемый резервуар; 3 – трубопровод жидкой фазы;
 4 – трубопровод паровой фазы; 5 – компрессор

После слива жидкой фазы из цистерны компрессор отсасывает из нее пары и направляет их в резервуар хранилища. Оставшаяся на дне цистерны жидкость при этом полностью испаряется (кроме неиспарившихся остатков и воды), а давление паров снижается до 0,05 МПа.

При выборе компрессора учитывается только повышение давления от конденсации паров в сливаемой цистерне, а эффект охлаждения в наполняемом резервуаре не принимается во внимание, так как он незначителен. Массовая производительность компрессора определяется по формуле

$$G_{\text{к}} = \frac{k_1 \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \sqrt{\tau}},$$

где k_1 – коэффициент, равный 1260–2100;

F – поверхность зеркала конденсации, м²;

ΔP – перепад давления, Па;

r – скрытая теплота парообразования, кДж/кг;

τ – время слива, ч/

Для перекачки паров сжиженных газов используют аммиачные компрессоры одноступенчатого и двухступенчатого сжатия, рассчитанные по механической прочности для работы на давление до 1,6 МПа. Применение воздушных и других компрессоров не допускается. Ввиду отсутствия специализированных компрессоров для перекачки паров сжиженных газов на ГНС широко применяются поршневые прямоточные аммиачные компрессоры АВ-22, АУ-45 производительностью (по пропану) от 58,0 до 806,5 кг/ч и П-110, П-165, П-220 производительностью от 280,2 до 3979,5 кг/ч.

Достоинства метода:

- конструктивная простота схемы;
- высокая производительность (0,3–1,0 м³/мин);
- возможность регулирования скорости слива изменением перепада давлений в цистерне и резервуаре;
- полнота опорожнения цистерн.

Недостатки метода:

- большой расход энергии;
- наличие сложного в эксплуатации агрегата;
- необходимость в трубопроводах паровой и жидкой фазы.

Пример 2.2. Определить производительность компрессора для слива пропана из трех железнодорожных цистерн объемом $V_{\text{ц}} = 51 \text{ м}^3$ при $D_{\text{ц}} = 2,6 \text{ м}$, $L_{\text{ц}} = 10,8 \text{ м}$, диаметре сливных труб $D_{\text{тр}} = 100 \text{ мм}$,

приведенной длине трубопровода $L_{\text{тр}} = 250$ м, времени слива $\tau = 2$ ч. Коэффициент расхода $k_p = 0,8$, $t_b = 0$ °С.

Р е ш е н и е. Определяем скорость жидкости в сливаемом трубопроводе:

$$v_{\text{ж}} = \frac{V \cdot k_p}{F_{\text{тр}} \cdot 3600 \cdot \tau} = \frac{3,51 \cdot 0,8}{0,785 \cdot (0,1)^2 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,17 \text{ м/с.}$$

Находим гидравлическое сопротивление трубопровода:

$$\Delta p_{\text{тр}} = \lambda \frac{L_{\text{тр}}}{D_{\text{тр}}} \cdot \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot v_{\text{ж}}^2}{2} = 0,02 \frac{250 \cdot 528 \cdot 2,17^2}{0,1 \cdot 2} = 62158 \text{ Па} = 0,062 \text{ МПа.}$$

Без детального расчета коэффициент трения принимаем $\lambda = 0,02$.

Учитывая разность уровней, скоростной напор и потери в трубопроводе, перепад давлений в цистерне и резервуаре принимаем

$\Delta p = 0,15$ МПа. Поверхность зеркала конденсации (максимальная)

$$F = D_{\text{ц}} \cdot L_{\text{ц}} = 2,6 \cdot 10,8 = 28,1 \text{ м}^2.$$

Тогда средняя производительность компрессора при $\tau_{\text{ср}} = \tau/2 = 1$ ч составляет

$$G_{\text{ср к}} = \frac{2100 \cdot 28,1 \cdot 0,15}{375 \cdot 1} = 23,6 \text{ кг/ч.}$$

В первые 5 мин (0,083 ч) работы компрессора его производительность должна быть

$$G_{\text{нач к}} = \frac{2100 \cdot 28,1 \cdot 0,15}{375 \cdot \sqrt{0,083}} = 81,2 \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть не менее 23,6 кг/ч и не более 81,2 кг/ч. В реальных условиях по

мере опорожнения цистерны развиваемый компрессором перепад давления будет уменьшаться.

2.2.5. Перемещение с помощью насосов

В настоящее время перекачка сжиженных газов специальными насосами является одним из самых распространенных методов их перемещения. Для перекачки сжиженных газов используют насосы различных видов: вихревые, центробежные, поршневые, шестеренчатые и т. д. На ГНС применяют специально предназначенные для сжиженных газов насосы, а также работающие на «горячих» нефтепродуктах химические насосы, предназначенные для перекачки легко-кипящих жидкостей.

Это наиболее действенный метод перемещения сжиженных газов. При подборе насосов и включении их в работу необходимо учитывать возможность вскипания жидкой фазы во всасывающей линии. Если давление в каком-либо месте жидкостной линии упадет ниже давления в хранилище или температура в ней окажется выше температуры в резервуарах, то немедленно образуется паровая фаза. При пуске насоса давление во всасывающей линии становится ниже упругости паров, соответствующей данной температуре, и происходит интенсивное их образование. Так как предотвратить это без добавочного давления невозможно, то пары приходится удалять самим же насосом, т. е. применять насосы, способные работать на парожидкостной смеси. Для этих условий наиболее подходят насосы вихревого типа, имеющие хорошие эксплуатационные качества. Для них характерны высокий напор, небольшая производительность и малые размеры. Основной недостаток – малый КПД, не превышающий 45 %. Для перекачки сжиженных газов используются специально разработанные для этой цели самовсасывающие вихревые насосы С-5/140 и С-5/140М с подачей 5 м³/ч и напором 140 м столба перекачиваемой жидкости. Данные насосы очень компактны, просты в изготовлении и эксплуатации.

Рассмотрим физическую сторону явлений, происходящих при работе насоса. В смеси сжиженных углеводородных газов имеются компоненты с различной температурой испарения. При пуске насоса падение давления во всасывающем трубопроводе приводит к

вскипанию жидкости, причем сначала испаряются в основном легкокипящие компоненты. В остающейся жидкости увеличивается содержание компонентов с меньшей упругостью паров. Это приводит к снижению давления смеси перед насосом. В результате создается перепад давлений по отношению к опорожняемой цистерне, что обеспечивает поддавливание жидкой фазы к насосу и уменьшение парообразования.

Испарение части сжиженного газа из насоса вызывает охлаждение жидкости, что снижает давление образующихся паров и еще более увеличивает перепад давлений между цистерной и насосом. Этот перепад обеспечивает преодоление гидравлического сопротивления трубопровода и создание у входа в насос некоторого избытка давления, необходимого для его нормальной работы. В самом насосе происходит сжатие парожидкостной смеси, пары конденсируются и после насоса жидкая фаза с повышенным давлением направляется в наполняемый резервуар.

Срыв работы насоса может произойти при большой производительности, когда увеличивается скорость движения жидкости в трубопроводе перед насосом, следовательно, возрастает его сопротивление, давление падает и жидкость вскипает. Срыв работы насоса возможен также при малой производительности. Это связано с увеличением испарения жидкости в насосе, вызванного резким повышением температуры из-за внутренних потерь. Для исключения срыва работы насоса при малой подаче сжиженного газа следует предусматривать байпас, перепускающий жидкость в подающий трубопровод. Байпас необходим также для регулирования давления на выходе из насоса (при использовании для заполнения баллонов).

Таким образом, насосы для перекачки сжиженных газов должны быть устойчивы к кавитации на различных режимах работы. Для исключения вскипания жидкой фазы необходимо, чтобы минимальное давление на всасывающей линии всегда превышало критическое, за которое принимается давление насыщенного пара жидкости (упругость паров).

Для нормальной работы насос должен быть всегда залит перекачиваемой жидкой фазой, т. е. необходим подпор. Создание подпора на всасывающей линии насоса возможно осуществлением заглублиением насосной (как это применяется в ряде зарубежных

стран), поднятием опорожняемого резервуара, установкой газоотделителя-сепаратора и включением специальных устройств, повышающих давление перед насосом (компрессоров, инжекторов, испарителей).

На рис. 2.6 представлена схема перемещения сжиженных газов с помощью насоса и компрессора. Основные технологические операции по этой схеме выполняются насосами. Компрессор используется для отсасывания паров из транспортной цистерны после слива из нее жидкой фазы, для создания подпора перед насосом (при установке несамовсасывающих насосов) или для осуществления сливно-наливных операций в случае выхода из строя основных насосов.

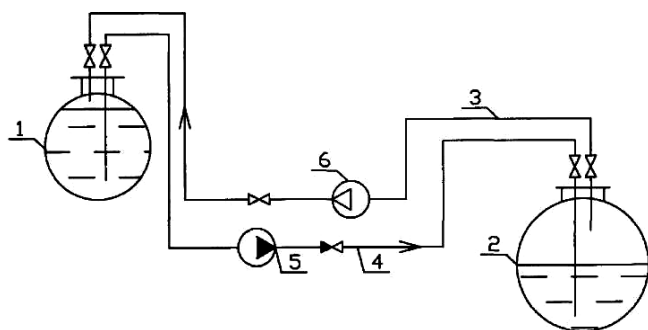


Рис. 2.6. Схема перемещения сжиженных газов с помощью насоса и компрессора:
1 – железнодорожная цистерна; 2 – резервуар хранилища; 3 – трубопровод жидкой фазы; 4 – паровая линия; 5 – насос; 6 – компрессор

Данная схема по сравнению с чисто насосной отличается большей сложностью, высокими энергетическими затратами, капитальными вложениями и эксплуатационными расходами.

Схема перемещения сжиженных газов с помощью насосов и испарителей (рис. 2.7) отличается от рассмотренной выше установкой испарителя вместо компрессора. В ГНС большой производительности предусматривается установка объемных испарителей с паровым пространством. На ГНС небольшой производительности и ГНП можно использовать проточные испарители: форсуночные, змеевиковые, электрические и др. С помощью этих теплообменников-испарителей можно создавать

(повышать) давление, обеспечивающее нормальную работу насосов. Конструкция и технические характеристики данных испарителей будут рассмотрены далее.

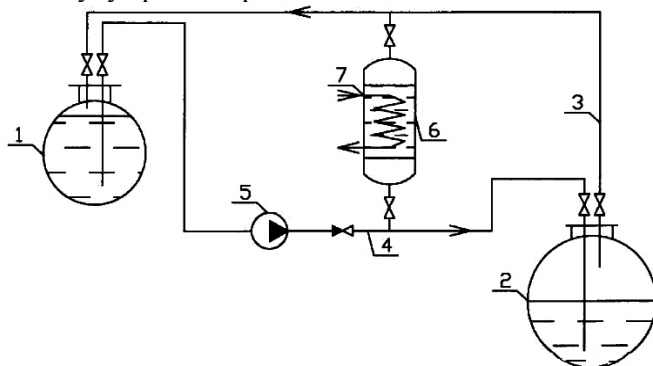


Рис. 2.7. Схема перемещения сжиженных газов с помощью насоса и испарителя:
 1 – железнодорожная цистерна; 2 – резервуар хранения; 3 – паровая линия;
 4 – трубопровод жидкой фазы; 5 – насос; 6 – испаритель; 7 – трубопровод для подачи теплоносителя

В данной схеме в результате установки испарителя расход электроэнергии снижается примерно на 50 %. Кроме того, отпадает необходимость в строительстве специальных зданий, так как насосы и компрессоры можно размещать просто под навесом.

Схема перемещения сжиженных газов с помощью насоса и инжектора представлена на рис. 2.8. Инжектор создает некоторое избыточное давление во всасывающем патрубке насоса. Он работает с помощью части жидкости (до 40–60 %), направляемой с нагнетательной стороны насоса на рециркуляцию. В схему включен напорный сосуд (сепаратор), который обеспечивает постоянный залив жидкостью всасывающего патрубка насоса и сепарацию паровой и жидкой фаз после инжектора. Данная схема имеет замкнутое кольцо циркуляции сжиженного газа: инжектор–сепаратор–насос–инжектор. В этом случае насос работает при относительно постоянном и устойчивом режиме, независимо от интенсивности отбора сжиженного газа. При этом низок КПД, так как половина сливаемого газа направляется на рециркуляцию, имеется большой расход энергии, сложна эксплуатация.

При наличии положительного подпора на линии всасывания (рис. 2.6–2.8) для перекачивания сжиженных газов можно использовать несамовсасывающие центробежные насосы, например, хими-ческие герметичные вертикальные насосы ХГВ. Они имеют производительность от 8,6 до 90,0 м³/ч, создают напор от 50 до 90 м столба перекачиваемой жидкости, минимально допустимый подпор на всасывании (сверх упругости паров) 3–5 м столба жидкости.

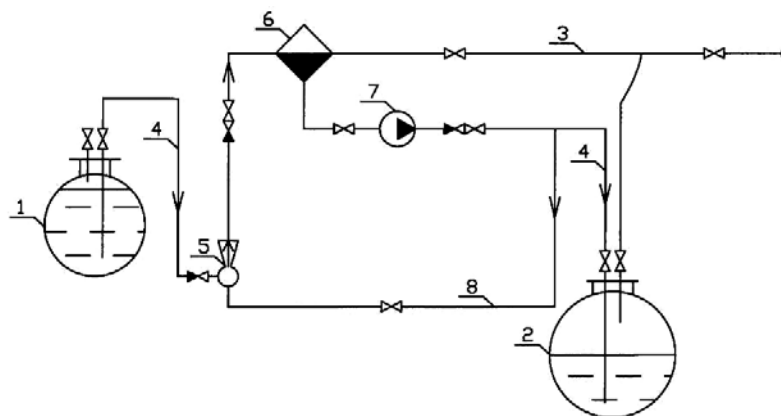


Рис. 2.8. Схема перемещения сжиженного газа насосно-инжекторным методом:
 1 – железнодорожная цистерна; 2 – резервуар хранилища; 3 – паровая фаза;
 4 – трубопровод жидкой фазы; 5 – инжектор; 6 – сепаратор; 7 – насос;
 8 – линия рециркуляции

При перекачке сжиженных газов с помощью насосов уменьшается расход энергии и капитальные затраты по сравнению с использованием компрессоров, но при этом имеется ряд недостатков:

- необходим источник энергии;
- сложна схема обвязки насосов и пуска их в разные периоды года;
- возможен срыв работы насосов;
- велики потери газа на ликвидацию срыва и включение их в работу (продувка насосов со сбросом паров);
- невозможно полное удаление жидкой и паровой фазы из железнодорожных цистерн при сливе;
- низок КПД вихревых насосов;

– насосы, используемые для заполнения баллонов, непригодны для слива цистерн (мала производительность).

2.2.6. Метод вытеснения

При хранении сжиженных газов в подземных хранилищах, например, в соляных пластах на глубине 100–1200 м, применение заглубленных насосов осложняется. В этом случае отбор сжиженного газа из хранилища возможен путем вытеснения его какой-либо инертной жидкой или газообразной средой, что широко применяется в зарубежной практике. Наиболее часто используется рассол.

Подземная емкость сообщается с поверхностью двухколонной системой (обсадная труба и свободно подвешенная в устье скважины колонка) (рис. 2.9).

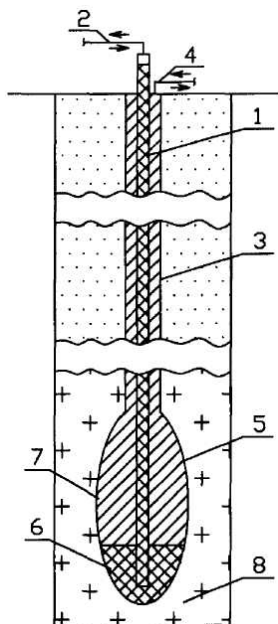


Рис. 2.9. Принципиальная схема подземного хранилища сжиженного газа в соляном пласте:

- 1 – центральная колонна для рассола;
- 2 – рассолопровод;
- 3 – наружная колонна для подачи и отбора сжиженного газа;
- 4 – трубопровод сжиженного газа;
- 5 – подземная емкость;
- 6 – рассол;
- 7 – сжиженный газ;
- 8 – цемент

Сжиженный газ подается в хранилище и отбирается из него по межтрубному пространству. Центральная труба опущена до самого низа хранилища. Так как плотность рассола (1200 кг/м^3) в два раза

больше плотности сжиженного газа, то последний хранится на рас-солной подушке. Для опорожнения подземной емкости (выдача га-за потребителю, заливка цистерн, заправка баллонов и т. д.) достаточно лишь подвести рассол к устью центральной колонны, и под его гидростатическим давлением (1,3 МПа при глубине 100 м) сжиженный газ будет поступать в раздаточный трубопровод с избыточным напором. Далее его можно транспортировать по трубопроводам без применения насосов.

Сжиженный газ закачивается в хранилище под давлением, определяемым противодавлением столба рассола и потерями на трение при движении жидкости по межтрубному пространству и в централь-ной колонне.

Достоинства метода вытеснения:

- простота конструктивного оформления;
- возможность выдать газ в любое время, даже при отсутствии посторонних источников энергии;
- надежность работы всех устройств;
- малые затраты на оборудование и ремонт;
- затраты энергии только на удаление рассола при закачивании газа в хранилище;
- необходимость применения для закачивания только высокопро-изводительных насосов, имеющих высокий КПД;
- возможность одновременного наполнения баллонов и автоцистерн.

Недостатки метода:

- необходимость постороннего источника энергии с достаточной мощностью при сливе;
- необходимость насосов, которые эксплуатируются непостоянно (плохое использование установленных мощностей);
- в цистернах, подводящих сжиженный газ к хранилищу, часть газа остается в виде паров, которые не могут быть удалены в хранилище.

Анализ рассмотренных методов перемещения сжиженных газов показывает, что почти при всех способах довольно большое количество газа (5–8 мас.%) в виде паров остается в сливаемых цистернах и отправляется обратно на завод-поставщик. Эти потери можно уменьшить до минимума (0,3–1,3 мас.%) только с помощью компрессоров. Поэтому необходимо использовать смешанные

методы перемещения сжиженных газов, чтобы недостатки одного метода компенсировались достоинствами других.

Экономически целесообразно технологические схемы перемещения сжиженных газов применять в следующем порядке: испарительная, насосно-испарительная, насосная, насосно-компрессорная, компрессорная.

В странах СНГ на ГНС применяются в основном насосно-компрессорные схемы перемещения сжиженных газов.

2.3. Хранение сжиженных углеводородных газов

Непрерывный рост производства и потребления сжиженных углеводородных газов вызывает необходимость увеличения общего объема хранилищ и усовершенствования способов хранения.

Хранилища сжиженных углеводородных газов необходимы на газо- и нефтеперерабатывающих заводах, на газонаполнительных станциях, для нормальной эксплуатации газопроводов сжиженных газов, для регулирования сезонной неравномерности газопотребления. Мелкие емкости сжиженного углеводородного газа необходимы для коммунально-бытовых нужд, в сельской местности и на транспорте.

Без наличия хранилищ сжиженного газа невозможна непрерывная и надежная работа транспортно-распределительной системы газоснабжения. Это объясняется неравномерностью производства и потребления сжиженных углеводородных газов. Оптимальная работа транспорта возможна только при равномерной нагрузке в течение года. Для обеспечения таких условий работы транспорта и с учетом необходимости создания резервов на случай аварий в отдельных звеньях транспортной системы следует иметь достаточные запасы сжиженного газа.

В зависимости от давления и температуры, при которых хранятся сжиженные углеводородные газы, существуют два основных способа хранения:

- 1) под повышенным давлением и температуре окружающей среды;
- 2) под давлением, близким к атмосферному, и соответствующей низкой температуре (низкотемпературное или изотермическое хранение).

К первой группе относится хранение газа:

- в стационарных наземных, подземных, передвижных резервуарах и баллонах;
- искусственно создаваемых пустотах под землей (подземное хранение).

Ко второй группе:

- в изотермических наземных хранилищах;
- в замороженном грунте (льдогрунтовые);
- в виде твердых брикетов (отвержденные сжиженные газы).

2.3.1. Стационарные резервуары

Для хранения сжиженных углеводородных газов под давлением применяются стальные резервуары цилиндрические и сферические.

Наземные резервуары для хранения пропана, бутана и их смесей рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже 50 °С, а подземные – при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 25 °С.

Цилиндрические горизонтальные резервуары изготавливаются объемом 25, 50, 100, 160, 175 и 200 м³.

Шаровые резервуары применяются в основном для хранения бутана. Они имеют меньшую металлоемкость.

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашивают в светлый цвет, оборудуют тенью кожухами или располагают под навесом из несгораемых материалов. В этом случае температура внутри резервуара не поднимается выше температуры наружного воздуха. Подземные резервуары покрывают противокоррозионной изоляцией и засыпают песком.

Каждый резервуар оборудуется люками: ремонтным и вентиляционным. Люк-лаз имеет диаметр 0,45 м, а люк для вентиляции – 0,2 м. От люка-лаза внутри горизонтального резервуара установлена стремянка для осмотра емкости.

Стационарные резервуары базы хранения, работающие под давлением, оборудуются трубопроводами для налива и слива жидкой фазы, отсоса и подачи паровой фазы, указателями уровня жидкой фазы и давления паровой фазы, предохранительными клапанами, термометрами для замера температуры жидкой фазы, устройствами

для продувки резервуара паром или инертным газом и удаления из него воды и тяжелых остатков, устройством для отбора жидкой и паровой фаз. Кроме того, на наполнительно-расходном трубопроводе резервуара устанавливается скоростной клапан, который автоматически отключает трубопровод при его разрыве или другой аварии на нем, приводящей к выбросу из резервуара большого количества сжиженного газа. Если имеется отдельный наполнительный трубопровод, то на нем устанавливается обратный клапан, предотвращающий возможность обратного тока жидкой фазы. На каждом резервуаре имеется не менее двух пружинных предохранительных клапанов (рабочего и контрольного), снабженных устройствами для контрольной продувки.

На наземных резервуарах все отключающиеся устройства располагаются в непосредственной близости от штуцеров. На подземных резервуарах отключающие устройства, предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы должны находиться выше уровня земли. Сливной трубопровод жидкой фазы присоединяется к низу резервуара при наземной установке и в его верхней части при подземном размещении резервуара. Штуцер для спуска воды должен быть оборудован незамерзающим клапаном.

Конструкция, схема установки и обвязки наземного и подземного цилиндрических резервуаров объемом 25 и 50 м³ приведены на рис. 2.10 и 2.11.

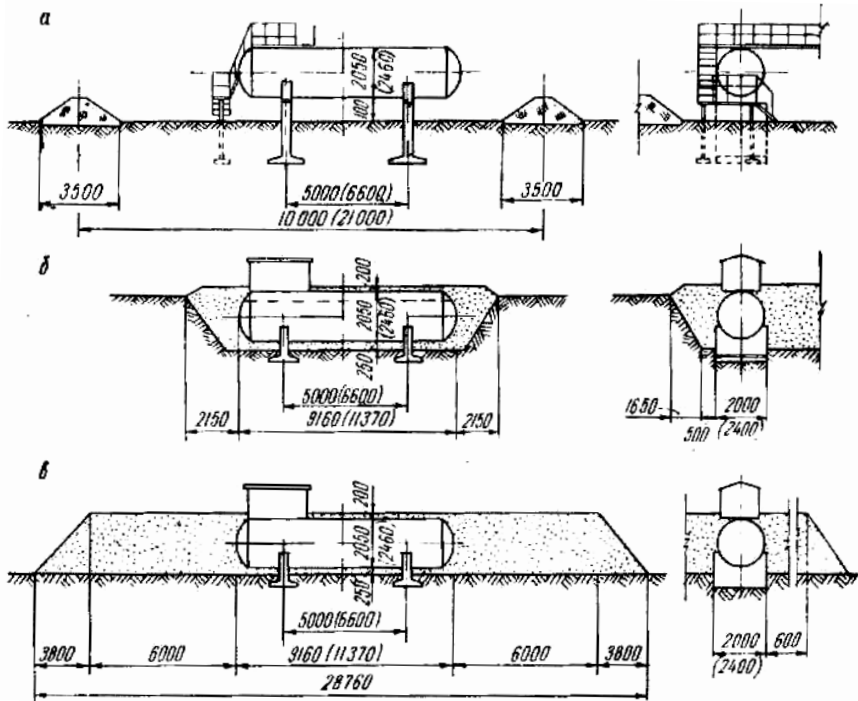


Рис. 2.10. Принципиальные установки наземных и подземных цилиндрических резервуаров емкостью 25 и 50 м³:
 а – наземный; б – подземный; в – наземный обсыпанный

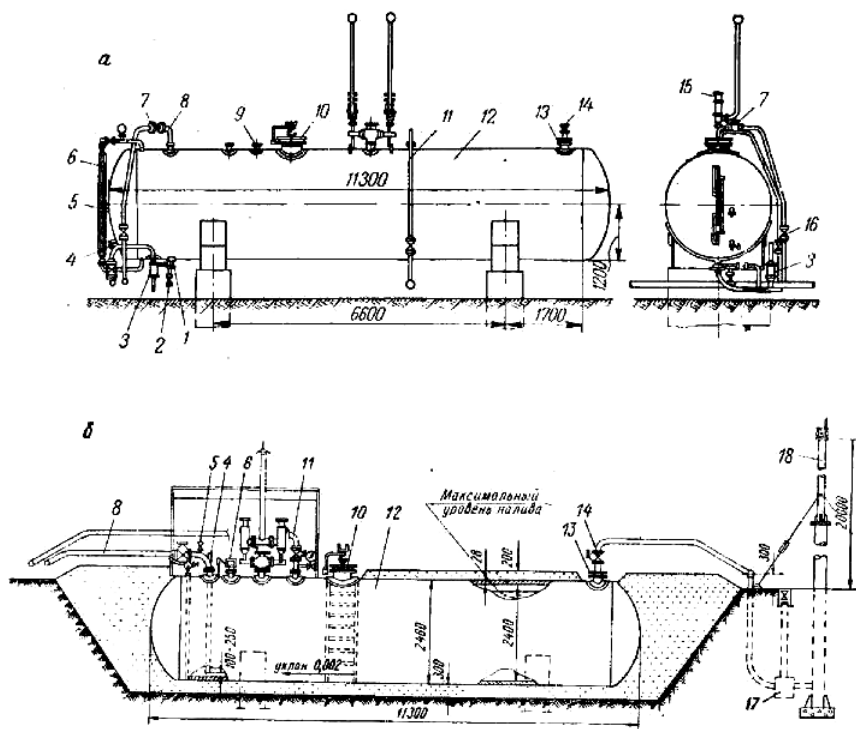


Рис. 2.11. Конструкция и схема обвязки наземного (а) и подземного (б) цилиндрических резервуаров:

1 – дренажный незамерзающий клапан; 2 – запорный вентиль; 3 – скоростной клапан на расходном трубопроводе жидкой фазы; 4 – карман для термометра; 5 – вентиль для отбора пробы; 6 – указатель уровня жидкой фазы; 7 – обратный клапан; 8 – трубопровод для заполнения резервуара; 9 – штуцер для установки сигнализатора предельного уровня; 10 – люк для осмотра резервуара; 11 – трубопровод паровой фазы; 12 – стальной цилиндрический резервуар; 13 – люк для вентиляции резервуара; 14 – проходной стальной кран; 15 – предохранительные клапаны; 16 – проходной кран; 17 – конденсатосборник; 18 – свеча с устройством для поджигания паров сжиженного газа при продувках и опорожнении резервуаров перед ремонтом

Пропускная способность предохранительных клапанов (рабочего и контрольного) должна быть такой, чтобы давление паров сжиженного газа в резервуаре не превышало рабочее более чем на 15 %. Высокое давление в резервуаре может возникнуть за счет: нагрева последнего солнцем, при пожаре и т. д.; отсутствия или недостатка парового пространства; наполнения резервуара

сжиженным газом с упругостью паров большей, чем предусмотрено; подачи жидкой фазы в уже заполненный резервуар насосами и других ошибок обслуживающего персонала. Предохранительные клапаны обеспечивают сброс паровой фазы для снижения давления в резервуаре.

При выборе клапана его пропускная способность рассчитывается по формуле

$$G = 2200 \cdot F \cdot P \cdot \sqrt{M/T} ,$$

где G – массовая пропускная способность клапана, кг/ч;

F – рабочее сечение клапана, см²;

P – абсолютное давление в момент открытия клапана ($P = 1,15 P_{\text{раб}}$), МПа;

M – молекулярная масса газа, кг/кмоль;

T – температура жидкой фазы, К.

Предохранительные клапаны устанавливаются непосредственно на резервуарах, при этом установка запорных органов между резервуаром и клапаном не допускается. Можно монтировать сдвоенные предохранительные клапаны с помощью трехходового крана, что обеспечивает их поочередное или одновременное включение и исключает их одновременное отключение.

Для оперативного контроля уровня сжиженного газа в резервуарах используются указатели уровня (уровнемеры). Они бывают следующих типов: с постоянными трубками, с мерным стеклом, с поворотной или скользящей трубкой, поплавковые, магнитные, электронные, радиоактивные и др. Уровнемеры используются также для учета количества сжиженного газа в хранилище. Учет ведется по массе как величине, не зависящей от колебания давления и температуры газа. Объемные счетчики для сжиженных газов не используются, постоянное взвешивание газа, поступающего по трубопроводу, также не производится. Поэтому применяется объемный способ, основанный на замерах уровня сжиженного газа в резервуарах с учетом поправки на изменение его плотности в зависимости от давления и температуры.

Одним из самых распространенных является указатель уровня с постоянными трубками. Он состоит из нескольких трубок (обычно три, но может быть и больше), погруженных внутрь резервуара на

разную глубину, причем одна из них – трубка предельного уровня. На каждой трубке установлен угловой вентиль. При заполнении резервуара вентиль на трубке предельного уровня каждые 3–5 мин полностью открывается и жидкая фаза наливается до тех пор, пока из вентиля не появится туманообразная струя жидкости. Считается, что жидкая фаза не должна полностью занимать объем наземного резервуара при температуре 55 °С, а подземного – при температуре 41 °С. Практически степень заполнения для наземных резервуаров принимается 0,85, для подземных – 0,9.

Кроме трубки предельного уровня в уровнемер входят трубки процентного наполнения, например 25 или 50 % (при трех трубках) или через каждые 10 %. Для данного уровнемера характерны неточность замера (погрешность до 10, 35 % в зависимости от количества трубок) и наличие потерь сжиженного газа при наполнении резервуара и проверке наличия газа.

2.3.2. Баллоны

Баллоны представляют собой простейшие сосуды вместимостью до 120 л, предназначенные для хранения и перевозки сжиженных газов при рабочей температуре стенок баллона от –40 до +45 °С и давлении до 1,6 МПа.

В странах СНГ используются баллоны объемом 12, 27 и 50 л, баллоны для автомашин, работающих на сжиженном газе, 102 и 250 л, а также малолитражные баллоны объемом 1 и 5 л.

Баллон (рис. 2.12) состоит из сварной обечайки, двух штампованных днищ, защитного колпака или воротника, горловины, подкладных колец и башмака. В горловину вворачивается вентиль угловой или клапанного типа.

Баллоны вместимостью 5 л изготавливаются без обечайки, т. е. сваренными из двух штампованных днищ. Баллоны объемом 50 л комплектуются специальными защитными колпаками. В баллонах вместимостью 5, 12 и 27 л вместо колпака применяется защитный воротник, конструкция которого облегчает и упрощает процессы механизации наполнения и ремонтных работ (не надо сворачивать колпак, наличие отверстий в воротнике дает возможность использовать их для захватов на поточной линии), а также дает

возможность многоярусной установки баллонов, что уменьшает площадь хранения и перевозки.

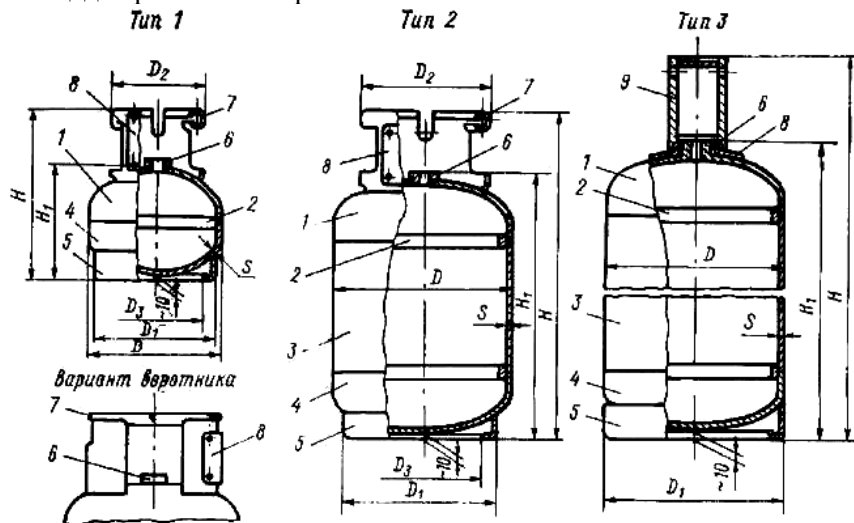


Рис. 2.12. Баллоны для сжиженных газов:

- 1 – днище верхнее; 2 – подкладное кольцо; 3 – обечайка; 4 – днище нижнее;
5 – башмак; 6 – горловина; 7 – воротник; 8 – паспортная таблица; 9 – колпак

Каждый баллон должен быть окрашен красной масляной или эмалевой краской, поверх которой белой краской делается надпись «пропан–бутан».

На баллонах около горловины должны быть четко выбиты следующие данные: наименование или марка завода-изготовителя, тип и номер баллона, фактическая масса баллона, дата (месяц и год) изготовления (испытания) и следующего освидетельствования, пробное гидравлическое давление (МПа), рабочее давление (МПа), объем баллона. На баллонах объемом 5 л, а также на баллонах с толщиной стенки менее 5 мм эти данные разрешается указывать на пластинке, припаянной к баллону, или наносить эмалевой или масляной краской.

Баллоны вместимостью 5, 12 и 27 л комплектуются запорными регулирующими клапанами типа КВ, а баллоны объемом 50 л – вентилями ВВ. Запорные устройства баллонов должны обеспечивать: герметичное отключение внутренней полости баллона от атмосферы;

максимальную скорость заполнения его жидкой фазой; автоматизацию заполнения баллонов; высокую степень надежности в работе.

Клапан запорно-регулирующей КБ относится к группе самозапорных клапанов, являющихся неотъемлемой частью газового баллона, обеспечивающих закрытие и открытие баллонов при их заправке и расходе газа. Он также осуществляет первую ступень редуцирования давления газа в сочетании с регулятором типа «Балтика».

Вентиль ВБ рассчитывается на то же рабочее давление, что и баллоны. Боковой штуцер вентиля для подсоединения регулятора давления должен снабжаться заглушкой и иметь левую резьбу.

2.3.3. Подземные хранилища

За рубежом получил распространение метод хранения сжиженных газов в подземных естественных пустотах (в освобождаемых объемах соляных пластов, отработанных шахтах и др.). Такие хранилища (см. рис. 2.9) эффективны при необходимости хранения большого количества сжиженного газа. Процесс вымывания пласта достаточно прост. Вода подается насосом через эксплуатационную колонну в пласт соли, образовавшийся рассол направляется в специальный отстойник, а сжиженный газ закачивается в образовавшуюся полость хранилища. Следует отметить, что каменная соль имеет высокий предел прочности (25–30 МПа) и не влияет на качество хранящегося сжиженного углеводородного газа. С увеличением давления каменная соль резко повышает свои пластические свойства, особенно при смачивании. В этом случае капиллярные трещины в кристаллах закрываются, что приводит к значительному повышению предела прочности на растяжение. Сжиженный углеводородный газ в подземных хранилищах в соляных отложениях хранится на подушке рассола (см. п. 2.2).

При хранении сжиженного газа в подземных пустотах могут использоваться и безрассольные схемы. В этом случае в качестве рабочего вещества используются газы (в том числе природный), нейтральные к сжиженным углеводородным газам. Рабочее

вещество не должно конденсироваться в хранимом продукте, вступать с ним в химическое взаимодействие, растворяться в сжиженном газе и образовывать взрывоопасные смеси. Целесообразно использовать азот, выхлопные и топочные газы, а иногда и продукты сгорания хранимого газа. При наличии вблизи хранилища магистрального газопровода можно использовать природный газ. Газообразное рабочее вещество закачивается по межтрубному пространству, а отбирается по цент-ральной колонне. Аналогично закачивается и сжиженный газ.

Сопоставление капитальных вложений и затрат труда и металла на сооружение хранилищ для сжиженного газа показывает экономическую эффективность хранения газа в подземных выработках, так как наиболее распространенному методу хранения сжиженного газа в стальных резервуарах под повышенным давлением присущ ряд недостатков, основные из которых – потребность в большом количестве металла (600 кг на 1 т хранимого газа), большие капиталовложения при строительстве, а также значительные эксплуатационные расходы. В подземных хранилищах сжиженный газ хранится под большим давлением и практически без потерь; качественные изменения состава газа практически не имеют места; отсутствие коррозии увеличивает время службы хранилища на очень длительный срок. Вместе с тем экономится место на поверхности земли и исключается опасность пожаров и взрывов. Кроме того, подземные хранилища более надежны по сравнению с наземными резервуарами в сейсмических районах.

В странах СНГ имеются большие возможности для организации подземного хранения сжиженного газа в отложениях каменной соли и в различных природных выработках.

2.3.4. Наземные изотермические резервуары

Хранилище представляет собой стальной тонкостенный резервуар большого объема (до 50000 м³) цилиндрической формы со сводчатой или конусной крышей. Наружная поверхность его теплоизолируется. Стальные хранилища могут быть как в наземном, так и в заглубленном исполнении. Поддержание низкой температуры (–42 °С) осуществляется путем испарения части сжиженного газа и

сброса паров в газовые сети или специальной холодильной установкой. Ввиду хорошей теплоизоляции поверхности резервуара поступление тепла через нее незначительно и вызывает испарение 0,3–0,5 % объема хранящейся жидкости в сутки.

Различают три основных типа технологических схем изотермического хранения сжиженных газов:

- с комплексной холодильной установкой;
- с буферными емкостями;
- с промежуточным охлаждением.

Идея изотермического хранения – при низких температурах и давлении близком к атмосферному, при помощи циркуляционных холодильных циклов – остается неизменной, а различие состоит только в методе залива «горячих» сжиженных газов в изотермический резервуар.

Принципиальная технологическая схема изотермического хранилища с комплексной холодильной установкой представлена на рис. 2.13. «Горячий» продукт (например, сжиженный газ из железнодорожных цистерн) поступает по трубопроводу 1 и дросселируется в изотермический резервуар 2 с падением температуры и давления. Пары, образовавшиеся в резервуаре за счет поступления «горячей» жидкости и теплопритока извне, подаются по трубопроводу 3 компрессором 4 в холодильный агрегат 5, где они охлаждаются со снятием перегрева, полученного при сжатии в компрессоре, и конденсируются при неизменном давлении в результате отвода тепла охлаждающей водой. Конденсат дросселируется в вентиле 6 до давления, соответствующего режиму хранения, подается в резервуар и цикл завершается.

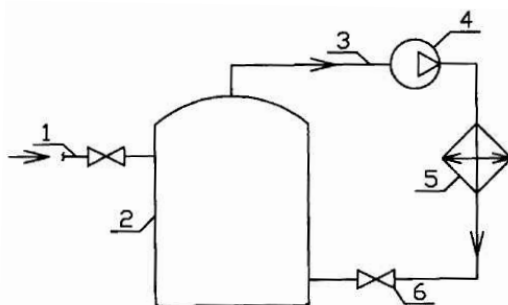


Рис. 2.13. Схема изотермического хранилища с комплексной холодильной установкой:

1 – трубопровод для залива «горячего» продукта; 2 – изотермический резервуар; 3 – трубопровод для отбора паров сжиженного газа из резервуара; 4 – компрессор; 5 – холодильный агрегат; 6 – дроссель-вентиль

Процесс хранения осуществляется при постоянных температуре и давлении с образованием паров в результате притока тепла извне через ограждающие конструкции резервуара. Компрессорно-холодильное оборудование монтируется либо в виде отдельных агрегатов, обслуживающих циклы хранения и заполнения, либо (при малой интенсивности залива «горячего» сжиженного газа) в одном агрегате.

Для определения необходимой производительности циркуляционной холодильной установки необходимо знать тепловую нагрузку на холодильную машину. В общем случае она зависит от суммарных теплопоступлений в изотермический резервуар:

$$Q_{\text{т}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4,$$

где $Q_{\text{т}}$ – суммарный приток тепла в резервуар, кВт;

Q_1 – количество тепла, вносимое поступающим на хранение «горячим» продуктом, кВт;

Q_2 – теплоприток в резервуар через ограждающие конструкции, кВт;

Q_3 – количество тепла, поступающее через изолированные поверхности трубопроводов, кВт;

Q_4 – прочие теплопритоки, не поддающиеся точному расчету, кВт.

Теплопоступления с заливаемым в резервуар «горячим» сжиженным газом определяются по формуле

$$Q_1 = \frac{v_{\text{ц}} \cdot c_{\text{ж}} \cdot (t_{\text{ц}} - t_{\text{п}})}{3600}, \quad (2.2)$$

где $v_{\text{ц}}$ – скорость слива сжиженного газа в изотермический резервуар, кг/ч;

$c_{\text{ж}}$ – теплоемкость жидкой фазы, кДж/(кг °С);

$t_{ц}$ и $t_{п}$ – температура жидкой фазы в сливаемых цистернах и изотермическом резервуаре, °С.

Приток тепла из внешней среды через ограждающие конструкции резервуара

$$Q_2 = k \cdot F \cdot (t_{o.c} - t_{п}),$$

где k – общий коэффициент теплопередачи от наружного воздуха к хранимому сжиженному газу, Вт/(м²·К);

F – поверхность теплопередачи по внутренним размерам резервуара, м²;

$t_{o.c}$ – температура наружного воздуха, °С.

С достаточной для практических целей точностью теплоприток в резервуар через поверхность может быть определен по формуле

$$Q_2 = \frac{(0,03 - 0,05) \cdot M \cdot r}{24 \cdot 3600}, \quad (2.3)$$

где 0,03–0,05 – доля сжиженного газа, испаряющегося в сутки за счет тепlopоступлений из окружающей среды;

M – масса хранящегося в резервуаре сжиженного газа, кг;

r – скрытая теплота парообразования жидкой фазы, кДж/кг.

Количество тепла, вносимое через изолированные поверхности трубопроводов, составит

$$Q_3 = \frac{2\pi \cdot (t_{o.c} - t_{тп}) \cdot L}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot R_1} + \frac{1}{\lambda} \cdot \ln \frac{R_2}{R_1} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot R_2}},$$

где $t_{тп}$ – температура жидкой фазы в трубопроводе, °С;

L – длина трубопровода, м;

α_1 – коэффициент теплоотдачи от воздуха к трубе, Вт/(м²·К);

α_2 – коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубы к жидкости, Вт/(м²·К);

R_1, R_2 – внутренний и наружный радиусы тепловой изоляции трубы, м;

λ – коэффициент теплопроводности теплоизоляции трубы, Вт/(м·К).

Теплопоступления, не поддающиеся точному расчету, определяются как доля от двух первых составляющих:

$$Q_4 = b \cdot (Q_1 + Q_2), \quad (2.4)$$

где $b = 0,10-0,12$ для $Q_2 \leq 60$ кВт; $b = 0,06-0,08$ для Q_2 от 60 до 290 кВт и $b = 0,04-0,062$ для $Q_2 \geq 290$ кВт.

Основное количество тепла в хранилище поступает с жидкой фазой, подаваемой для наполнения резервуара из транспортных цистерн или трубопроводов. Соотношения капиталовложений и эксплуатационных расходов находятся в линейной зависимости от интенсивности заполнения резервуара и прямо возрастают с повышением производительности сливных устройств.

Из формулы (2.2) видно, что уменьшить мощность холодильной установки можно только за счет снижения скорости наполнения резервуара. Обычно при сливе трех железнодорожных цистерн она равна 33–35 т/ч, что требует очень мощных холодильных установок, работающих всего несколько часов в сутки (только при сливе). В остальное время холодильные установки нужны только для сжижения газа, испаряющегося в резервуаре, что составляет 0,3–0,5 % массы хранящегося в резервуаре сжиженного газа.

Для уменьшения мощности холодильных установок необходимо снизить скорость слива, но это вызовет простой цистерн. Поэтому для снижения расходов на строительство и эксплуатацию изотермических хранилищ сжиженных газов используется схема с буферными емкостями – толстостенными стальными резервуарами, работающими под давлением, соответствующим условиям наружной температуры (рис. 2.14). Поступающий в хранилище сжиженный газ сливают из железнодорожных или автомобильных цистерн по трубопроводу 1 в буферные емкости 2. Затем из них по трубопроводу 3 через дроссель-вентиль осуществляется перекачка жидкой фазы в изотермический резервуар 4 с меньшей скоростью, соответствующей производительности установленного холодильного оборудования 7. Таким образом, теплотехническая сущность процесса аналогична описанной в предыдущей схеме. Разница заключается во времени наполнения изотермического

резервуара, т. е. в сравнительном уменьшении скорости залива «горячего» продукта и, следовательно, снижении мощности установленного холодильного агрегата и связанных с его эксплуатацией расходов. Однако при этом появляются дополнительные расходы на буферные емкости, которые возрастают со снижением скорости поступления сжиженного газа в изотермический резервуар.

Таким образом, в рассматриваемой схеме должно существовать оптимальное соотношение между объемом буферного резервуара и мощностью холодильной установки, при котором приведенные затраты на строительство и эксплуатацию хранилища будут минимальными.

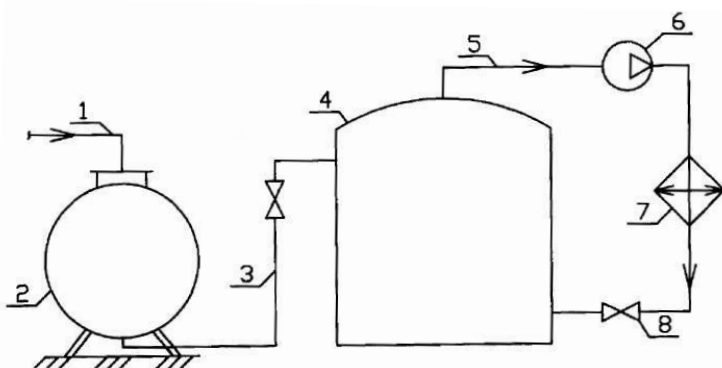


Рис. 2.14. Схема изотермического хранилища с буферными емкостями:

1 – сливной трубопровод жидкой фазы из железнодорожных цистерн; 2 – буферная емкость; 3 – наполнительный трубопровод изотермического резервуара; 4 – изотермический резервуар; 5 – трубопровод паровой фазы; 6 – компрессор; 7 – холодильник-конденсатор; 8 – дроссель-вентиль

конденсатор; 8 – дроссель-вентиль

Как отмечалось ранее, одним из главных факторов, влияющих на удорожание изотермического хранилища, является мощность холодильной установки цикла наполнения, расходуемая на отвод тепла, поступающего в резервуар с «горячим» сжиженным газом. Снизить эти расходы можно, как было показано выше, увеличением времени обработки «горячего» продукта путем введения в схему

буферной емкости. Другой путь – охлаждение заливаемого «горячего» газа с помощью отбираемого из изотермического резервуара сжиженного газа (или промежуточного хладоносителя, хранимого в изотермическом резервуаре вместе с продуктом).

Схема изотермического хранилища с промежуточным охлаждением представлена на рис. 2.15. «Горячий» продукт, проходя по линии 1 через теплообменник 2, охлаждается встречным потоком сжиженного газа (или промежуточного хладоносителя) до некоторой температуры. После теплообменника продукт проходит через дроссель 3 со снижением давления и температуры до значений, соответствующих условиям хранения, и поступает в изотермический резервуар 4. Теплотехническая сущность процесса хранения остается неизменной.

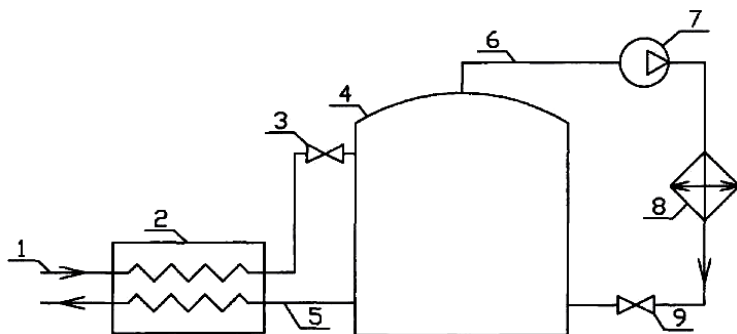


Рис. 2.15. Схема изотермического хранилища с промежуточным охлаждением:
1 – сливной трубопровод жидкой фазы из железнодорожных цистерн; 2 – теплообменник; 3 – дроссель; 4 – изотермический резервуар; 5 – трубопровод отбора сжиженного газа из резервуара; 6 – трубопровод паровой фазы; 7 – компрессор; 8 – холодильная установка; 9 – дроссель-вентиль

Таким образом можно снизить необходимую мощность холодильной установки цикла заполнения, так как уменьшается количество образующихся в результате дросселирования паров и обработка «горячего» продукта идет частично за счет использования холода, аккумулированного отбираемым из резервуара сжиженным газом (или промежуточным хладоносителем). Чем ниже температура охлаждения «горячих» газов, тем меньшая требуется мощность и соответственно ниже стоимость холодильной установки. Но это, в

свою очередь, приводит к увеличению поверхности теплообменного оборудования и повышению его стоимости.

Следовательно, в рассматриваемой схеме необходимо выбирать оптимальное соотношение между температурой промежуточного охлаждения и скоростью залива «горячего» продукта, которое приводит к минимальным затратам на строительство и эксплуатацию хранилища.

Хранение сжиженных газов в наземных изотермических резервуарах позволяет сэкономить металл, уменьшить разрывы между хранилищами и зданиями, т. е. удешевить строительные работы, снизить взрывоопасность (пониженное давление уменьшает вероятность утечек). Низкая температура жидкой фазы оказывает тормозящее действие на процесс горения. Опыты показали, что интенсивность горения пропан-бутановых смесей в этом случае составляет не более 25 % интенсивности горения при нормальной температуре.

Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов весьма перспективно, хотя здесь требуются дополнительные расходы на сооружение холодильных установок и теплоизоляцию стенок резервуаров.

Пример 2.3. Определить мощность холодильной установки для обеспечения работы изотермического резервуара емкостью 1200 т при поступлении по железной дороге шести цистерн сжиженного пропана в сутки. Скорость слива 35 т/ч, температура наружного воздуха 20 °С.

Решение. Поступление тепла с жидкой фазой из железнодорожных цистерн по формуле (2.2)

$$Q_1 = \frac{35000 \cdot 2,23 \cdot [20 - (-42)]}{3600} = 1344,2 \text{ кВт.}$$

Приток тепла из окружающей среды через ограждающие конструкции резервуара по формуле (2.3)

$$Q_2 = \frac{0,05 \cdot 1200000 \cdot 426}{24 \cdot 3600} = 295,8 \text{ кВт.}$$

Неучтенные тепlopоступления по выражению (2.4)

$$Q_4 = 0,1 \cdot (1344,2 + 295,8) = 164 \text{ кВт.}$$

Мощность холодильной установки

$$Q_y = 1344,2 + 295,8 + 164 = 1804 \text{ кВт.}$$

Пример 2.4. Для условий предыдущего примера при наличии на базе хранения промежуточного резервуара определить мощность холодильной установки и емкость этого резервуара.

Решение. Поступление тепла в изотермический резервуар из окружающей среды остается таким же, т. е. $Q_2 = 295,8$ кВт.

Поступление тепла с жидкой фазой из промежуточного резервуара при условии равномерной перекачки в течение суток составит

$$Q_1 = \frac{6 \cdot 22000 \cdot 2,23 \cdot [20 - (-42)]}{24 \cdot 3600} = 211,2 \text{ кВт.}$$

Неучтенные тепlopоступления

$$Q_4 = 0,1 \cdot (211,2 + 295,8) = 50,7 \text{ кВт.}$$

Тогда мощность холодильной установки

$$Q_y = 211,2 + 295,8 + 50,7 = 557,7 \text{ кВт.}$$

т. е. в 3,2 раза меньше, чем в предыдущем примере.

Время, в течение которого будут слиты шесть цистерн в промежуточный резервуар:

$$\tau = \frac{G_{ц}}{v_{ц}} = \frac{6 \cdot 22000}{35000} = 3,77 \text{ ч,}$$

т. е. 3 ч и 46 мин.

При равномерном сливе сжиженного газа в изотермический резервуар в течение часа будет поступать

$$v_p = \frac{G_{ц}}{24} = \frac{6 \cdot 22000}{24} = 5500 \text{ кг/ч.}$$

Следовательно, промежуточный резервуар должен вмещать не менее

$$G_{\text{пр.п}} = G_{\text{ц}} - v_{\text{п}} \cdot \tau = 132000 - 5500 \cdot 3,77 = 111265 \text{ кг.}$$

При плотности пропана при 20 °С $\rho_{\text{ж}} = 492 \text{ кг/м}^3$ и степени заполнения $\sigma = 0,85$ объем составит

$$V_{\text{пр.п}} = \frac{111265}{492 \cdot 0,85} = 266 \text{ м}^3.$$

2.3.5. Хранение сжиженных углеводородных газов в замороженном грунте

Сжиженный углеводородный газ можно хранить в замороженном грунте при давлении до 2500 Па. Хранилище представляет собой котлован, вырытый в земле и покрытый герметичной изолированной изнутри алюминиевой крышей (рис. 2.16).

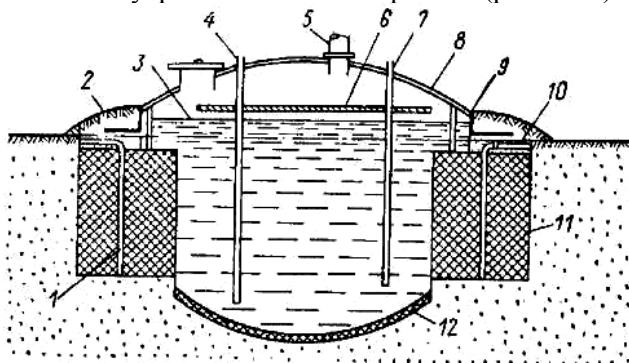


Рис. 2.16. Схема льдогрунтового изотермического хранилища:

- 1 – морозильные трубы; 2 – песчаная подсыпка; 3 – уровень жидкой фазы; 4 – трубопровод для закачки газа; 5 – дыхательная труба; 6 – струйные насадки; 7 – трубопровод для отбора жидкой фазы; 8 – крыша резервуара; 9 – пояс из нержавеющей стали; 10 – теплоизоляция; 11 – льдогрунтовая оболочка; 12 – изоляция

Температура жидкой фазы в хранилище составляет для пропана около -42 °С. Перед отрывом котлована грунт вокруг него замораживается при помощи нагнетаемого в землю сжиженного пропана через специальную круговую систему перфорированных

труб. Когда граница замороженного грунта достигает диаметра будущего хранилища, начинают рыть котлован. После замораживания грунта по всей глубине будущего котлована прекращается подача сжиженного пропана. Во время замораживания поверхность земли в районе укладки труб теплоизолируют.

Хранилище вначале заполняется нейтральным по отношению к газу и к воздуху хладагентом (например, сжиженным азотом) во избежание образования взрывоопасной смеси. Интенсивное испарение азота приводит к переохлаждению стенок и снижает потери сжиженного газа при начальном заполнении хранилища.

Хранилище имеет два трубопровода для закачки и отбора сжиженного газа и трубу, снабженную дыхательными клапанами. Заполняется оно до уровня 0,6 м от верха котлована. Объем хранилища не должен быть больше 30000 м³.

Большинство грунтов в замороженном состоянии пригодно для сооружения льдогрунтовых хранилищ сжиженного газа. При очень сухих грунтах может потребоваться предварительная пропитка его водой перед замораживанием.

Хранение сжиженных углеводородных газов в подземном котловане с замороженным грунтом дешевле по сравнению с хранением в наземных изолированных резервуарах или подземных пустотах. Потери сжиженного газа через грунт отсутствуют, а потери от испарения за счет тепла, поступающего из грунта, не выше чем в наземном изотермическом резервуаре такого же объема (0,5 % в сутки от массы хранимого газа). Испарившийся газ можно использовать в качестве топлива или вернуть в хранилище с помощью холодильной установки.

2.3.6. Хранение сжиженных углеводородных газов в отвержденном состоянии

Значительный интерес представляет хранение сжиженных газов в виде твердых брикетов. Брикетированные (отверделые) газы представляют собой ячеистую высококонцентрированную эмульсию, в которой одна из жидкостей является сжиженным газом, а вторая – полимером. Полимеризуясь, эта жидкость образует ячейки твердого

вещества, напоминающие пчелиные соты. Сжиженный газ закупоривается в этих ячейках, и вся масса принимает свойства твердого тела. Внешне она представляет собой цилиндрические брикеты белого или желтого цвета. Плотность их практически равняется плотности исходного сжиженного газа. Содержание сжиженного газа (в виде жидкости) в брикете составляет около 95 %, остальное – вещества, образующие структуру брикета. Размеры ячеек в брикете соответствуют размерам капель в эмульсии при изготовлении и для разных эмульсий колеблются в широких пределах – от 0,5 до 5 мкм.

С целью предохранения брикетов от внешних повреждений и уменьшения потерь сжиженного газа за счет испарения на их поверхность наносят слой раствора поливинилового спирта. После вы-сыхания на брикетах образуется прочная пленка и в таком виде они сохраняются длительное время. Брикеты массой 200, 400 и 800 г упаковываются в коробки из плотной бумаги или картона и поступают к потребителю.

Опыт хранения брикетов в полевых (в засыпанных ямах на глубине 1,1 м) и складских условиях, в морских и речных водоемах при различных температурах показал, что они не изменяются в течение многих лет.

Хранение сжиженных газов в отвержденном состоянии не требует расхода металла и дорогостоящих хранилищ.

За рубежом широко применяется метод отверждения сжиженных углеводородных газов капсулированием, при котором получают шарики диаметром около 5 мм с прозрачной оболочкой, изготавливаемой из полиэтилена, желатина или альгината. Оболочка составляет всего 2 % от массы капсулы. Из капсул сжиженный газ легко извлекается при раздавливании их прессом или центрифугой.

2.4. Основные технологические схемы газонаполнительных станций

Как отмечалось ранее, наибольшее распространение в странах СНГ получили газонаполнительные станции, имеющие насосно-компрессорную схему перемещения сжиженных газов.

На рис. 2.17 показана распространенная технологическая схема ГНС с подземной установкой резервуаров хранилища. На станции устанавливаются четыре горизонтальных цилиндрических резервуара вместимостью 50 или 100 м³. Каждый резервуар оборудуется двумя предохранительными клапанами, указателями уровня и уровнемерными трубками. Резервуары могут размещаться также в наземном и засыпном вариантах.

Все основные сооружения станции объединены жидкостными коллекторами и трубопроводами паровой фазы, соединяющими опорожняемые и заполняемые резервуары, что обеспечивает необходимый режим работы всей системы и отдельных ее элементов и разделение жидкой и паровой фазы сжиженных газов. Для наполнения резервуаров базы хранения коллектор жидкой фазы соединяется трубопроводом с жидкостным коллектором эстакады слива железнодорожных цистерн и двумя трубопроводами – с напорным коллектором насосов, а последний – с коллектором колонок для заполнения автоцистерн и коллектором для наполнения баллонов. Расходный коллектор жидкой фазы резервуаров базы хранения соединяется двумя трубопроводами с всасывающим коллектором насосов, который, в свою очередь, связывается трубопроводом с резервуаром для слива из баллонов тяжелых неиспарившихся остатков сжиженных газов. Все трубопроводы жидкой фазы связаны между собой и образуют единую жидкостную систему.

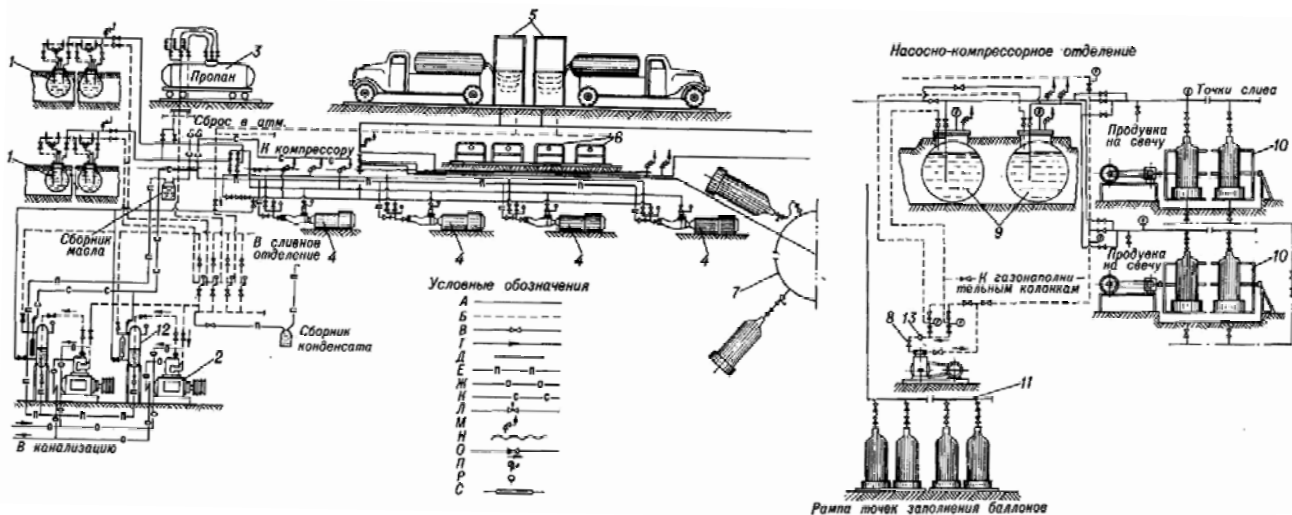


Рис. 2.17. Технологическая схема ГНС с подземной установкой резервуаров:

1 – резервуары хранилища (обвязаны попарно); 2 – компрессор; 3 – железнодорожная цистерна; 4 – насос С-5/140; 5 – газораздаточная колонка; 6 – газозаправочная колонка; 7 – карусельный газонаполнительный агрегат; 8 – компрессор; 9 – сливной резервуар; 10 – станок для группового слива баллонов; 11 – наполнительная рампа; 12 – маслосборник; 13 – конденсатосборник; А – трубопровод жидкой фазы; Б – трубопровод паровой фазы; В – задвижка, вентиль; Г – переход; Д – заглушка; Е – продувочный газопровод; Ж – трубопровод для слива испарившихся остатков; К – сбросной газопровод; Л – клапан-отсекатель; М – предохранительный клапан; О – обратный клапан; П – манометр с трехходовым краном; Р – фильтр; С – указатель уровня

Коллектор паровой фазы резервуаров базы хранения соединяется двумя трубопроводами со всасывающим и напорным коллекторами компрессоров, которые в свою очередь связываются с коллектором паровой фазы эстакады слива железнодорожных цистерн, а также с коллекторами паровой фазы колонок для наполнения автоцистерн. Такая связь создает единую транспортную систему паровой фазы и дает возможность использовать все эти трубопроводы как в качестве всасывающих, так и напорных. С помощью компрессоров паровая фаза может забираться из любого резервуара или секции базы хранения и направляться в другие резервуары, железнодорожные и автомобильные цистерны. Компрессоры же могут быть использованы для отбора паровой фазы из транспортных цистерн и подачи ее в резервуары базы хранения.

Указанные коммуникации жидкой и паровой фаз с размещенными на них отключающими устройствами дают возможность выполнять следующие операции: слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн, наполнение и опорожнение резервуаров базы хранения, наполнение баллонов и автоцистерн, перекачку слитых из баллонов в резервуар тяжелых остатков и перемещение сжиженного газа из одних резервуаров в другие. В случае необходимости можно наполнять железнодорожные цистерны из резервуаров базы хранения и перекачивать сжиженный газ из автоцистерн в резервуары базы хранения.

Слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения осуществляется перетоком с помощью компрессоров, которые повышают давление паров в паровом пространстве цистерн и снижают его в резервуарах.

Баллоны и автоцистерны наполняются сжиженным газом с помощью насосов. Кроме того, схема позволяет наполнять их прямым перетоком за счет создания в расходных резервуарах повышенного давления путем подачи компрессором паров, отбираемых из других резервуаров.

При использовании насосов многократная циркуляция жидкой фазы в них недопустима, так как приводит к ее перегреву, образованию паровых пробок в насосах и нарушению их работы. Для предотвращения этого в схеме предусматривается автоматический сброс избытков жидкой фазы через предохранительный перепускной

клапан в напорные трубопроводы и далее в резервуары базы хранения.

Слив из баллонов неиспарившихся тяжелых остатков с низкой упругостью паров в сборный резервуар ГНС осуществляется подачей в них до слива сжиженного газа, обладающего высокой упругостью паров (пропана).

Перемещение сжиженного газа из одних резервуаров базы хранения в другие может производиться с помощью насосов или компрессоров.

Так как трубопроводы паровой фазы могут работать при переменных температурах и давлениях, то в них возможно образование конденсата, который попадает в цилиндры компрессоров. Чтобы предотвратить это, в схеме на трубопроводах паровой фазы предусматривается установка конденсатосборников.

На станции может осуществляться заправка газобаллонных автомобилей, для чего на напорном коллекторе насосов предусматривается запасной патрубок.

Для обеспечения безопасной работы ГНС на трубопроводах и оборудовании предусматривается установка запорной и предохранительной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов. На всех участках трубопроводов, ограниченных запорными устройствами, устанавливаются предохранительные клапаны. В качестве запорной арматуры используются фланцевые краны со смазкой на давление 2,4 МПа, в качестве предохранительной - стальные предохранительные пружинные клапаны на то же давление.

В соответствии с технологическим процессом на станции предусматриваются следующие измерения: уровня жидкой фазы в резервуарах с помощью визуальных указателей уровня, давления с помощью технических манометров, температуры сжиженного газа с помощью термометров, массы наполняемых баллонов с помощью специальных циферблатных весовых установок, оборудованных пневматической отсечкой заданной массы, наличия горючих газов в воздухе с помощью переносного сигнализатора. Кроме того, предусматриваются автоматическое отключение компрессоров и насосов при падении давления на всасывании компрессора ниже 0,05 МПа и повышении давления на выходе из насоса свыше 1,8 МПа, осуществляемое с помощью электроконтактных манометров,

а также дистанционное управление запорной арматурой с помощью электроприводных задвижек во взрывобезопасном исполнении.

В настоящее время в странах СНГ используются типовые ГНС сжиженных углеводородных газов производительностью до 10, 20, и 40 тыс. т в год. На них предусматривается раздельное хранение сжиженных газов с повышенным содержанием бутанов (до 60 %) и технического пропана, а также раздельная подача в баллоны и автоцистерны. На станциях предусматривается одновременный слив сжиженных газов из железнодорожных цистерн с разным процентным соотношением пропана и бутана.

В зависимости от климатических условий эксплуатации операции налива и слива на ГНС могут осуществляться с помощью двух вариантов: насосно-компрессорного – для летнего периода времени и насосно-испарительного – для зимнего. При отрицательных температурах воздуха испарители выполняют роль компрессоров. В основном применяются проточные испарители, которые в случае необходимости могут быть использованы для газоснабжения котельной ГНС. Обязка испарителей аналогична обязке компрессоров. В данной технологической схеме расходные испарители работают в режиме напорных.

Использование испарителей связано с тем, что при низких температурах в резервуарах хранилища имеется невысокое давление паровой фазы и, как следствие, низкое давление на всасывании компрессоров и недостаточный подпор перед насосами. Из-за малого количества паров в резервуарах хранилища и их низкой упругости процесс нагнетания паровой фазы в цистерны происходит медленно и длится очень долго, что приводит к быстрому износу компрессоров. Все эти факторы отрицательно влияют на операции слива-налива сжиженных газов и на работу насосно-компрессорного оборудования.

Глава 3. ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

От мест производства до газонаполнительных станций или потребителей сжиженные углеводородные газы доставляются в сосудах под давлением или в изотермических емкостях, а также по трубопроводам. Для транспорта сжиженных газов могут быть использованы следующие способы: по железной дороге в цистернах и кры-тых вагонах для перевозки баллонов; автотранспортом в автомобиль-ных цистернах и автомашинах для перевозки баллонов; морским или речным транспортом на специальных судах-танкерах или танкерах и баржах, груженых резервуарами и баллонами; авиатранс-портом; по трубопроводам.

Крупные промышленные потребители сжиженных углеводородных газов обычно располагаются вблизи от газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводов и газ от них получают по трубопроводам. Сжиженные углеводородные газы для коммунально-бытовых потребителей, а также для автотранспорта и мелких промышленных и сельскохозяйственных потребителей отпускаются че-рез ГНС. До ГНС они транспортируются обычно в железнодорожных и автомобильных цистернах. При перевозках на расстояние до 300 км используется автотранспорт, а при большем расстоянии – железнодорожный транспорт. С газонаполнительных станций сжиженные углеводородные газы доставляются потребителям в основном автотранспортом непосредственно или через промежуточные склады и районные пункты, организуемые для газоснабжения отдаленных зон района обслуживания.

3.1. Железнодорожный транспорт

Наибольшее распространение в странах СНГ получила перевозка сжиженного углеводородного газа в специальных цистернах, так как она наиболее целесообразна при расстояниях более 300 км,

когда стоимость перевозки становится дешевле, чем транспортировка его автотранспортом.

Цистерны для перевозки сжиженного газа должны обладать высокой прочностью, чтобы выдержать давление паров легкокипящих углеводородов при максимальной температуре окружающего воздуха. Чем больше содержание в сжиженном углеводородном газе легкокипящих компонентов (этана, пропана), тем более высокое давление следует поддерживать в цистерне, чтобы смесь находилась в жидком состоянии. При увеличении количества бутана в смеси требуемое давление становится меньше. При перевозке пропана железнодорожные цистерны рассчитывают на рабочее давление 2 МПа, бутана – 0,8 МПа.

Широкое распространение получили однобарабанные горизонтальные цилиндрические цистерны с двумя сферическими днищами, смонтированные на четырехосной железнодорожной платформе (рис. 3.1).

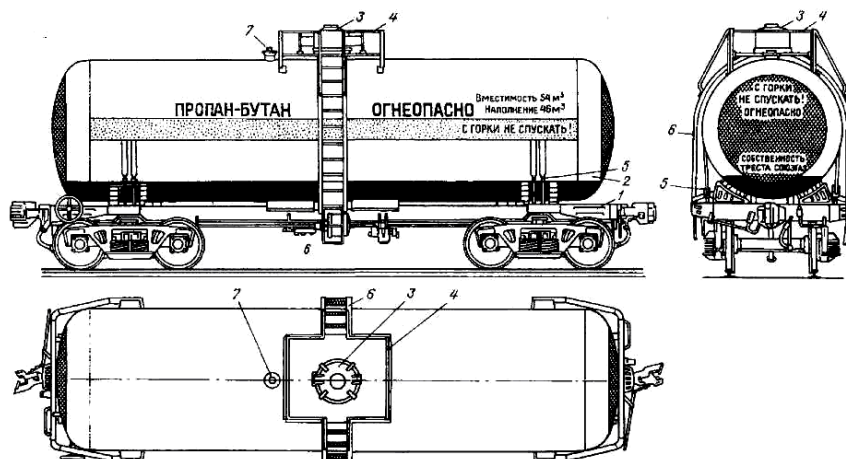


Рис. 3.1. Железнодорожная цистерна для сжиженного газа вместимостью 54 м³ с верхним наливом и сливом:

1 – железнодорожная платформа; 2 – сварная цилиндрическая емкость; 3 – защитный колпак; 4 – площадка с поручнями; 5 – стальные болты для крепления резервуара к платформе; 6 – стремянка; 7 – блок манометродержателя

Железнодорожные цистерны выпускаются объемом 51–60 и 100 м³. Конструкция цистерны предназначена для верхнего налива и слива сжиженного газа. В верхней части цистерны по ее вертикальной оси вварена горловина диаметром 450 мм, так называемый люк-лаз, пред-

назначенный для ремонта и осмотра внутренней полости цистерны. Крышка горловины выполнена в виде фланца, на котором крепится вся арматура, кроме манометра. Фланец с арматурой прикрывается предохранительным клапаном диаметром 685 мм и высотой 340 мм. При следовании цистерны к месту наполнения или слива колпак должен быть запломбирован.

Для обслуживания арматуры и проверки ее состояния вокруг колпака предусмотрена площадка с поручнями, на которую поднимаются по стремянкам, расположенным по обе стороны цистерны. Наверху цистерны рядом с площадкой для обслуживания арматуры под специальным колпаком установлен манометр, позволяющий вести наблюдение за давлением газа в цистерне.

На крышке люка-лаза (рис. 3.2) крепится сливно-наливная, предохранительная и арматура для контроля сливно-наливных операций. Для предохранения цистерны от разрыва в случае повышения давления в центре крышки устанавливается пружинный предохранительный клапан 7, направленный внутрь емкости, чтобы предотвратить перегревание и преднамеренное воздействие на него. Предохранительный клапан настраивается на избыточное давление 2,3 МПа. По обе стороны клапана по оси цистерны установлены два сливно-наливных угловых вентиля 4 и 9, которые через скоростные клапаны соединены с трубками, доходящими почти до дна цистерны. Под концами трубок в цистерне имеется приямок, расстояние от которого до труб 25 мм. Для отбора из цистерны или подачи в нее паров сжиженного газа служит угловой вентиль 6, соединенный с паровым пространством цистерны также через скоростной клапан. Скоростные клапаны при резком увеличении скорости движения среды через них (например, при разрыве соединительного шланга) закрываются и предотвращают выливание сжиженного газа из цистерны. Для контроля за степенью заполнения цистерны сжиженным углеводородным газом служат вентили 2 и 3, внутри заканчивающиеся трубками на уровне максимального наполнения. При этом трубка вентиля 2, маховик которого окрашен в зеленый цвет, заканчивается на уровне максимально допустимого заполнения цистерны, а трубка вентиля 3, маховик которого окрашен в красный цвет, на 50 мм выше.

Таким образом, вентиль 2 (рис. 3.2, а) является сигнальным, а слой жидкости в 50 мм (заключенный между концами трубок

вентилей 2 и 3) – допустимо контролируемым переполнением цистерны сжиженным газом. При заполнении цистерны вентиль 2 открыт. Когда цистерна наполнится до заданного уровня, жидкая фаза начнет из него вытекать. Сразу же закрывают наполнительные вентили 4 и 9, но во время их закрытия сжиженный газ (жидкая фаза) еще продолжает поступать в цистерну. После закрытия вентилей 4 и 9 открывают вентиль 3. Из него должна идти только паровая фаза. В противном случае газ удаляется из цистерны до тех пор, пока из вентиля 3 будет идти только паровая фаза. Опорожнение цистерны контролируется вентилем 10, трубка которого установлена на уровне низа сливно-наливных трубок. Вентиль 1 предназначен для удаления столба жидкости из трубок вентиля 10 после его закрытия. При открытии вентиля 1 (вентиль 10 при этом закрыт) пары сжиженного газа выдавливают жидкую фазу из трубки вентиля 10 в цистерну. Дренажный вентиль 8 служит для удаления из цистерны воды и тяжелых (неиспарившихся) остатков сжиженного углеводородного газа. Конец трубки вентиля 8 расположен на расстоянии 5 мм от низа цистерны. В кармане 5, представляющем собой трубку длиной 2550 мм, размещается термометр для измерения температуры сжиженного газа.

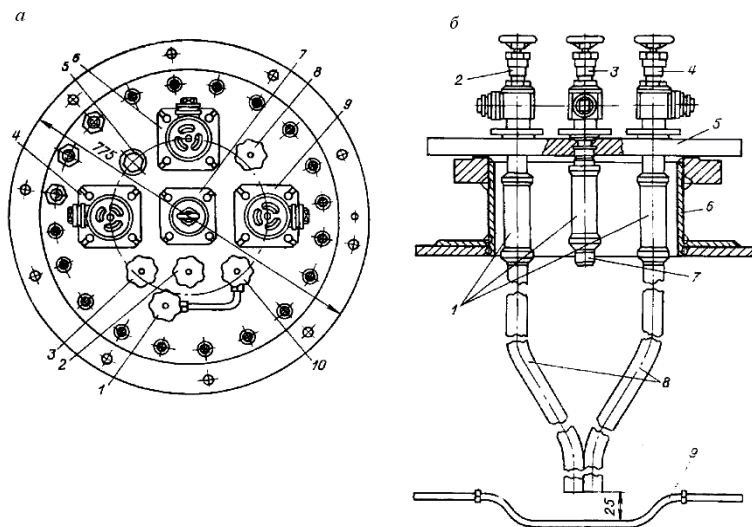


Рис. 3.2. Крышка люка-лаза железнодорожной цистерны:

a – крышка люка-лаза с размещенной на ней арматурой; *1, 2, 3, 8, 10* – вентили; *4, 6, 9* – угловые вентили; *5* – карман для термометра; *7* – предохранительный клапан; *б* – схема размещения сливно-наливных и уравнильных вентилей на крышке люка-лаза; *1* – скоростные клапаны; *2, 4* – сливно-наливные вентили; *3* – вентиль отбора (подачи) паровой фазы сжиженного газа; *5* – крышка люка-лаза; *6* – люк-лаз; *7* – труба для отбора (или подачи) паров сжиженного газа; *8* – сливно-наливные трубы; *9* – низ цистерны

На рис. 3.2, *б* показано расположение сливно-наливных угловых вентилей и углового вентиля отбора (подачи) паровой фазы сжиженного газа на крышке люка-лаза железнодорожной цистерны.

Для защиты от воздействия солнечных лучей цистерна окрашивается алюминиевой краской. Вдоль боковой поверхности цистерны наносится красная полоса и делается надпись черного цвета «Пропан-бутан. Огнеопасно». На цистерне указывается полная и полезная вместимость и ее номер. На цилиндрической нижней части указывается рабочее и гидравлическое испытательное давления, а также сроки прошедшего и следующего освидетельствований цистерны.

Кроме цистерн сжиженный углеводородный газ может доставляться потребителям по сети железных дорог также в крытых вагонах, груженных баллонами. Такой вид транспорта используется при снабжении сжиженным газом бытовых потребителей, находящихся в районах, значительно удаленных от ГНС. В некоторых случаях доставка сжиженного газа в баллонах по железной дороге экономически эффективнее, чем перевозка его автотранспортом. В каждом конкретном случае оптимальный вариант выбирается путем сравнения приведенных затрат.

По железной дороге баллоны со сжиженным углеводородным газом перевозят в двух- и четырехосных вагонах. Обычно перевозятся баллоны вместимостью 27 и 50 л. Перевозка допускается только при условии полной исправности баллонов и запорных устройств, а также наличия на баллонах предохранительного колпака с пломбой отправителя.

Погрузка баллонов в вагоны в основном производится вручную. Баллоны вместимостью 50 л грузятся либо вертикально в один ряд, либо горизонтально, один на другом. В первом случае между ними не требуется специальных прокладок (баллоны снабжены двумя защитными резиновыми кольцами толщиной не менее 25 мм), во

втором необходимы специальные прокладки и приспособления для закрепления, чтобы избежать ударов при перевозке. В настоящее время в основном применяется первый способ перевозки 50-литровых баллонов. Погрузка 27-литровых баллонов производится в три ряда, один на другой в вертикальном положении.

3.2. Автомобильный транспорт

В практике газоснабжения для перевозки сжиженных углеводородных газов на небольшие расстояния (до 300 км) используются автоцистерны. Автомобильные цистерны, как и железнодорожные, состоят из горизонтального цилиндрического сосуда, в заднее днище которого вварен люк с необходимыми приборами. В зависимости от назначения и конструкции автоцистерны делятся на транспортные и раздаточные. Транспортные предназначены для перевозки относительно большого количества сжиженного углеводородного газа с заводов-поставщиков до ГНС, от ГНС до крупных потребителей и групповых установок со сливом газа в резервуары. Раздаточные автоцистерны служат для доставки сжиженного газа потребителям с разливом в баллоны, и поэтому они снабжены полным комплектом оборудования для разлива (насос, счетчик-расходомер, раздаточная рампа). В случае необходимости раздаточные автоцистерны могут быть использованы как транспортные.

К автоцистернам для перевозки сжиженных углеводородных газов предъявляются следующие требования: шасси автоцистерны должны быть настолько прочными, чтобы обеспечивалась транспортировка наполненной цистерны; трубопроводы должны быть сварными, фитинги и отключающие устройства должны быть рассчитаны на соответствующие давления и выполнены с учетом растворяющих свойств сжиженного газа; предохранительный клапан и указатель уровня должны быть защищены колпаками; цистерна и коммуникации – иметь надежную защиту от повреждений; цистерна и вспомогательное оборудование должны быть надежно закреплены, шланги правильно уложены; глушитель автомобиля должен быть выведен вперед; огнетушители – установлены в кабине и на шасси; автомобиль и цистерна должны быть заземлены.

В зависимости от транспортной базы существуют следующие типы автоцистерн для сжиженных газов: АЦ – автомобили-цистерны; ПЦ – прицепы-цистерны; ППЦ – полуприцепы-цистерны. В зависимости от назначения различают две группы автоцистерн: Т – транспортные, предназначенные только для транспорта сжиженного газа; З – заправочные, служащие как для перевозки газа, так и для использования в качестве заправщиков.

В странах СНГ широко применяются автоцистерны АЦ-5-130 полезной емкостью 5 м³. Горизонтальный цилиндрический резервуар автоцистерны закреплен на шасси автомобиля на четырех опорах. Для защиты от непосредственного воздействия солнечных лучей резервуар закрыт кожухом из листовой стали толщиной 1,5 мм с зазором 20 мм. В верхней части резервуара установлен пружинный предохранительный клапан. В нижней части автоцистерны по обеим сторонам расположены шесть вентилях диаметром 32 мм, которые связываются с трубопроводными коммуникациями по схеме, позволяющей наполнять и сливать сжиженный углеводородный газ. Для присоединения к заправочной колонке и заполняемой емкости автоцистерна снабжена четырьмя гибкими дюритовыми шлангами диаметром 40 мм.

Для ремонта резервуара и периодического освидетельствования его внутренней полости в заднем эллиптическом днище имеется люк-лаз. На люке располагаются термометр, манометр на давление до 2,5 МПа, поворотный указатель уровня и указатель уровня максимального наполнения. Указатель уровня выполнен по типу водомерных трубок и представляет собой стеклянную трубку, заключенную

в защитную стальную трубу с пазами для наблюдения. Для предотвращения утечки сжиженного газа в случае разрыва стеклянной трубки указатель снабжен автоматическими шариковыми клапанами и запорными игольчатыми вентилями. Измерение уровня сжиженного газа в цистерне производится путем поворота трубки и периодического открывания отверстия трубки при совмещении его с отверстием на гайке-заглушке. Уровень газа будет виден на шкале.

Наружная поверхность автоцистерны (резервуар и теневой кожух) окрашена алюминиевой краской в светло-серый цвет. На кожухе цистерны по всей его длине с обеих сторон по средней линии проходит полоса красного цвета, над которой буквами черного

цвета сделана надпись «Пропан. Огнеопасно». В верхней части заднего днища имеется клеймо, где указываются: наименование завода-изго-товителя, номер автоцистерны, год изготовления и дата освидетельствования, общая масса автоцистерны, вместимость, значение рабочего и пробного давлений.

В последнее время вместо автоцистерны АЦ-5-130 налажен выпуск аналогичной модернизированной автоцистерны АЦТ-8-130 с резервуаром объемом $7,25 \text{ м}^3$ и полезной вместимостью $6,2 \text{ м}^3$, рассчитанным на давление $1,8 \text{ МПа}$. Автоцистерна предназначена для перевозки сжиженного углеводородного газа и заполнения стационарных резервуаров. В отличие от АЦ-5-13 у нее отсутствует теневой кожух. Для предупреждения нагрева газа в автоцистерне выше расчетной температуры под действием солнечной радиации наружная поверхность резервуара покрыта эмалью серебристого цвета.

Для повышения количества перевозимого сжиженного газа и снижения себестоимости его транспорта на дальние расстояния используются автоцистерны с полуприцепом АЦ-15-377С и ЦППЗ-16-741, полезная емкость резервуара которых 15 м^3 . Резервуар состоит из цилиндрического корпуса и двух эллиптических днищ. Для уменьшения ударных нагрузок вследствие колебаний жидкости во время движения внутри цистерны установлены четыре поперечные перегородки (волнорезы). На цистерне размещены: узел коммуникаций и арматуры, люки приборов, смотровой (лаз) и вентиляционный люки, предохранительные клапаны. Диаметр смотрового люка 450 мм , вентиляционного 200 мм . В верхней части цистерны смонтированы два незамерзающих пружинных предохранительных клапана. Начало открытия клапанов при давлении $2,07 \text{ МПа}$, конец открытия – при давлении не ниже $1,8 \text{ МПа}$.

Установленные на автоцистерне приборы и оборудование позволяют выполнять следующие операции: наполнение автоцистерны сжиженным газом; контроль за давлением газа в ней; контроль за уровнем наполнения резервуара; слив газа из автоцистерны; удаление тяжелых остатков сжиженного газа и конденсата из цистерны; автоматическое отключение потоков газа при аварийном разрыве сливно-наливных рукавов; наполнение баллонов сжиженным газом.

Указатель уровня представляет собой рычажно-поплачковое устройство с магнитами (датчиком и приемником) и стрелкой, перемещающейся по шкале.

Схема блока сливно-наливных коммуникаций и арматуры приведена на рис. 3.3. Данный узел состоит из наполнительного и сливного трубопроводов, трубопровода паровой фазы; запорных и сбросных вентилей, электронасоса, фильтра, обратного и скоростного клапанов, ограничителя налива, манометра и трехходового крана. Узел коммуникаций и арматуры обеспечивает выполнение сливно-наливных операций.

При заполнении автоцистерны сжиженный газ из наполнительной колонки ГНС поступает в линию налива автоцистерны и через запорный вентиль, обратный клапан и ограничитель налива заливается в цистерну. Ограничитель налива предохраняет автоцистерну от переполнения. Обратный пружинный клапан автоматически отключает цистерну от линии налива в случае аварийного обрыва шланга или трубы. При сливе автоцистерны сжиженный газ поступает через линию слива в электронасос и далее через запорный вентиль и скоростной клапан – в наполняемый резервуар. Линия паровой фазы автоцистерны при наливе или сливе сжиженного газа соединяется с линией паровой фазы наполнительной колонки или наполняемого резервуара для выравнивания давления. Узел коммуникаций также дает возможность слива газа из цистерны помимо насоса.

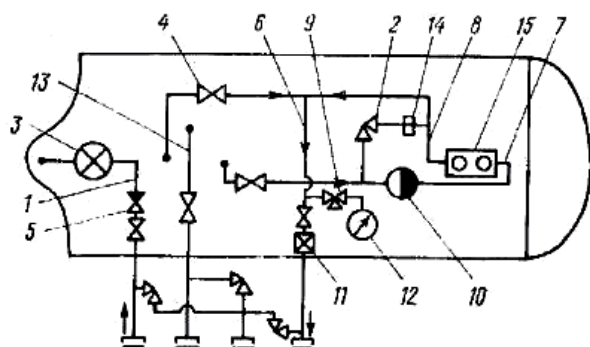


Рис. 3.3. Схема узла коммуникаций и арматуры автоцистерны ЦППЗ-16-771:

1 – наполнительный трубопровод жидкой фазы; 2 – вентиль сбросной; 3 – ограничитель налива; 4 – вентиль запорный; 5 – клапан обратный; 6 – сливной трубопровод жидкой

фазы; 7 – всасывающая линия насоса; 8 – напорная линия насоса; 9 – кран трехходовой; 10 – фильтр; 11 – клапан скоростной; 12 – манометр; 13 – трубопровод паровой фазы; 14 – заглушка; 15 – электронасос

Аналогичная автоцистерна ЦППЗ-258 отличается от ЦППЗ-16-771 в основном большим геометрическим объемом резервуара (полная вместимость 33,9 м³, полезная – 29,8 м³). Сливно-наливные коммуникации и насос расположены не в нижней части резервуара, а сзади него.

Автоцистерна объемом 5 м³ заполняется сжиженным газом за 20–30 мин, а объемом 15 м³ – за 50–80 мин, т. е. на заполнение 1 м³ объема емкости тратится около 5 мин.

Индивидуальные потребители, расположенные вблизи ГНС (в радиусе до 30–50 км), получают сжиженный углеводородный газ непосредственно с ГНС в баллонах. Баллоны доставляются бортовыми или специальными автомобилями, приспособленными для перевозки баллонов. При больших расстояниях непосредственная доставка газа с ГНС потребителям становится нерациональной. В этом случае организуют промежуточные пункты обмена баллонов. Баллоны, запрошенные на ГНС, доставляются на такие пункты в большегрузных автомобилях (бортовых или специально приспособленных). Сжиженный газ может доставляться на ПСБ в автоцистернах, где разливается в баллоны, в которых автотранспортом доставляется потребителям. Таким образом, сжиженный газ может доставляться потребителям в баллонах либо непосредственно с ГНС, либо через ПСБ.

При перевозке баллонов в грузовых автомобилях с обычным кузовом они устанавливаются в вертикальном положении, а задний ряд баллонов закрепляется специальным деревянным приспособлением или веревками. Летом для защиты от солнечной радиации баллоны накрываются брезентом. 50-литровые баллоны размещаются в кузове вертикально в один ярус, а 27-литровые – в два яруса, один на другой. Портативные баллоны вместимостью 1–5 л перевозятся в деревянных ящиках и устанавливаются обычным способом.

Кузов спецавтомобиля для перевозки баллонов представляет собой сваренный из труб и уголков каркас, в ячейки которого баллоны помещают в горизонтальном положении вентилями к

середине кузова. Последние укладываются на подвесные ролики, для смягчения ударов обтянутые резиновыми трубками. Подвесные ролики облегчают загрузку и разгрузку баллонов из автомобиля. Верхней частью баллоны упираются в деревянную перегородку с отверстиями для колпаков с вентилями, что исключает их сталкивание. От нагрева солнечными лучами баллоны защищаются тенью кожухом.

3.3. Водный транспорт

Морской и речной транспорт сжиженных углеводородных газов получил значительное распространение за рубежом. Это объясняется тем, что многие страны не имеют собственных месторождений газа и отделены морскими бассейнами от стран, добывающих большое количество газа. Морской транспорт сжиженного углеводородного газа широко используется в Великобритании, Дании, Италии, Франции, США, Японии и других странах. В странах СНГ весьма перспективен речной транспорт сжиженного газа по внутренним водным системам Волги, Дона, Днепра, Енисея, Лены в течение навигационного периода.

Для водных перевозок сжиженного углеводородного газа используются как специально приспособленные для этого танкеры, так и баржи.

Существуют три типа танкеров для перевозки сжиженного углеводородного газа.

1. Танкеры с резервуарами, работающими под давлением. Их резервуары рассчитаны на максимальное давление насыщенных паров газа при температуре +45 °С, что составляет около 1,6 МПа. Резервуары обычного типа для сжиженных газов, размещаемые на судне, имеют преимущественно цилиндрическую форму, но могут быть и сферические емкости. Цилиндрические резервуары в зависимости от типа судна располагаются как горизонтально, так и вертикально. Вместимость резервуаров до 2000 м³. Для перекачки сжиженного газа из судовых резервуаров в прибрежные хранилища используются двух- и трехступенчатые центробежные насосы в сочетании с компрессорами. Производительность слива-налива 30–200 т/ч. Такие танкеры применяются при сравнительно небольших объемах

перевозок и отсутствии специального оборудования на береговых базах и танкерах.

2. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением (полуизотермические). Сжиженный газ в них транспортируется при промежуточном охлаждении (от -5 до $+5$ °С) и пониженном давлении (0,3–0,6 МПа). Вместимость резервуаров 2000–13000 м³. Производительность слива-налива 100–420 т/ч. Такие танкеры используются при значительных грузопотоках сжиженного углеводородного газа и при наличии соответствующего оборудования на береговых базах и танкерах.

Для охлаждения сжиженного углеводородного газа в танкерах применяются различные способы: конденсация газовой фазы в конденсаторах рассолом; охлаждение с помощью расположенных в жидкой фазе змеевиков, по которым течет рассол; использование рабочих компрессоров, причем хладагентом служит сам сжиженный газ.

3. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под давлением, близким к атмосферному (изотермические). Температура перевозимого сжиженного углеводородного газа отрицательна (для пропана – 40 °С), давление в резервуаре – 1–5 кПа. На изотермических танкерах с целью полного использования подпалубного объема судна чаще устанавливаются прямоугольные резервуары. Производительность слива-налива 500–1000 т/ч. Вместимость резервуаров – до 25000 м³. Изотермические танкеры наиболее совершенны и применяются при больших грузооборотах сжиженных газов.

3.4. Трубопроводный транспорт

Трубопроводный транспорт сжиженного углеводородного газа приобретает все большее значение. Особенно перспективен транспорт больших объемов сжиженного газа по магистральным трубопроводам. Как показывает зарубежный опыт, трубопроводный транспорт сжиженного углеводородного газа весьма практичен и в ряде случаев оказывается экономически более выгодным по сравнению с другими видами транспорта. Трубопроводный транспорт газа в

жидком состоянии имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами транспорта: высокая надежность газоснабжения потребителей, возможность подачи сжиженного газа в любое время и в необходимом количестве, независимость от погодных и других условий, высокая культура производства, значительно меньшая опасность взрывов и пожаров.

Для транспорта сжиженного углеводородного газа по трубопроводам используются трубопроводы, специально предназначенные только для перекачивания сжиженного газа и существующие бензопроводы с периодическим, последовательным перекачиванием по ним сжиженного газа и бензина.

Первый метод используется при необходимости постоянной подачи большого количества сжиженного газа от места производства к месту погрузки в транспортные резервуары, например, с газобензиновых заводов в порты и на пристани. Если же направление транспорта сжиженного газа совпадает с направлением транспорта бензина, причем для перекачки последнего имеется специальный трубопровод, то он может периодически использоваться также и для перемещения сжиженного газа. Как показывает опыт, при последовательной перекачке бензина, пропана, бутана и пропан-бутановых смесей по одному и тому же трубопроводу перемешивание этих продуктов незначительно.

Важнейшим технологическим требованием при перекачке жидкой фазы является поддержание такого давления в трубопроводе, которое обеспечивало бы предотвращение вскипания сжиженного газа (чтобы давление не упало ниже упругости его паров при данной температуре). При падении давления ниже упругости насыщения паров перекачиваемого продукта при данной температуре жидкость закипает, образуется паровая фаза, которая, заполняя часть живого сечения трубопровода, приводит к резкому снижению его пропускной способности. Поэтому минимальное значение давления в трубопроводах сжиженного газа принимается обычно на 0,6–0,8 МПа больше давления насыщенных паров перекачиваемого продукта. Как показывает опыт эксплуатации трубопроводов сжиженного газа, организация автоматической системы контроля надежно гарантирует требуемое давление на перекачивающих станциях и по всей трассе. При этом для каждой

перекачивающей станции разрабатывается график требуемого давления на входе в зависимости от характера рельефа и температуры сжиженного газа.

Во избежание образования гидратных пробок из-за присутствия влаги к трубопроводам сжиженного газа предъявляются жесткие требования: полная герметичность арматуры и оборудования; сушка трубопровода перед закачкой продукта; постоянное применение ингибиторов. Эксплуатационные затруднения, возникающие при образовании гидратов, усугубляются зимой при отрицательных температурах. Поэтому одной из важнейших мер по борьбе с образованием гидратов в трубопроводах является их прокладка ниже зоны промерзания грунта, а также ввод в трубопровод метанола в качестве антифриза. Однако радикальным мероприятием по предотвращению образования гидратов в трубопроводе является тщательная осушка сжиженного углеводородного газа перед поступлением в магистраль. Одним из наиболее эффективных методов осушки считается абсорбционный. В качестве абсорбента используется активированная окись алюминия, позволяющая доводить точку росы до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. На выходе сжиженного газа из дегидратационных установок необходим постоянный контроль. На трубопроводе в верхних точках профиля трассы устанавливаются вантузы для выпуска паровой фазы и сухого газа.

На рис. 3.4 приведена технологическая схема магистрального трубопровода для транспорта сжиженного углеводородного газа. Схемой предусматривается установка резервуаров хранения и насосных станций в головном и конечном пунктах, пунктах измерения, промежуточных насосных станциях.

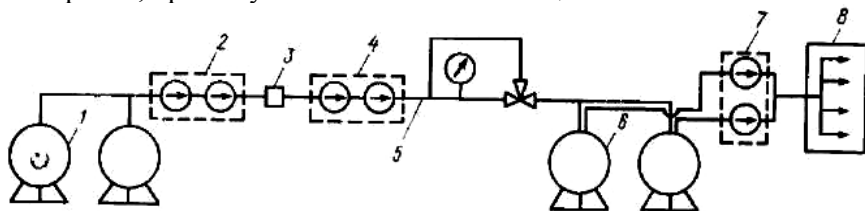


Рис. 3.4. Схема транспорта сжиженного углеводородного газа по трубопроводам:

1 – резервуары головной насосной станции; 2 – головная насосная станция; 3 – пункт замера; 4 – промежуточная насосная станция; 5 – трубопровод; 6 – резервуары хранения на конечном пункте; 7 – насосная станция конечного пункта; 8 – распределительный пункт

Головная насосная станция может располагаться непосредственно на территории завода или быть отдельно стоящей в комплексе с резервуарным парком. На головном пункте сооружаются резервуары для хранения запаса сжиженного газа и насосная станция с подпорными, основными и резервными насосами. При подземном расположении резервуаров, наиболее приемлемым из соображений пожарной безопасности, насосы должны быть самовсасывающими. Для обеспечения возможности непрерывной работы последовательно устанавливается не менее двух насосов и предусматривается байпас вокруг одного из них. В пункте замера с помощью объемных или диафрагменных расходомеров измеряется расход сжиженного газа, подаваемого насосами в трубопровод. Через определенные расстояния (определяемые расчетным путем) на магистральном трубопроводе сооружаются промежуточные насосные станции, которые оборудуются аналогично головной станции. Так как давление в конечном пункте трубопровода должно на 0,6–0,8 МПа превышать давление насыщенных паров сжиженного газа, то заполнение резервуаров хранения на нем не вызывает затруднений. Выдача сжиженного газа потребителям из резервуаров 6 осуществляется с помощью насосов, установленных на станции 7, число которых также должно быть не менее двух. На всех промежуточных и конечной насосных станциях устанавливаются регуляторы давления типа «до себя», поддерживающие необходимое давление на входе в станцию. Для промежуточных станций это давление на 1,0–1,2 МПа, а для конечной станции на 0,6–0,8 МПа должно превышать давление насыщения.

Верхнее предельное значение давления в трубопроводах сжиженного углеводородного газа (давление после насосной станции) определяется прочностью труб и оборудования насосной станции. Обычно максимальное значение давления принимается не более 5,0 МПа. Величина начального давления в газопроводе после насосной

станции определяется из расчета потерь давления в трубопроводе и предупреждения вскипания жидкой фазы.

Магистральные трубопроводы сжиженного углеводородного газа следует прокладывать, как правило, в грунте вне территории населенных пунктов. Надземная прокладка возможна только при специальном обосновании в местах переходов через естественные или искусственные препятствия.

Трубопроводы для перекачки сжиженных углеводородных газов выполняют из стальных, медных и алюминиевых бесшовных труб, рассчитанных на давление не ниже максимального в системе. Трубы соединяются сваркой. В местах присоединения трубопроводов к арматуре и емкостям допускаются фланцевые соединения с уплотнением в виде свинцовых, алюминиевых и асбестовых прокладок. При использовании резьбовых соединений резьба уплотняется густой пастой из свинцового гнета и глицерина. Трубопроводы в начале, конце и на всех ответвлениях заземляются, сооружается катодная защита.

Учитывая опасность, связанную с утечкой сжиженного газа в грунт, на трубопроводах следует предусматривать достаточное количество отключающих устройств. Задвижки устанавливаются не реже чем через каждые 3 км, если по условиям местности нет необходимости устанавливать их чаще.

Трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов может осуществляться не только на дальние расстояния, но и использоваться при перекачке газа с речных или морских причалов до ГНС и по территории самой станции. На территории газонаполнительной станции трубопроводы прокладываются, как правило, надземно на опорах из негорючих материалов высотой не менее 0,5 м. Надземные трубопроводы окрашиваются в светлый цвет. На участках трубопроводов между двумя задвижками должен быть предохранительный клапан с настройкой не выше $1,15 P_{\text{раб}}$ для сброса излишков жидкой фазы при нагреве отключаемого участка трубопровода.

Для проектирования и эксплуатации трубопроводов сжиженного углеводородного газа необходимо проводить их гидравлический расчет. По сравнению с гидравлическим расчетом нефтепроводов он имеет некоторую характерную особенность, состоящую в том, что сжиженный газ может легко (при определенных температуре и

давлении) переходить в газообразное состояние и заполнять часть живого сечения трубопровода, что приводит к резкому снижению пропускной способности. К тому же движение жидкопаровой смеси вызывает кавитационные явления в трубопроводе и насосах.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы сжиженного газа следует принимать: во всасывающих трубопроводах – не выше 1,2 м/с, в напорных трубопроводах – не выше 3,0 м/с.

Наиболее «опасной» точкой трубопровода сжиженного газа (с точки зрения образования паровой фазы) является верхняя точка профиля трассы. Поэтому при расчете минимальное давление в самой высокой точке профиля трубопровода принимается с определенным запасом:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{нас}} + P_{\text{доп}},$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщенных паров при выбранной температуре, МПа;

$P_{\text{доп}}$ – дополнительное давление, принимаемое 0,6–0,8 МПа, что исключает возможность парообразования.

При гидравлическом расчете необходимо учитывать потери в местных сопротивлениях (задвижки, вентили, отводы, клапаны, расходомеры, патроны для замера температуры и др.).

Расстояние между пунктами перекачки определяется из условия, что давление после насосной станции не должно превышать 5,0 МПа, а перед последующей станцией быть выше давления насыщения не менее чем на 0,5 МПа.

При гидравлическом расчете должны быть известны состав и свойства перекачиваемого сжиженного газа, а также изменение его температуры по трассе трубопровода.

При значительной длине трубопровода за расчетную температуру сжиженного газа принимается максимальная температура грунта в летнее время на глубине укладки трубопровода.

Гидравлический расчет трубопроводов сжиженного углеводородного газа производится в следующем порядке.

1. По известному химическому составу сжиженного углеводородного газа определяются необходимые для расчета физические

параметры: упругость паров при максимальной температуре перекачки, плотность и вязкость газа с учетом колебания температуры.

2. Задаются оптимальные скорости движения жидкости по трубопроводу в пределах 1,2–3,0 м/с.

3. По известному объему перекачки V , м³/с, и выбранной скорости потока v , м/с, определяется диаметр трубопровода по формуле

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi v}}. \quad (3.1)$$

4. Определяется коэффициент гидравлического сопротивления в зависимости от числа Рейнольдса.

Режим течения в трубопроводах сжиженного газа обычно турбулентный. Граничные числа Рейнольдса перехода из зоны гладкого трения в зону смешанного трения, а также в зону шероховатого трения определяются по приближенным формулам С.А. Абдурашитова и А.А. Тупиченкова:

$$\begin{aligned} \text{Re}_1 &= \left(3,324 \cdot \frac{D}{k_3} \right)^{1,125} \cdot \left(\frac{v}{v_B} \right)^{0,12}, \\ \text{Re}_2 &= \left(120 \cdot \frac{D}{k_3} \right)^{1,125} \cdot \left(\frac{v}{v_B} \right)^{0,67}, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где v – кинематическая вязкость сжиженного газа, м²/с;

v_B – кинематическая вязкость воды, м²/с;

k_3 – эквивалентная шероховатость, мм.

Рекомендуемые значения эквивалентной шероховатости для стальных цельнотянутых труб, в мм:

трубы новые	0,05–0,06;
трубы, не бывшие в употреблении, но продолжительное время пролежавшие на складе	0,1–0,15;
трубы, находившиеся в эксплуатации до восьми лет	0,5–0,6.

Находится фактическое значение числа Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D}{\nu} \quad (3.3)$$

и выявляется зона трения.

Для зоны гладкого трения коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1,8 \cdot \lg \text{Re} - 1,5)^2};$$

для зоны смешанного трения – по формуле В.И. Черникина:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,83 \lg \left[\left(\frac{k_s}{3,7D} \right)^{1,093} + \frac{8,5}{\text{Re}} \right];$$

в зоне шероховатого трения – по формуле Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \frac{D}{k_s} \right)^2}. \quad (3.4)$$

С достаточной точностью коэффициент гидравлического сопротивления в этой зоне может быть найден по формуле

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25},$$

где k_s для бесшовных труб следует принимать 0,1 мм. Числовые значения для наиболее употребительных значений d/k_s приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Значения коэффициентов сопротивления

d/k_3	$\lambda \cdot 10^2$	d/k_3	$\lambda \cdot 10^2$
2500	1,589	500	2,342
2000	1,669	400	2,486
1500	1,782	300	2,694
1000	1,963	200	3,035
800	2,074	150	3,318
600	2,234		

Определяются потери напора (давления) на трение в трубопроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$H_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (3.5)$$

где L – длина трубопровода, м;

g – ускорение силы тяжести, м/с².

6. Задаются потерями напора на местные сопротивления. Обычно такие потери составляют 1,0–1,5 % линейных сопротивлений:

$$H_{\text{м.с}} = (0,01 - 0,015)H_{\text{тр}}. \quad (3.6)$$

7. Определяется общий напор в трубопроводе:

$$H_{\text{общ}} = H_{\text{тр}} + H_{\text{м.с}} + Z_{\text{г}} + H_{\text{к}}$$

где $Z_{\text{г}}$ – разность отметок конца и начала трубопровода сжиженного газа, м;

$H_{\text{к}}$ – необходимый напор в конечной точке трубопровода, м.

8. Определяется число насосных станций:

$$n = \frac{H_{\text{общ}}}{h_{\text{н.с}}},$$

где $h_{н.с}$ – напор насосной станции исходя из условий прочности труб и характеристики насосов, м.

9. Производится расстановка насосных станций с учетом условий предотвращения парообразования.

10. Выполняется уточненный гидравлический расчет трубопровода с учетом установленных насосных станций. Перекачку сжиженного газа по трубопроводу предусматривают при режиме шероховатого трения, т. е. фактическое значение числа Рейнольдса должно равняться или превышать его предельное значение, определяемое по формуле (3.2): $Re \geq Re_{п}$. Если $Re < Re_{п}$, производится пересчет трубопровода при увеличении в нем скорости жидкости.

11. После окончательного определения скорости жидкой фазы v , диаметра трубопровода D , потерь в нем $H_{общ.}$, начального давления $P_{нач}$ находится давление в опасной точке.

По данным геодезических изысканий профиля и плана трассы трубопровода определяется самая возвышенная точка. Затем составляется уравнение Бернулли для начальной (на выходе из насосной станции) и возвышенной точек. При этом необходимо учитывать, что потери напора $H_{в}$ на участке трубопровода от начальной точки до возвышенной определяются из соотношения

$$H_{в} = (H_{тр} + H_{м.с}) \cdot \frac{L_{в}}{L_{общ}}, \quad (3.7)$$

где $L_{в}$ – расстояние по трассе от начальной точки до возвышенной, м;

$L_{общ}$ – общая протяженность трубопровода между станциями, м;

$H_{общ}$ – потери напора на участке между насосными станциями, м.

Из уравнения Бернулли, с учетом, что $v_{нач}^2/2g = v_d^2/2g$ вследствие равенства скоростей, определяется пьезометрический напор

$$\frac{P_{в}}{\rho g} = Z_{н} - Z_{в} + \frac{P_{н}}{\rho g} - H_{в}, \quad (3.8)$$

где $Z_{н}$ и $Z_{в}$ – отметки начальной и возвышенной точек, м.

По пьезометрическому напору и плотности сжиженного газа находится давление в возвышенной точке трубопровода. По принятому условию оно на 0,6–0,8 МПа должно превышать давление насыщения:

$$P_v = P_{\text{нас}} + (0,6-0,8) \text{ МПа.}$$

Следовательно, значение, на которое повышается давление во всей системе, равняется

$$\Delta P = (0,6-0,8) - \Delta P_v,$$

где ΔP_v – разница между давлением в опасной точке, полученной путем расчета, и давлением насыщения.

Если величина ΔP обеспечивает условия, предъявляемые при выборе давления в конце трубопровода или перед промежуточной насосной станцией, то на этом расчет трубопровода заканчивается.

Если условие конечного давления не выдерживается, то давление в трубопроводе следует дополнительно поднять на величину $\Delta P_{\text{доп}}$. При этом если сжиженный газ подается в резервуары (на конечном пункте), то

$$\Delta P_{\text{доп}} = (0,15-0,2) - \Delta P, \text{ МПа,}$$

а если поступает на промежуточную насосную станцию, то $\Delta P_{\text{доп}} = 0,6 - \Delta P, \text{ МПа.}$

Гидравлический расчет трубопроводов паровой фазы производится по формуле

$$\left(P_n^2 - P_k^2 \right) / L = 1,45 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{k_3}{D} - 1922 \frac{v \cdot D}{v} \right)^{0,25} \cdot \frac{V^2}{D^5} \cdot \rho,$$

где P_n и P_k – абсолютное давление газа соответственно в начале и конце газопровода, МПа;

V – расчетный расход газа, м³/ч;

k_3 – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы (для стальных труб $k_3 = 0,01$ см);

D – внутренний диаметр газопровода, см;

L – расчетная длина газопровода, м;

ρ и v – плотность газа, кг/см³, и коэффициент кинематической вязкости, м²/с, при нормальных условиях.

Пример 3.1. По трубопроводу диаметром 273×7 мм длиной 132 км транспортируется сжиженный углеводородный газ в количестве $200 \text{ м}^3/\text{ч}$. Массовый состав жидкой фазы газа: пропан – 60 %; н-бутан – 40 %. Отметка начальной точки 76 м, конечной 102 м, наиболее возвышенной 130 м. Она отстоит от начальной точки на 50 км. Температура грунта, в котором уложен трубопровод $t_{\text{гр.}} = 17 \text{ }^\circ\text{C}$. Давление в начале трубопровода $P_{\text{н}} = 5 \text{ МПа}$. Определить давление в конечной точке трубопровода.

Решение.

1. Определяем физические параметры перекачиваемого сжиженного газа при температуре $T = 290 \text{ К}$:

а) плотность компонентов смеси сжиженного газа при температуре T рассчитываем по формуле (1.1).

Для пропана при $T_0 = 273 \text{ К}$ $\rho_0 = 528 \text{ кг/м}^3$, для н-бутана $\rho_0 = 601 \text{ кг/м}^3$ (см. табл. 1.3).

$$\text{Тогда } \rho_{T_{\text{C}_3\text{H}_8}} = 528 - 1,354(290 - 273) = 505 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{T_{\text{C}_4\text{H}_{10}}} = 601 - 1,068(290 - 273) = 582,8 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой смеси определяем по формуле (1.12):

$$\rho_{\text{см}}^{\text{ж}} = \frac{1}{\frac{0,6}{565} + \frac{0,4}{582,5}} = 533 \text{ кг/м}^3;$$

б) из табл. 1.4 находим динамическую вязкость пропана и н-бутана при температуре $T = 290 \text{ К}$: $\mu_{\text{C}_3\text{H}_8} = 11,05 \cdot 10^{-5} \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2$; $\mu_{\text{н-С}_4\text{H}_{10}} = 18,2 \cdot 10^{-5} \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2$ и по выражению (1.19) определяем динамическую вязкость смеси:

$$\frac{1}{\mu_{\text{см}}} = \frac{0,6}{11,05 \cdot 10^{-5}} + \frac{0,4}{18,2 \cdot 10^{-5}} = 0,0763 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{Н}\cdot\text{с};$$

$$\mu_{\text{см}} = \frac{1}{0,0763 \cdot 10^{-5}} = 13,11 \cdot 10^{-5} \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2.$$

Кинематическую вязкость смеси рассчитываем по формуле (1.20):

$$v_{\text{см}} = \frac{13,11 \cdot 10^{-5}}{533} = 0,246 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

в) для определения давления насыщенных паров смеси пересчитываем массовый состав жидкой фазы в мольный по выражению (1.4):

$$X_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{60/44}{60/44 + 40/58} = 0,663,$$

$$X_{\text{н-C}_4\text{H}_{10}} = \frac{40/58}{60/44 + 40/58} = 0,337.$$

По диаграммам состояния пропана (см. рис. 1.10) и н-бутана (см. рис. 1.11) находим упругость насыщенных паров компонентов при температуре 290 К: $\rho_{\text{нас}}^{\text{C}_3\text{H}_8} = 0,76 \text{ МПа}$; $\rho_{\text{нас}}^{\text{н-C}_4\text{H}_{10}} = 0,21 \text{ МПа}$ и по формуле (1.6) рассчитываем давление смеси:

$$P_{\text{см}} = 0,663 \cdot 0,76 + 0,337 \cdot 0,21 = 0,574 \text{ МПа}.$$

2. Из выражения (3.1) определяем среднюю скорость движения сжиженного углеводородного газа в трубопроводе:

$$v_{\text{ср}} = \frac{4V}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 200}{3,14 \cdot 0,259^2 \cdot 3600} = 1,05 \text{ м/с}.$$

3. Рассчитываем коэффициент гидравлического сопротивления:

а) определяем число Рейнольдса по формуле (3.3):

$$\text{Re} = \frac{1,05 \cdot 0,259}{0,246 \cdot 10^{-6}} = 1,105 \cdot 10^6;$$

б) принимаем эквивалентную шероховатость $k_s = 0,5 \text{ мм}$ и определяем предельное число Рейнольдса по формуле (3.2):

$$R_{\text{п}} = \left(120 \cdot \frac{0,259}{0,005} \right)^{1,125} \cdot \left(\frac{0,246 \cdot 10^{-6}}{1,1 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,67} = 84100.$$

Следовательно, режим течения сжиженного углеводородного газа турбулентный, зона – шероховатого трения. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления подсчитываем по выражению (3.4):

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 21g \frac{0,259}{0,005}\right)^2} = 0,023.$$

4. Определяем потери напора на трение в трубопроводе по формуле (3.5):

$$H_{\text{тр}} = 0,023 \frac{132000 \cdot 1,05^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,259} = 658,7 \text{ м.}$$

5. Находим потери на местные сопротивления по выражению (3.5):

$$H_{\text{м.с}} = 0,015 \cdot 658,7 = 9,9 \text{ м.}$$

6. Определяем общие потери напора в трубопроводе:

$$H_{\text{общ}} = 658,7 + 9,9 + (102 - 76) = 694,6 \text{ м.}$$

Следовательно, перепад давления в трубопроводе составит

$$\begin{aligned} \Delta P = P_{\text{н}} - P_{\text{к}} &= H_{\text{общ}} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g = 694,6 \cdot 533 \cdot 9,81 = \\ &= 3631876 \text{ Па} = 3,63 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

7. Определяем давление в конечной точке трубопровода:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{н}} - \Delta P = 5,0 - 3,63 = 1,37 \text{ МПа,}$$

что на $1,37 - 0,574 = 0,763$ МПа превышает упругость насыщенных паров смеси.

8. Проверяем давление в опасной точке.

Потери напора на участке трубопровода от начальной точки до возвышенной по выражению (3.7)

$$H_{\text{в}} = (658,7 + 9,9) \cdot \frac{50}{132} = 253,3 \text{ м.}$$

Давление в возвышенной точке определяем из формулы (3.8):

$$P_B = \rho_{\text{см}}^{\text{ж}} \cdot g \cdot \left(z_{\text{н}} - z_{\text{в}} + \frac{P}{\rho_{\text{см}}^{\text{ж}}} - H_{\text{в}} \right) = 533 \cdot 9,81 \cdot \left(76 - 132 + \frac{5 \cdot 10^6}{533 \cdot 9,81} - 253,3 \right) =$$

$$= 3382754 \text{ Па} = 3,38 \text{ МПа.}$$

Таким образом, условие предупреждения образования паровой фазы в наиболее возвышенной точке трубопровода соблюдается.

Глава 4. УСТАНОВКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ У ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

4.1. Регазификация сжиженных углеводородных газов

При транспорте и хранении сжиженные углеводородные газы находятся в жидком состоянии. Использование же их в качестве топлива происходит в основном в газообразном виде. Следовательно, в местах использования их необходимо регазифицировать. Под регазификацией понимается обратный процесс перехода углеводородов из жидкого состояния в газообразное путем испарения или кипения жидкой фазы и дальнейший перегрев полученных насыщенных паров. Для непрерывного протекания процесса регазификации сжиженного газа необходим непрерывный приток тепла к жидкой и паровой фазам.

Различают естественную и искусственную регазификацию сжиженных углеводородных газов. Естественное испарение сжиженного газа происходит обычно в тех же резервуарах и баллонах, где газ хранится. При естественной регазификации тепло, расходуемое на испарение жидкой фазы газа и нагрев его паров до температуры окружающей среды, поступает из окружающей среды. Для наземных установок (баллонов, резервуаров) таковой является воздух, для подземных – грунт. Минимальная испарительная способность наземных установок, расположенных на открытом воздухе, наблюдается в ночные часы или в наиболее холодные сутки года, а подземных резервуаров – в весенние месяцы. Минимальное количество испаряемого газа оценивается на основе многолетних замеров температуры воздуха или грунта. При естественной регазификации сжиженных углеводородных газов испарительная способность баллонов и резервуаров невелика. При

этом происходит фракционное испарение: вначале испаряются легкие, затем – тяжелые компоненты смеси сжиженных углеводородов. Потребители получают газ переменного состава и теплоты сгорания, а в резервуарах и баллонах могут накапливаться тяжелые неиспаряющиеся остатки.

Зависимость систем естественной регазификации от окружающей среды и их недостаточная производительность приводят к необходимости использовать искусственную регазификацию сжиженных углеводородных газов. В этом случае испарение или кипение жидкой фазы сжиженного газа происходит в специальных теплообменниках путем подачи «горячего» теплоносителя. В качестве теплоносителя используются горячая вода или водяной пар, а также продукты сгорания газа. Также может быть использован электрический метод подогрева.

Существует два способа испарения сжиженного газа: мгновенный (однократный) и периодический. В первом случае используется способ естественного испарения газа в подводящих трубопроводах и регуляторах. Сжиженный углеводородный газ в жидком состоянии поступает в газоиспользующую систему под принудительным давлением, равным давлению в резервуаре, к регулятору давления жидкости, смонтированному на трубопроводе. В регуляторе давление газа снижается, в результате чего часть жидкости испаряется. Другая часть жидкости испаряется на участке трубопровода после регулятора. В результате испарения температура сжиженного газа снижается и зависит от степени испарения. В момент наступления равновесия между давлением паров и давлением жидкости за регулятором испарение практически прекращается. Это может происходить при малых расходах газа. При подаче смеси сжиженного газа из резервуара к газогорелочным устройствам с предварительным мгновенным испарением в трубопроводе состав паров газа, поступающего на горелки, не изменяется и остается таким же, как в резервуаре. Однако этот метод имеет ограниченное применение из-за возможности перегрева жидкости во время остановки или прекращения работы оборудования, вскипания газа в трубопроводе, перехода однофазного потока в двухфазный и т. д.

В настоящее время в Беларуси и других странах СНГ в основном используется второй способ, т. е. паровая фаза получается путем

периодического испарения. В этом случае сжиженный газ подается к газогорелочным устройствам из парового пространства резервуара в виде паров. Извлечение паров сжиженного газа из резервуара осуществляется периодически, по мере надобности. Образование паров сжиженного газа происходит за счет скрытой теплоты испарения самой жидкости и притока тепла из окружающей среды. Если в резервуаре содержится пропан-бутановая смесь, т. е. смесь углеводородов, имеющих различную упругость паров, то состав паровой фазы, находящейся над жидкостью, будет отличаться от состава жидкой фазы. При этом по мере отбора паров сжиженного газа оба состава будут непрерывно меняться в зависимости от степени этого отбора. Физический смысл периодического отбора паров заключается в следующем. При отсутствии отбора паров из резервуара имеет место равновесие между паровой и жидкой фазами сжиженного газа. С началом отбора насыщенных паров это равновесие нарушается, давление в резервуаре несколько снижается и жидкая фаза начинает кипеть, продолжая испаряться до тех пор, пока идет отбор паров. Давление и температура в резервуаре при этом снижаются. По мере достижения постоянного отбора паров восстанавливается постоянство обмена тепла. При этом постоянная разность температур окружающей среды и жидкости такова, что последняя поглощает такое количество тепла из внешней среды, какое ей необходимо для образования паров сжиженного газа. С этого момента температура жидкой фазы остается постоянной до тех пор, пока не изменится интенсивность отбора паров сжиженного газа.

Для регазификации необходимо определенное количество тепла. Оно зависит от состава жидкой фазы газа и температуры, при которой происходит регазификация. При естественной регазификации нагревать жидкую фазу до температуры кипения не нужно, так как она при наличии паровой фазы всегда находится при температуре кипения. Тепло, необходимое для испарения G , кг/ч, сжиженного углеводородного газа, определяется по формуле

$$Q_{\text{пер}} = \frac{G \cdot r}{3,6},$$

где $Q_{\text{рег}}$ – количество тепла, поступающего для регазификации сжиженного газа, Вт;

r – теплота парообразования сжиженного углеводородного газа, кДж/кг.

Основное количество тепла, необходимого для регазификации, поступает из окружающей среды, а при его недостатке – и за счет снижения энтальпии жидкости. При этом происходит снижение температуры как жидкой фазы, так и стенок резервуара, а затем и окружающей среды.

В общем случае суммарный тепловой поток на регазификацию жидкой фазы в резервуаре определяется из уравнения теплового баланса

$$Q_{\text{рег}} = Q_{\text{o.c}} + Q_{\text{ж}} + Q_{\text{м}} + Q_{\text{гр}}, \quad (4.1)$$

где $Q_{\text{o.c}}$ – количество теплоты, передаваемое через стенку резервуара от окружающей среды (воздуха, грунта) без снижения ее температуры, Вт;

$Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{м}}$ – количество теплоты, отдаваемое соответственно жидкостью и металлом за счет снижения температуры, Вт;

$Q_{\text{гр}}$ – тепловой поток от грунта к газу за счет снижения температуры грунта, Вт (для баллонов и надземных резервуаров эта составляющая не учитывается).

Используя основные зависимости тепломассопереноса, можно записать

$$Q_{\text{o.c}} = K \cdot F_{\text{см}} \cdot (t_{\text{o.c}} - t_{\text{ж}}); \quad (4.2)$$

$$Q_{\text{ж}} = \frac{m_{\text{ж}} \cdot C_{\text{ж}} \cdot (t_{\text{н}} - t_{\text{к}})}{3,6}; \quad (4.3)$$

$$Q_{\text{м}} = \frac{m_{\text{м}} \cdot C_{\text{м}} \cdot (t_{\text{н}} - t_{\text{к}})}{3,6}; \quad (4.4)$$

$$Q_{\text{гр}} = \frac{C_{\text{гр}} \cdot \rho_{\text{гр}} \cdot V_{\text{гр}} \cdot \Delta t}{3,6}, \quad (4.5)$$

где K – коэффициент теплопередачи стенки резервуара, Вт/(м²·°C);
 $F_{\text{см}}$ – смоченная поверхность резервуара, м²;
 $t_{\text{о.с.}}, t_{\text{ж}}$ – температуры окружающей среды и жидкости, °C;
 $m_{\text{ж}}$ – содержание жидкости в резервуаре, кг;
 $C_{\text{ж}}, C_{\text{м}}, C_{\text{гр}}$ – соответственно теплоемкости жидкой фазы, металла и грунта, кДж/(кг·°C);
 $t_{\text{н}}, t_{\text{к}}$ – начальная и конечная температура жидкости и металла, °C;
 $\rho_{\text{гр}}$ – плотность грунта, кг/м³;
 $V_{\text{гр}}$ – объем охлажденного грунта, м³;
 Δt – разность начальной и конечной температур охлажденного грунта, °C.

В резервуарах под давлением, когда из них не отбираются пары сжиженного газа, температура жидкой и паровой фаз равна температуре окружающей среды (система находится в равновесии). В этом случае $t_{\text{гр}} - t_{\text{ж}} = 0$, т. е. $Q_{\text{о.с}} = 0$, и испарение не происходит. При отборе паров из резервуара давление в паровом пространстве несколько понижается, начинается испарение жидкой фазы, сопровождающееся понижением ее температуры. Теплота отбирается как от жидкости, так и от стенок резервуара. Чем больше отбор паров, тем больше понижается температура жидкости и металла, а затем грунта. При достижении разности температур $t_{\text{гр}} - t_{\text{ж}} = (5-6)$ °C создается тепловой поток, величина которого обеспечивает требуемую производительность установки G , кг/ч ($Q_{\text{рег}} \approx Q_{\text{о.с}}$).

Для потребителей с небольшой неравномерностью потребления газа в течение суток тепло, аккумулируемое жидкостью и стенками резервуара, играет значительную роль только в начальный период испарения, а в дальнейшем им можно пренебречь. Для коммунально-бытовых потребителей, характеризующихся большой суточной неравномерностью газопотребления, это тепло может быть использовано в момент наибольшего (пикового) потребления. При установлении стационарного режима отбора температура жидкости, стенок резервуара и температурное поле грунта (для подземных резервуаров) не меняются, а все тепло поступает из окружающей среды.

Если записать уравнение теплового баланса (4.1) в развернутом виде для элемента времени и проинтегрировать его, то можно

получить решение для изменения температуры жидкой фазы и для определения количества сжиженного газа, испаренного за час. Полученные выражения весьма громоздки и использование их для расчетов затруднительно. Поэтому на практике часто принимают упрощенную формулу оценки производительности резервуаров с естественной регазификацией:

$$G_{\text{п}} = \frac{K \cdot F_{\text{см}} \cdot (t_{\text{о.с}} - t_{\text{ж}})}{r}. \quad (4.6)$$

Анализ составляющих теплового потока на регазификацию (формулы (4.2)–(4.5)) и выражения (4.6) показывает, что производительность установок с естественным испарением зависит от состава СУГ, температуры окружающей среды, степени заполнения резервуара газом (величины смоченной поверхности), параметров теплообмена (величины коэффициента теплопередачи), а также режимов отбора газа из резервуара.

Состав жидкой фазы влияет на давление насыщенных паров смеси в резервуаре, т. е. в конечном счете на допустимое снижение давления при отборе паровой фазы. Чем больше снижается давление, тем больше испаряется жидкости за счет тепла самой жидкой фазы. Температура ее понижается, что увеличивает перепад температур $t_{\text{о.с}} - t_{\text{ж}}$, а следовательно, и тепловой поток из грунта.

Минимальная температура жидкой фазы не должна быть меньше величины, при которой абсолютное давление паровой фазы в резервуаре снижается до 0,16 МПа (минимальное давление с учетом нормальной работы регуляторов).

При определении расчетной производительности подземного резервуара необходимо учитывать наихудшие температурные условия в грунте, т. е. время, когда $t_{\text{о.с}} - t_{\text{ж}}$ наименьшая.

Допустимое снижение уровня СУГ в резервуаре определяется необходимым минимальным тепловым потоком из грунта и остаточным составом жидкой фазы. Частота залива сжиженного газа в резервуары при естественном испарении определяется по минимально допустимому уровню жидкости (35–30 %).

Длительность непрерывной работы резервуаров зависит от вида потребителя СУГ. Во время перерывов в отборе паровой фазы сам резервуар и окружающий грунт нагреваются, аккумулируя

поступающее в них тепло. Следует также отметить, что по мере отбора паров в жидкой фазе увеличивается содержание тяжелых углеводородов и снижается упругость насыщенных паров СУГ в резервуаре.

Поскольку аналитически учесть влияние всех перечисленных выше факторов на производительность установок с естественным испарением сжиженного углеводородного газа практически невозможно, то для расчетов пользуются графиками и номограммами, составленными по результатам экспериментальных исследований испарения газа в баллонах и резервуарах.

К регазификационным установкам сжиженного углеводородного газа относятся: баллонные установки различного вида, резервуарные установки с естественным испарением, регазификационные и резервуарные установки с искусственным испарением, установки для получения газоздушных смесей.

4.2. Газоснабжение потребителей от баллонных установок сжиженного газа

Для газоснабжения отдельных потребителей с небольшим расходом газа (индивидуальных, одно- и двухэтажных жилых домов с числом квартир не более четырех для новой застройки и не более восьми для существующего жилого фонда, небольших коммунально-бытовых и сельскохозяйственных объектов) могут быть использованы индивидуальные и групповые баллонные установки.

В состав индивидуальных баллонных установок газоснабжения входят один или два баллона со сжиженным газом (при двух баллонах – один рабочий, один резервный), газовая плита, регулятор давления, снижающий давление паров сжиженного газа до 3–4 кПа, запорное устройство и соединительные трубопроводы. Предназначены они в основном для газоснабжения отдельных квартир. Как правило баллоны емкостью 50 л допускается размещать как снаружи, так и внутри зданий. При газоснабжении сжиженным газом с повышенным содержанием бутана баллоны обычно размещаются внутри зданий. Установка баллонов внутри жилых зданий, имеющих более двух этажей, не допускается. При внутриквартирной установке баллон располагается непосредственно в помещении, где используется газ, на расстоянии

не менее 0,5 м от газовой плиты и не менее 1 м до приборов отопления или печи. Для присоединения газовых приборов допускается применение резиноканевых рукавов. В кухнях могут быть установлены двухгорелочные газовые плиты (рис. 4.1) с баллоном вместимостью 5 л, трехгорелочные плиты со встроенным баллоном 27 л и двух- и четырехгорелочные плиты с одним баллоном вместимостью 50 л или с двумя по 27 л (один является резервным).

При газификации двухэтажных жилых домов установка баллонов внутри помещений возможна при числе квартир не более четырех в домах новой застройки и не более восьми – в существующих домах. В жилых двухэтажных домах I, II, III, IIIа и IV степени огнестойкости размещение баллонов внутри помещений возможно при числе квартир не более восьми в домах новой застройки и не более восемнадцати – в существующих домах.

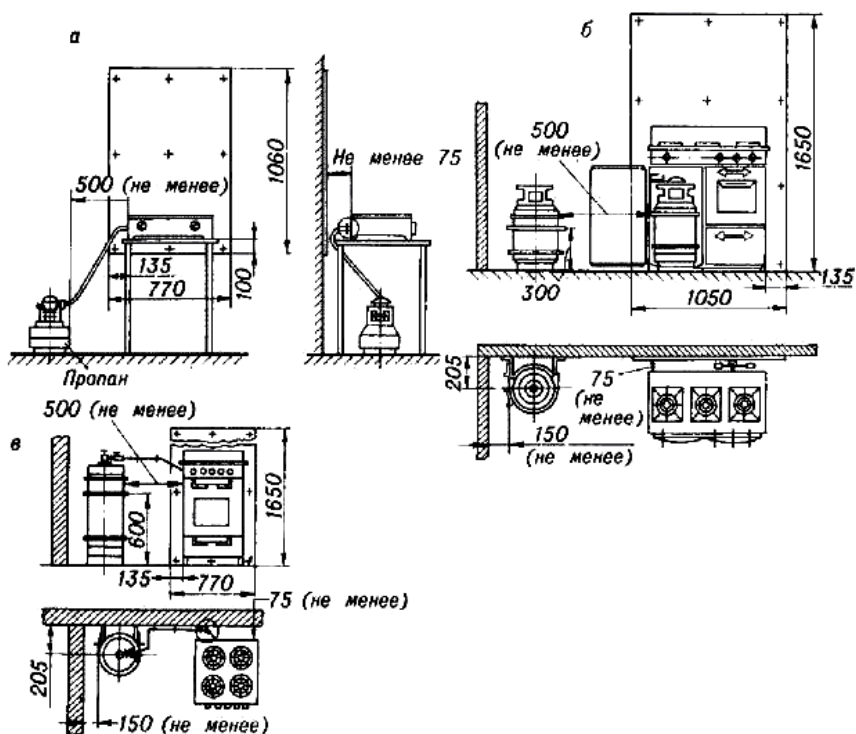


Рис. 4.1. Индивидуальная внутриквартирная газобаллонная установка.
Вместимость баллона, л: *a* – 5, *б* – 27, *в* – 50

Не разрешается установка баллонов в жилых комнатах, цокольных и подвальных помещениях, в помещениях без естественного освещения, в помещениях, расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрительными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими аналогичными помещениями.

Индивидуальные газобаллонные установки, располагаемые вне здания, включают в себя два баллона, установленных в металлическом шкафу (рис. 4.2).

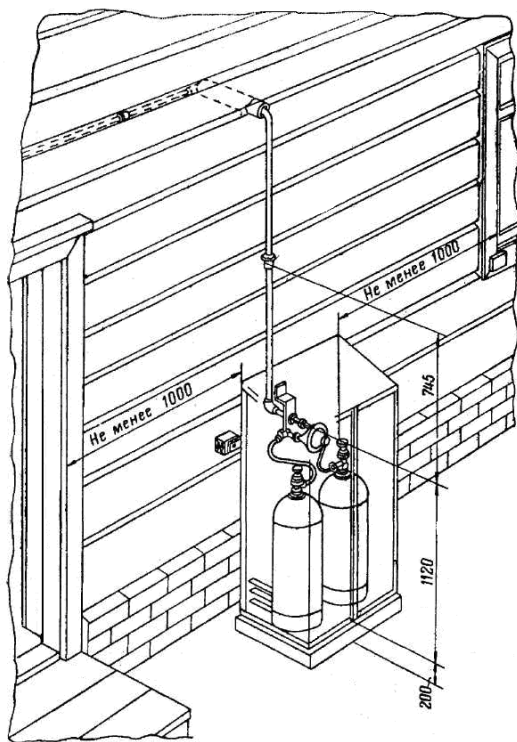


Рис. 4.2. Индивидуальная наружная газобаллонная установка

При эксплуатации газ отбирается из одного баллона, а второй является резервным. В шкафу устанавливается один регулятор давления на два баллона с вмонтированным предохранительным клапаном. Регулятор присоединяется к вентилю баллона медными или латунными трубками или резинотканевыми шлангами и накидными гайками. Газ поступает из регулятора давления к приборам по стальным трубам, обычно вводимым через наружную стену непосредственно в помещение, где используется газ. Металлический шкаф предохраняет арматуру от механических повреждений, а баллоны – от воздействия солнечной радиации. Шкаф с баллонами устанавливается у стены здания, желательно с северной стороны, не ближе 0,5 м от дверей и окон первого этажа и 3 м от окон и дверей подвальных и цокольных помещений, колодцев, погребов и других заглубленных в грунт сооружений. Шкаф

монтируется на прочном несгораемом основании высотой не менее 0,1 м от уровня земли и крепится к стене здания металлическими скобами или специальными костылями. Для облегчения установки и извлечения баллонов в шкафу предусмотрены две дверцы, а для его вентиляции в верхней и нижней частях стенок имеются прорези или жалюзийные решетки. В шкафах предусматриваются гнезда для установки в них баллонов, а в задней стенке – узел для крепления регулятора давления. Наружные газопроводы прокладываются на высоте не менее 2,5 м от поверхности земли. Они не должны пересекать оконных и дверных проемов и должны быть надежно закреплены. Внутриквартирные газопроводы прокладываются в соответствии с общими правилами.

Достоинством газобаллонных установок, размещаемых в зданиях, является их простота и высокая производительность. Баллон в любое время года имеет температуру около 20 °С, что обеспечивает интенсивное испарение сжиженного газа и бесперебойное газоснабжение потребителей при использовании сжиженного газа любой марки. Установлено, что баллон вместимостью 50 л обеспечивает одновременную работу четырехгорелочной газовой плиты и емкостного водонагревателя или разновременную работу той же плиты и проточного водонагревателя. Однако такая установка является источником повышенной опасности вследствие наличия в здании сосуда с горючим веществом с высоким давлением и возможных утечек газа, что может привести к образованию взрывоопасных концентраций или разрыва переполненного баллона. Недостатком ее также является неудобство эксплуатации, заключающееся в переносе и присоединении баллонов.

При наружном размещении баллонов повышается безопасность их эксплуатации, однако снижается интенсивность испарения сжиженного газа при низких температурах, а при определенном температурном минимуме могут наступить перебои в газоснабжении. При этом значительно возрастает количество неиспарившихся остатков газа в баллонах. Поэтому при использовании СУГ с повышенным содержанием бутана баллоны, как правило, устанавливаются внутри зданий. По опытным данным, один баллон с техническим пропаном вместимостью 50 л при установке вне здания в Беларуси в зимнее время обеспечивает работу одной четырехгорелочной плиты или водонагревателя с тепловой

нагрузкой 11,63 кВт. Недостатком установок с размещением баллонов вне здания является высокая стоймость вследствие значительной металлоемкости.

Баллонные установки, применяемые для газоснабжения животноводческих и птицеводческих ферм, необходимо размещать вне здания. Можно размещать баллоны внутри теплиц и оранжерей, если вентиляция обеспечивает удаление из нижней зоны сооружения $2/3$ всего объема вытяжного воздуха.

При использовании сжиженного газа на сезонных сельскохозяйственных работах (например, сушка зерна и овощей, борьба с вредителями сельскохозяйственных растений, выжигание сорняков) применяются передвижные баллонные установки с переносными горелками.

Для снижения давления газа в индивидуальных газобаллонных установках применяются малогабаритные регуляторы давления типа РДГ, РДК, РДСГ. Регуляторы РДГ используются в одно- и двухбаллонных установках с баллонами, оснащенными угловыми вентилями ВВ-1. Регулятор может крепиться непосредственно на штуцере вентиля, а к горелкам прибора газ подается через штуцер по шлангу. Регулятор РДК применяется для двухбаллонных шкафных установок. Он крепится к задней стенке шкафа и соединяется с вентилями баллонов при помощи тройника и двух латунных или медных трубок с накидными гайками. Данный регулятор в отличие от РДГ имеет предохранительный клапан для сброса в атмосферу части газа при недопустимом повышении выходного давления. Регуляторы РДГ и РДК являются регуляторами прямого действия.

Для баллонов вместимостью 5, 12 и 27 л, имеющих самозапирающийся клапан КБ-1, предназначен регулятор РДСГ. В комплекте с клапаном он обеспечивает двухступенчатое редуцирование давления газа. Первая ступень, осуществляемая клапаном, обеспечивает снижение начального давления до 0,04–0,12 МПа, вторая – до 3,0 кПа.

Для монтажа индивидуальной газобаллонной установки вместо проекта обычно выполняется эскиз с точными привязками в соответствии с изложенными выше требованиями.

Групповые баллонные установки, состоящие из нескольких баллонов (более двух), размещенных в металлическом шкафу,

применяются для газоснабжения жилых малоэтажных зданий, мелких коммунально-бытовых (промышленных) и сельскохозяйственных предприятий. Однако такие установки используются только в тех случаях, когда невозможно устройство групповых резервуарных установок. Они могут располагаться у глухой несгораемой стены жилых и общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий при суммарном объеме баллонов до 600 л и в отрыве от здания при объеме баллонов до 1000 л.

При газоснабжении промышленных и коммунальных предприятий у глухой несгораемой стены допускается размещать баллоны общим объемом 1000 л и 1500 л – с разрывом от зданий. Минимальные расстояния от групповой баллонной установки до зданий и сооружений составляют от 8 до 25 м в зависимости от степени их огнестойкости. Групповые баллонные установки следует размещать в местах с удобным подъездом для автотранспорта. При размещении в отрыве от здания установка ограждается забором из несгораемых материалов высотой не менее 1,2 м.

При газоснабжении общественных и коммунально-бытовых зданий на одно здание предусматривается одна групповая баллонная установка. Для жилого дома можно размещать до трех установок на расстоянии не менее 15 м друг от друга.

Групповые баллонные установки имеют баллоны для СУГ (емкостью 50 или 80 л), коллектор высокого давления, регулятор давления газа (РДБК 1-25 или комбинированный РДК-32), общее отключающее устройство, показывающий манометр, сбросной предохранительный клапан и трубопроводы (рис. 4.3). Для обеспечения бесперебойного снабжения потребителей газом обычно применяется одна установка с двумя параллельными рядами баллонов, подключаемых к одному регулятору давления.

Для обеспечения стабильности испарения сжиженного газа групповые баллонные установки допускается размещать в отопляемых помещениях и утепленных обогреваемых шкафах. Помещения для размещения газовых баллонных установок могут быть отдельно стоящими или пристроенными к глухой наружной стене здания. Они должны быть одноэтажными, выполняться из несгораемых материалов, с легко сбрасываемыми покрытиями, безыскровыми полами и без чердака, окна и двери должны открываться наружу.

Отопление помещения может быть водяным или паровым от системы отопления здания или водяным с естественной циркуляцией от газового емкостного водонагревателя АОГВ, устанавливаемого в отдельном изолированном помещении. Максимальная температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать 95 °С, а температура воздуха в помещении 30 °С. Вентиляция должна обеспечивать не менее пятикратного воздухообмена в час с удалением воздуха из нижней и верхней зоны помещения. Помещение должно иметь электрическое освещение во взрывозащищенном исполнении.

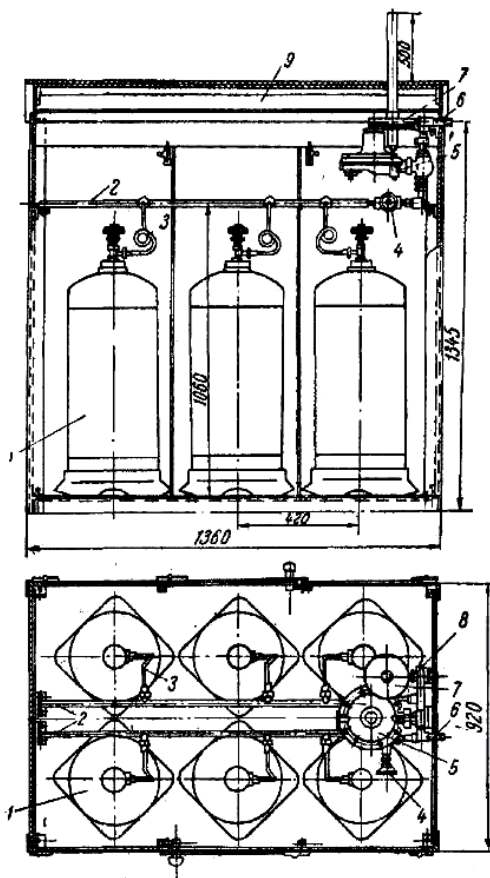


Рис. 4.3. Групповая баллонная установка в металлическом шкафу:

1 – баллоны; 2 – газовые коллекторы высокого давления; 3 – гибкие соединительные трубки; 4 – вентиль газового коллектора высокого давления; 5 – регулятор давления; 6 – патрубок газопровода низкого давления; 7 – предохранительный выпускной клапан; 8 – газопровод к предохранительному клапану; 9 – металлический шкаф

На рис. 4.4 показано размещение 20 баллонов вместимостью 50 л в закрытом помещении, обогреваемом от системы центрального отопления.

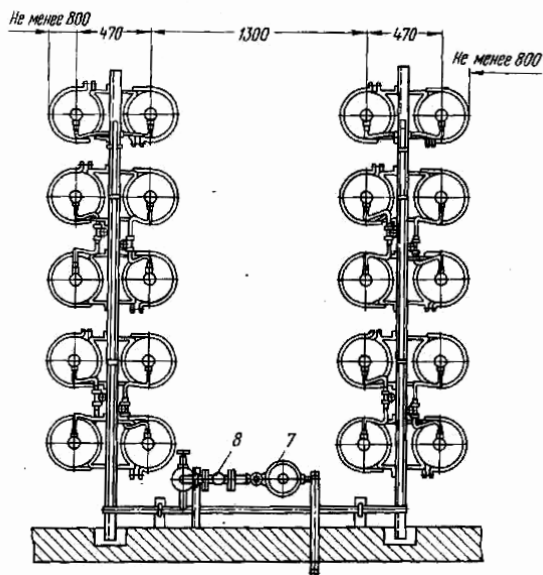
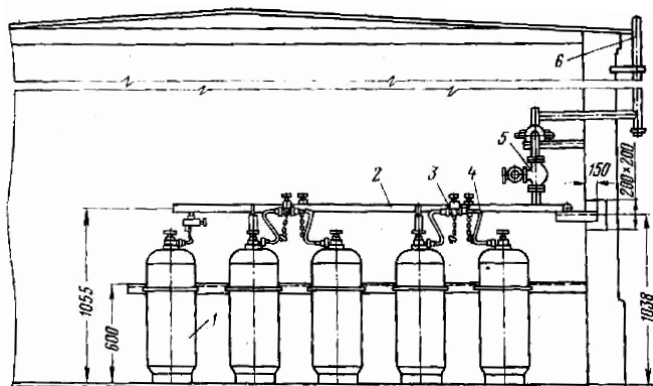


Рис. 4.4. Групповая газобаллонная установка, размещаемая в отопляемом здании: 1 – баллон; 2 – рампа; 3 – вентиль; 4 – соединительная трубка; 5 – отключающее устройство; 6 – свеча; 7 – регулятор давления; 8 – предохранительный запорный клапан

При размещении групповой газобаллонной установки в отдельно стоящем здании газопровод от нее прокладывается в грунте ниже зоны промерзания. В наиболее низких точках устанавливаются конденсатосборники. Подземные газопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону конденсатосборника. Газопровод низкого давления можно прокладывать в зоне промерзания грунта на глубине 1,0–1,5 м при обязательной установке обогреваемых конденсатосборников и тепловой изоляции газопровода. Газопроводы вводятся в лестничную клетку. Вводы делаются утепленными с установкой отключающего устройства снаружи здания.

При размещении баллонной установки в пристроенном помещении или утепленном обогреваемом шкафу у стены здания газопровод паровой фазы сжиженного газа прокладывается по стене здания с уклоном в сторону баллонов. Газопровод от шкафа (или помещения) до ввода в здание теплоизолируется.

Монтаж групповых газобаллонных установок осуществляется по типовым проектам. Перед привязкой типового проекта определяется расход газа потребителями и соответственно число баллонов в установке. При этом необходимо знать расчетную испаряемость газа из баллона (производительность баллона).

Испарительная способность баллонов в первую очередь зависит от соотношения количества пропана и бутана в сжиженном газе. Кроме того, по мере отбора паров из баллона она непрерывно снижается, во-первых, за счет уменьшения смоченной поверхности, через которую осуществляется подвод тепла для кипения жидкой фазы, и, во-вторых, за счет снижения перепада температур, обусловленного повышением температуры кипения вследствие роста содержания бутана в жидкой смеси. При оптимальном отборе паров приток тепла из воздуха компенсирует его затраты на испарение жидкости и испарительная способность баллона уменьшается медленно, приблизительно пропорционально уменьшению смоченной поверхности баллона.

Для определения испарительной способности одного баллона вместимостью 50 л в зависимости от температуры окружающего воздуха и продолжительности непрерывной работы используется номограмма (рис. 4.5).

По номограмме можно определить испарительную способность баллона в условиях непрерывного отбора паров при температуре наружного воздуха от -18 до $+10$ °С. Как видно из номограммы, оптимальная испарительная способность 50-литрового баллона в зависимости от изменения температуры наружного воздуха колеблется в пределах $0,436-0,22$ м³/ч.

$V, \text{ м}^3/\text{ч}$

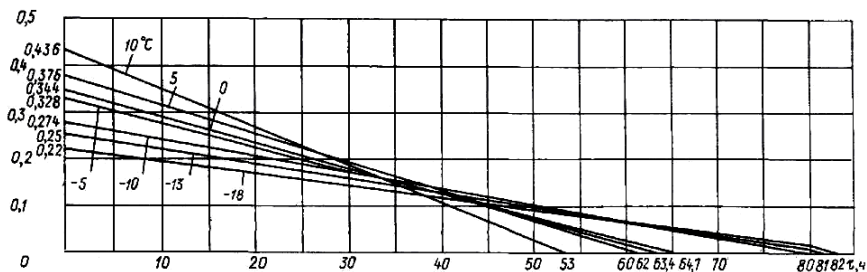


Рис. 4.5. Зависимость испарительной способности одного баллона вместимостью 50 л от времени испарения

В практических расчетах можно использовать экспериментальные значения среднерасчетной испарительной способности баллонов различной вместимости при условии 20 %-го заполнения и при температуре воздуха 0 °С при наружной установке баллонов и $+20$ °С при размещении их в помещении (табл. 4.1). Эти значения пригодны только для установок, предназначенных для газоснабжения жилых домов, так как они учитывают периодичность и неодновременность работы газовых приборов.

Таблица 4.1

Среднерасчетная испарительная способность баллонов, м³/ч

Вместимость баллона, л	При установке на улице	При установке в помещении
5	0,06	0,08

12	0,10	0,15
27	Не устанавливается	0,26
50	0,30	0,44

Номограммой, приведенной на рис. 4.5, рекомендуется пользоваться при определении числа баллонов в установках с непрерывным отбором паров сжиженного газа. Применять эту номограмму для определения числа баллонов, необходимых для газоснабжения жилых зданий, нецелесообразно, так как потребление газа в квартирах характеризуется значительной неравномерностью в течение суток, а в ночной период приборы не работают вообще.

Число баллонов в групповой установке для газоснабжения жилых зданий определяется исходя из часового расхода газа и расчетной испарительной способности одного баллона по формуле

$$N = \frac{3600 \cdot n \cdot Q_{\text{ном}} \cdot K_0}{Q_{\text{н}} \cdot V_6}, \quad (4.7)$$

где N – число рабочих баллонов в групповой установке;

n – число газоснабжаемых квартир;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная тепловая мощность газовых приборов одной квартиры, кВт;

K_0 – коэффициент одновременности работы газовых приборов;

$Q_{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

V_6 – расчетная испарительная способность по газу одного баллона, м³/ч.

Расчетная испарительная способность одного баллона принимается для баллона вместимостью 50 л в пределах 0,22–0,436 м³/ч или по табл. 4.1.

Для обеспечения бесперебойного газоснабжения потребителей в групповой установке предусматриваются резервные баллоны, по количеству равные числу рабочих баллонов.

Пример 4.1. Определить число баллонов емкостью 50 л в баллонной установке, предназначенной для газоснабжения восьмиквартирного жилого дома. В кухнях квартир установлены четырехгорелочные газовые плиты. Объемный состав паровой фазы: пропан – 57 %, н-бутан – 43 %.

Р е ш е н и е. Низшая теплота сгорания смеси (без учета фракционности испарения) по формуле (1.16)

$$Q_{\text{н}} = 0,57 \cdot 93370 + 0,43 \cdot 123770 = 106442 \text{ кДж/м}^3.$$

Принимаем тепловую мощность плиты $Q_{\text{ном}} = 10,8$ кВт и производительность одного баллона $V_6 = 0,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ (см. табл. 4.1). По СНБ 4.03.01–98 находим, что коэффициент одновременности $K_o = 0,265$. По формуле (4.7) число рабочих баллонов в установке

$$N = \frac{3600 \cdot 8 \cdot 10,8 \cdot 0,265}{106442 \cdot 0,3} = 2,58 = 3 \text{ шт.}$$

Общее число баллонов в установке с учетом резервных принимаем 6 шт.

П р и м е р 4.2. Определить состав сжиженного газа при использовании его от баллонной установки, размещенной при температуре $t_{\text{н}} = -30$ °С.

Р е ш е н и е. При отсутствии отбора паров СУГ из баллона температуры жидкости $t_{\text{ж}}$ и окружающей среды $t_{\text{о.с}}$ равны. В этом случае количество теплоты, поступающей из окружающего воздуха, $Q_{\text{о.с}} = 0$ и испарение не происходит. При отборе паров из баллона начинается испарение жидкой фазы, а температура ее снизится на величину $t = t_{\text{н}} - t_{\text{к}}$. Возникший температурный перепад между окружающей средой и жидкостью обеспечивает теплоприток из воздуха и испарение жидкой фазы.

Для нормальной работы установки необходимо минимальное давление в баллоне $P = 0,16$ МПа и перепад температур наружного воздуха и жидкой фазы не менее 5 °С. Таким образом, температура жидкой фазы должна быть минус 35 °С.

На графике упругости насыщенных паров углеводородов в зависимости от температуры жидкой фазы (см. рис. 1.1) находим точку с координатами $P = 0,16$ МПа и $t = -35$ °С. Она располагается между кривыми этана и пропана.

Обозначив содержание этана в смеси x_1 , бутана x_2 , можно на основании уравнения (1.6) записать для давления смеси

$$P_{\text{см}} = x_1 P_1^{\text{нас}} + x_2 P_2^{\text{нас}}.$$

По таблицам находим упругости насыщенных паров этана и пропана при температуре $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $P_1 = 0,902\text{ МПа}$; $P_2 = 0,134\text{ МПа}$. Так как $x_1 + x_2 = 1$, то выразив x_2 через x_1 , получим уравнение с одним неизвестным

$$0,16 = 0,902 x_1 + 0,134 (1 - x_1).$$

Решив его, найдем $x_1 = 0,034$. Тогда $x_2 = 1 - 0,034 = 0,966$.

Таким образом, мольный состав жидкой фазы в баллоне должен включать 3,4 % этана и 96,6 % пропана.

4.3. Групповые резервуарные установки с естественным испарением

Снабжение отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, объектов коммунального, сельскохозяйственного или промышленного назначения, потребляющих сжиженные углеводородные газы, осуществляется от резервуарных установок, размещенных вблизи потребителя (в жилом квартале, на территории промпредприятия, сельскохозяйственной производственной зоны).

В резервуарной установке хранится запас сжиженного газа, определенный расчетом, и осуществляется процесс испарения жидкой фазы с последующей подачей потребителю паровой фазы необходимого давления.

Различают резервуарные установки с естественным испарением сжиженного газа и с искусственным испарением.

Обязательные элементы резервуарной установки с естественным испарением (регазификацией): резервуары, трубопроводы обвязки резервуаров по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регулятор давления газа, предохранительное запорное и сбросное устройство, манометр показывающий (до регулятора давления), штуцер с краном после регулятора давления для присоединения контрольного манометра, измеритель уровня сжиженного газа в резервуаре.

Групповые резервуарные установки бывают наземными и подземными. Наземные установки, как правило, применяются для газоснабжения только промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а подземные – для газоснабжения всех указанных выше

потребителей. Подземная установка резервуаров экономит место на поверхности земли и повышает безопасность использования газа. Число резервуаров в установке определяется расчетом и принимается не менее двух. Для потребителей с расчетным расходом газа до $4,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ допускается установка одного резервуара, но при этом следует предусматривать две параллельные линии регулирования давления газа.

Резервуарные установки размещаются на отведенных для них площадках с таким расчетом, чтобы обеспечить удобные подъезды для автоцистерн и другого транспорта. Площадки резервуарных установок ограждаются забором из негорючих материалов высотой не менее 1,6 м. Расстояние от резервуарной установки до ограждения должно быть не менее 1 м. Минимальное расстояние от резервуаров групповых установок до зданий и сооружений различного назначения устанавливается в зависимости от геометрического объема резервуаров и степени огнестойкости зданий и составляет от 8 до 75 м. Минимальные расстояния от установки до подземных сооружений и воздушных линий электропередачи и связи составляют от 2 до 5 м.

Для резервуарных установок применяются стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. В настоящее время для компоновки установок сжиженного газа в основном используются резервуары геометрическим объемом $2,5$ и 5 м^3 и реже – объемом 10 , 25 и 50 м^3 . Максимальное количество сжиженного газа в одной групповой резервуарной установке не должно превышать 300 м^3 при подземном размещении резервуаров и 5 м^3 при надземном.

Подземные резервуары для защиты от коррозии покрываются усиленной или весьма усиленной изоляцией и устанавливаются на фундаментах на глубине не менее $0,6$ м от поверхности земли до верхней образующей резервуара. Расстояние между отдельными резервуарами принимается с учетом обеспечения теплопритока из грунта и удобства вскрытия резервуаров для осмотра и ремонта, но не менее 1 м.

Наземные резервуары окрашиваются в светлый цвет. Расстояние в свету между надземными резервуарами принимается равным диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

На рис. 4.6 показан подземный резервуар групповой резервуарной установки геометрическим объемом $2,5 \text{ м}^3$. В комплект такого резервуара входят собственно резервуар, горловина, на которой на специальном фланце крепится арматурная головка, защитный кожух с двухстворчатой дверкой.

Резервуар представляет собой стальной сварной цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, рассчитанный на рабочее давление $1,0 \text{ МПа}$. Для установки резервуара на фундамент предусмотрены специальные опоры. Между опорами несколько ближе к правой из них вварен зачистной карман 7. Сверху резервуара вварена горловина 11, на конце верхней части которой приварен фланец арматурной головки 4, предназначенной для крепления арматуры. В левой части резервуара сверху вварен патрубок 6 паровой фазы, а снизу – патрубок 5 жидкой фазы.

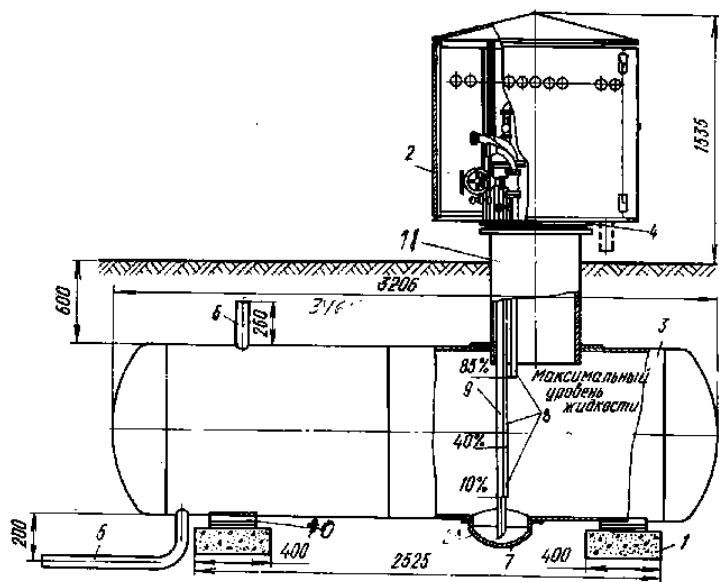


Рис. 4.6. Подземный резервуар групповой резервуарной установки:
 1 – фундамент; 2 – защитный кожух; 3 – подземный резервуар с геометрическим объемом $2,5 \text{ м}^3$; 4 – головка подземного резервуара для работы без испарителя; 5 – труба для объединения жидких фаз резервуаров; 6 – труба для объединения

паровых фаз резервуаров; 7 – днище-карман; 8 – уровнемерные трубки; 9 – трубка для опорожнения резервуара; 10 – опора; 11 – горловина

Арматурная головка включает в себя: узел наполнения резервуара сжиженным газом; узел паровой фазы; узел слива сжиженного газа из резервуара; трубки контроля уровня сжиженного газа в резервуаре; показывающие 10, 40 и 85 % заполнения; предохранительный запорный клапан высокого давления; манометр для измерения давления газа в резервуаре; расходную колонку и запорную арматуру. Расходная колонка комплектуется предохранительным запорным клапаном ПКК-40 М, регулятором давления РДБК 1-25 и запорной арматурой. Арматурная головка, или головка управления, может использоваться для работы с естественным и искусственным испарением сжиженных газов. Принципиальная схема арматурной головки показана на рис. 4.7, а арматурная головка в сборе – на рис. 4.8.

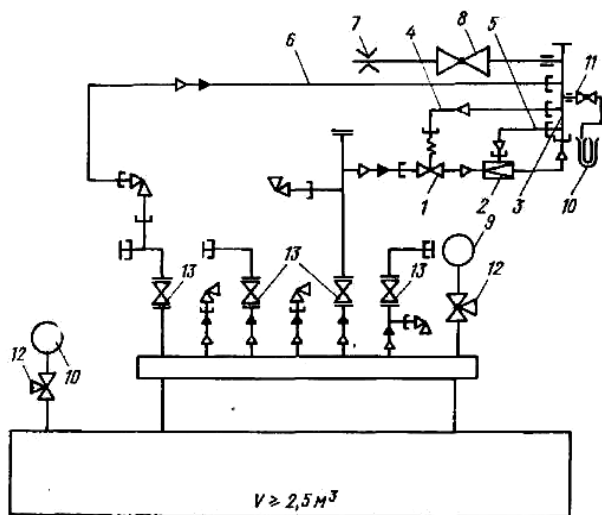


Рис. 4.7. Принципиальная схема арматурной головки для работы с естественным и искусственным испарением:

1 – предохранительный клапан отсекающий ПКК-40М; 2 – регулятор давления РД-32М; 3 – коллектор; 4, 5 – трубки импульсные; 6 – трубка сбросная; 7 – дроссель диаметром 10 мм; 8 – кран 50 мм; 9 – манометры; 10 – V-образный манометр с водяным заполнением; 11 – кран; 12 – трехходовой кран; 13 – вентиль

Подземный резервуар заполняется сжиженным газом из автоцистерны через резиноканевый шланг, присоединяемый к наполнительному патрубку с запорным вентилем (узел 3). Паровые фазы автоцистерны и резервуара при наполнении соединяются шлангом через узел 2. Уровень заполнения резервуара контролируется равномерными трубками с угловыми вентилями. Поочередно открывая вентили на трубках по появлению жидкой фазы судят о заполнении резервуара. После заполнения подземного резервуара сжиженный газ из наполнительного шланга автоцистерны сбрасывается по трубе 15 в расходный газопровод. Остатки газа при полном опорожнении резервуара удаляются через дренажный патрубок 9 (см. рис. 4.6).

Давление пара в резервуаре контролируется манометром 12 (см. рис. 4.8). При недопустимом повышении этого давления пружинный предохранительный клапан 11 стравливает часть газа в атмосферу. Пары сжиженного газа выходят из резервуара по трубе 9, проходят через предохранительный запорный клапан 6, который отключает подачу газа в сеть при недопустимом увеличении давления газа после регулятора, и через регулятор давления 7 поступают в коллектор 10 и далее в расходный газопровод. Давление в газовой сети контролируется манометром, который присоединяется через лабораторный кран 17 на коллекторе. В коллектор также врезаны импульсные трубки предохранительного запорного клапана и регулятора давления.

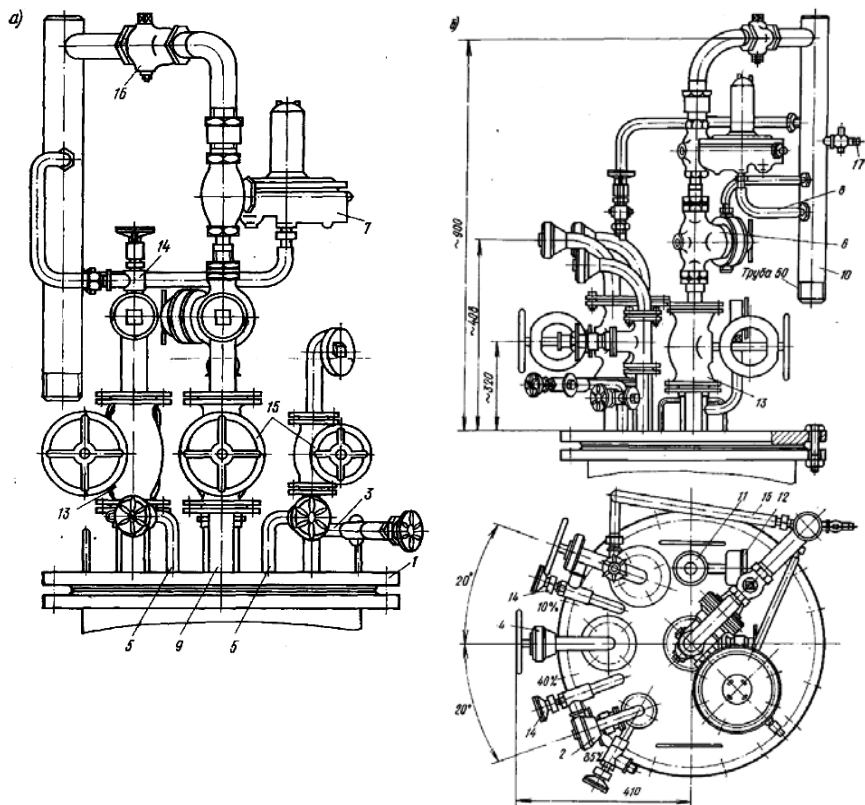


Рис. 4.8. Оборудование головки подземного резервуара:

a – вид спереди; *б* – вид сбоку и план; 1 – фланец головки; 2 – узел для присоединения парового шланга; 3 – узел для присоединения наполнительного шланга; 4 – узел для присоединения дренажного шланга при сливе остатков; 5 – уровневые трубки; 6 – предохранительно-запорный клапан; 7 – регулятор давления РД; 8 – импульсная трубка регулятора; 9 – труба высокого давления паровой фазы; 10 – труба для присоединения расходного газопровода; 11 – пружинный предохранительный клапан высокого давления; 12 – манометр; 13 – вентили запорные; 14 – вентили запорные угловые;

15 – труба для сброса сжиженного газа из резиноканевого шланга автоцистерны после заполнения резервуара; 16 – пробочный кран натяжной; 17 – лабораторный кран

Групповые резервные установки состоят, как правило, из двух или нескольких подземных резервуаров. Все резервуары групповой установки комплектуются в секции (блоки) по два в каждой. При двух резервуарах секцию представляет один резервуар. При трех,

пяти и другом нечетном числе резервуаров одну из секций также представляет один резервуар. На каждую секцию устанавливается одна надземная арматурная головка. Трубопроводом жидкой фазы резервуары секций объединены между собой, а паровыми присоединяются к общему коллектору с возможностью отключения любой из секций. Резервуары секций могут работать только совместно. Каждый блок может работать по выдаче газа как отдельно, так и совместно с другими блоками. Такой принцип объединения резервуаров позволяет регулировать как производительность установок, так и заполнение резервуаров, а также производить ремонт всех устройств, входящих в установку, и работы по переосвидетельствованию резервуаров без прекращения подачи газа потребителям. Над подземными трубопроводами жидкой фазы, объединяющими резервуары секций, устанавливаются контрольные трубки, выведенные над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, отключающие устройства между блоками резервуаров устанавливаются на высоте не менее 0,5 м от земли.

Групповая резервуарная установка, состоящая из трех подземных резервуаров, показана на рис. 4.9.

Трубопроводы паровой фазы сжиженного газа от подземных резервуарных установок до потребителей прокладываются подземно на глубине от 1 до 1,3 м по нормам прокладки газопроводов сетевого газа. Газопроводы от резервуарных установок с надземными резервуарами могут прокладываться надземно или подземно, исходя из местных условий. Надземные газопроводы необходимо теплоизолировать и предусматривать их обогрев. Газопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону конденсатосборников для подземных газопроводов и в сторону газоснабжающей установки для надземных газопроводов. Вместимость конденсатосборников принимается не менее 4 л на 1 м³ расчетного расхода газа. Отключающие устройства на газопроводах низкого давления от резервуарной установки к потребителям устанавливаются на вводах, как правило, снаружи здания. При газоснабжении более 400 квартир от одной резервуарной установки устанавливается дополнительное отключающее устройство на подземном газопроводе от резервуарной установки в колодце

глубиной не более 1 м или над землей под защитным кожухом (в ограде).

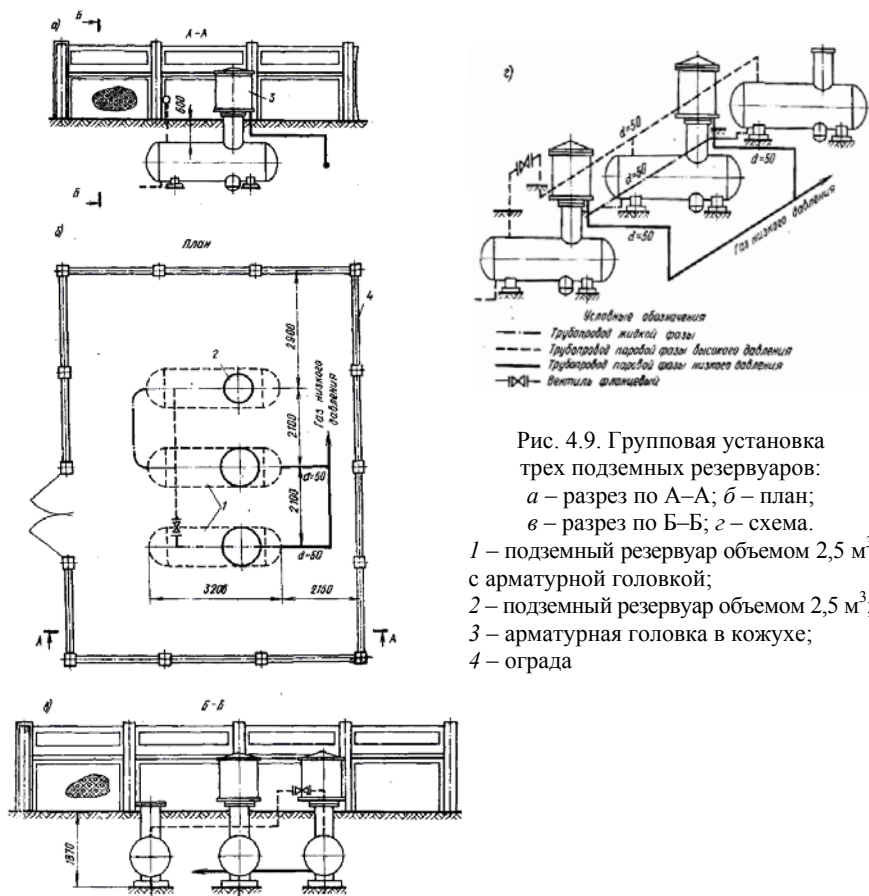


Рис. 4.9. Групповая установка трех подземных резервуаров:
 а – разрез по А–А; б – план;
 в – разрез по Б–Б; г – схема.

- 1 – подземный резервуар объемом 2,5 м³ с арматурной головкой;
- 2 – подземный резервуар объемом 2,5 м³;
- 3 – арматурная головка в кожухе;
- 4 – ограда

Схема газоснабжения жилого дома от резервуарной установки с естественным испарением показана на рис. 4.10.

Правильный выбор количества резервуаров в установке в значительной степени определяет надежность и экономичность ее работы. Число резервуаров в установке зависит от характера потребителей, т.е. величины расхода газа и режима его потребления, и от производительности резервуара. Поскольку аналитически учесть влияние всех перечисленных выше факторов на

производительность под-земного резервуара практически невозможно (см. п. 4.1), для практических расчетов пользуются номограммой, составленной по результатам экспериментальных исследований резервуаров объемом 2,5 и 5,0 м³ (рис. 4.11).



Рис. 4.10. Схема газоснабжения сжиженным газом от резервуарной установки

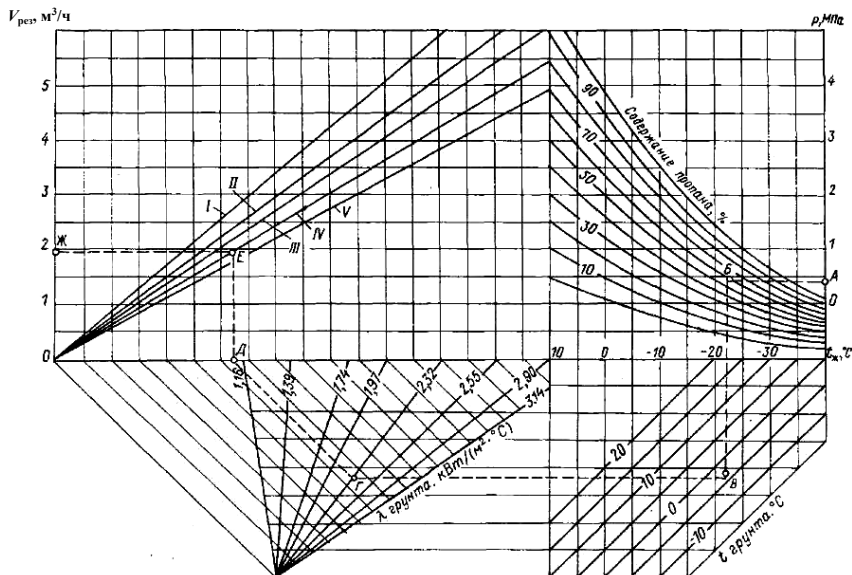


Рис. 4.11. Номограмма для определения испарительной способности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного):

- I – резервуар 5 м³, заполнение 85 %; II – резервуар 5 м³, заполнение 50 %;
 - III – резервуар 5 м³, заполнение 35 % и резервуар 2,5 м³, заполнение 50 %;
 - IV – резервуар 2,5 м³, заполнение 85 %; V – резервуар 2,5 м³, заполнение 35 %;
- П р и м е р: Дано $p = 0,01$ МПа; $C_3H_8 = 60$ %; $t = 3$ °C; $\lambda_{cp} = 2,32$ кВт/(м²·°C),
заполнение 35 %; находят $V = 2$ м³/ч по линии АБВГДЕЖ

В групповой резервуарной установке сказывается тепловое воздействие рядом расположенных подземных резервуаров, в результате чего грунт между ними охлаждается и производительность резервуаров уменьшается, что должно быть учтено при расчете установки. Испарительная способность группы резервуаров не равняется сумме испарительной способности такого же числа отдельно стоящих резервуаров. Для учета теплового воздействия рядом расположенных подземных резервуаров полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового взаимодействия m , зависящий от числа резервуаров в установке. Значения коэффициента теплового взаимодействия в зависимости от числа резервуаров в установке при размещении резервуаров с разрывами 1 м приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Коэффициент теплового взаимодействия
подземных резервуаров

Число резервуаров в установке	Коэффициент взаимодействия m
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64

Если размещать резервуары с разрывом между ними в 2 м, то производительность группы резервуаров увеличивается на 32 %.

На основании длительного опыта эксплуатации резервуарных установок при определении числа резервуаров в установке часто используют следующие среднерасчетные испарительные способности: для резервуаров вместимостью $2,5 \text{ м}^3 - 4,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ и для резервуаров $5,0 \text{ м}^3 - 9,0 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Количество резервуаров в групповой установке $N_{\text{рез}}$ определяется исходя из расчетного расхода газа:

$$N_{\text{рез}} = \frac{G_p}{G_{\text{рез}}},$$

где G_p – расчетный расход газа, кг/ч;

$G_{\text{рез}}$ – производительность одного резервуара, кг/ч.

По номограмме (см. рис. 4.11) определяется объемная испарительная способность резервуара $V_{\text{рез}}$, м³/ч. Массовая производительность резервуара находится по выражению

$$G_{\text{рез}} = V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{о см}}^{\Gamma},$$

где $\rho_{\text{о см}}^{\Gamma}$ – плотность газообразной смеси СУГ, кг/м³.

Расчетная часовая нагрузка установки G_p для коммунальных промышленных и сельскохозяйственных объектов определяется по тепловой мощности установленных газопотребляющих агрегатов с учетом коэффициента одновременности их работы. Для жилых зданий нагрузка на резервуары определяется по формуле

$$G_p = \frac{n \cdot K_n \cdot Q_{\text{год}}}{365 \cdot Q_n^M} \cdot K_n^H, \quad (4.8)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, чел.; при отсутствии данных принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности;

K_n – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовых плит $K_n = 1,4$; при установке плит и проточных водонагревателей $K_n = 2,0$);

$Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа на одного потребителя в тепловых единицах, кДж/год;

K_n^H – показатель часового максимума суточного расхода, $K_n^H = 0,12$;

Q_n^M – теплота сгорания газа (массовая), кДж/кг.

Годовые нормы расхода газа приводятся в СНБ 4.03.01–98. При определении расчетных расходов сжиженного газа в населенных пунктах с застройкой усадебного типа следует учитывать расходы газа на приготовление кормов и подогрев воды для животных,

содержащихся в личных хозяйствах. При установке в домах отопительных аппаратов, являющихся генераторами тепла в системе квартирного отопления, необходимо учитывать расход газа на отопление зданий.

Расчетный расход газа G_p , на нужды отопления определяется по формуле

$$G_p^{\text{от}} = \frac{3,6 \cdot Q_p}{\eta \cdot Q_H^M}, \text{ кг/ч}, \quad (4.9)$$

где Q_p – максимальный тепловой поток на отопление жилого здания (квартиры), Вт;

η – коэффициент полезного действия отопительного аппарата;

Q_H^M – теплота сгорания газа, массовая, кДж/кг.

При известной общей площади F , м², отапливаемого здания (квартиры)

$$Q_p = F q_0,$$

где q_0 – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади, Вт.

При известной номинальной мощности отопительного аппарата $Q_{\text{ном}}$, Вт, количество тепла, отдаваемого в квартирную систему водяного отопления, составит

$$Q_p = \eta \cdot Q_{\text{ном}}.$$

Планирование отпуска газа потребителям осуществляется по показателям годового потребления. Если на бытовые нужды годовой расход газа может быть определен по годовым нормативам, т. е.

$$G_{\text{год}} = \frac{n \cdot Q_{\text{год}}}{Q_H^M},$$

то на отопительные нужды годовой расход газа определяется по формуле

$$G_{\text{год}}^{\text{от}} = \frac{3,6 \cdot Q_0 \cdot (t_{\text{в}} - t_{\text{ср.от}}) \cdot n_0 \cdot 24}{(t_{\text{в}} - t_{\text{н.о}}) \cdot \eta \cdot Q_{\text{н}}^{\text{м}}}, \quad (4.10)$$

где $t_{\text{в}}$ – температура воздуха в отапливаемом помещении, °С;

$t_{\text{ср.от}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

n_0 – продолжительность отопительного периода, сут;

$t_{\text{н.о}}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

η – коэффициент полезного действия отопительного аппарата;
 $\eta \approx 0,8$.

Расходы сжиженного газа различного рода газопотребляющими аппаратами (котлами, технологическими печами, сельскохозяйственными агрегатами) определяются по техническим характеристикам этих агрегатов, которые приводятся в технических паспортах, т. е. для определения расчетного расхода газа должны быть известны номинальная тепловая мощность и коэффициент полезного действия агрегата.

Производительность групповой установки с учетом взаимного влияния резервуаров определяется по выражению

$$G_{\text{уст}} = N_{\text{рез}} \cdot G_{\text{рез}} \cdot m_{\text{рез}},$$

где $m_{\text{рез}}$ – коэффициент теплового взаимодействия резервуаров.

Запас сжиженного газа в резервуарах установки должен обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей в течение 10–15 суток. При начальном уровне заполнения резервуаров жидкостью 85 % и остаточном – 35 % запас сжиженного газа $G_{\text{зап}}$ составит

$$G_{\text{зап}} = N_{\text{рез}} (0,85 - 0,35) \cdot V_{\text{геом}} \cdot \rho_{\text{ж.см}}, \text{ кг},$$

где $V_{\text{геом}}$ – геометрическая емкость резервуара, м³;

$\rho_{\text{ж.см}}$ – плотность смеси жидкой фазы, кг/м³.

Число суток z между заправками резервуаров

$$z = \frac{G_{\text{зап}}}{G_{\text{сут}}},$$

где $G_{\text{сут}}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут, определяемый по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot n}{365 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{M}}}. \quad (4.11)$$

Очевидно, что испарительная способность резервуарной установки зависит от температуры окружающей среды, значения которой в течение года резко меняются. В зимний период эксплуатации установки подача газа потребителю может прекратиться из-за недостаточного притока тепла к жидкости и снижения упругости насыщенных паров ниже величины, необходимой для нормальной работы регулятора давления газа. Увеличение содержания бутановых фракций в составе сжиженного газа приводит к снижению давления газа в резервуаре, что создаст перебои в газоснабжении в холодное время года.

В силу указанных причин групповые резервуарные установки с испарением жидкости внутри резервуаров за счет тепла грунта (или воздуха) имеют ряд недостатков:

- переменная производительность установок;

- переменная теплота сгорания поступающей к потребителю паровой фазы, так как вначале испаряются легкокипящие компоненты с меньшей теплотой сгорания (пропановые фракции), а затем – все более высококипящие (бутановые фракции); значительное колебание теплоты сгорания газа ухудшает процесс сжигания газа в газогорелочных устройствах;

- невозможность использования неиспарившихся бутановых фракций сжиженного газа;

- значительные металлозатраты и габариты установок, особенно при высокой производительности по паровой фазе;

- нарушение бесперебойности подачи в газоснабжении при использовании сжиженного газа с повышенным содержанием бутанов.

Пример 4.3. Определить число подземных резервуаров в установке с естественным испарением (установка находится в теплой климатической зоне), необходимых для газоснабжения 80-квартирного жилого дома. В кухнях квартир размещаются газовые плиты и водонагреватели. Объем резервуаров 5 м^3 ; минимально допустимое давление газа в резервуаре $0,16 \text{ МПа}$ (абс.); массовый состав жидкой фазы: $g_{\text{C}_3\text{H}_8} = 50 \%$, $g_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 50 \%$; средний объемный состав компонентов в паровой фазе $y_{\text{C}_3\text{H}_8} = 57 \%$, $y_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 43 \%$; плотность смеси жидкой фазы $\rho_{\text{ж.см}} = 592 \text{ кг/м}^3$; $Q_{\text{H}}^{\text{см}} = 106440 \text{ кДж/м}^3$ (см. пример 4.1); температура грунта $t_{\text{гр}} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$; теплопроводность грунта $\lambda_{\text{гр}} = 2,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; коэффициент семейности принят $3,7$.

Решение. Плотность газообразной пропан-бутановой смеси при нормальных условиях равна $\rho_0^{\text{см}} = 0,57 \cdot 2,019 + 0,43 \cdot 2,703 = 2,313 \text{ кг/м}^3$

Массовая теплота сгорания составит

$$Q_{\text{H}}^{\text{см}} = \frac{106440}{2,313} = 46020, \text{ кДж/кг.}$$

По формуле (4.8) находим расчетный расход сжиженного газа для газоснабжения жилого дома:

$$G_{\text{р}} = \frac{80 \cdot 3,7 \cdot 2 \cdot 7,3 \cdot 10^6}{365 \cdot 46020} \cdot 0,12 = 30,9 \text{ кг/ч.}$$

Для заданных значений содержания пропана в жидкой смеси $t_{\text{гр}}$, $\lambda_{\text{гр}}$ по номограмме (см. рис. 4.11) определяем производительность подземного резервуара при минимальном давлении $P = 0,16 \text{ МПа}$ (абс.) и уровне заполнения его жидкостью 50% . Она составляет $V_{\text{рез}} = 3,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ или $G_{\text{рез}} = 7,6 \text{ кг/ч}$.

Требуемое количество резервуаров в установке

$$N_{\text{рез}} = \frac{30,9}{7,6} = 4 \text{ рез.}$$

Действительная производительность установки с учетом взаимного теплового влияния резервуаров

$$G_{\text{уст}} = 4 \cdot 7,6 \cdot 0,74 = 22,5 \text{ кг/ч.}$$

Группа из четырех резервуаров не обеспечит расчетную производительность установки. Увеличиваем количество резервуаров до шести, проверяем их действительную производительность:

$$G_{\text{уст}} = 6 \cdot 7,6 \cdot 0,67 = 30,6 \text{ кг/ч.}$$

Запас газа в резервуарах установки при остаточном уровне заполнения 0,35

$$G_{\text{зап}} = 6 \cdot 5(0,85 - 0,35) \cdot 592 = 8880 \text{ кг.}$$

По формуле (4.11) определяем среднесуточный расход газа:

$$G_p = \frac{80 \cdot 3,7 \cdot 2 \cdot 7,3 \cdot 10^6}{365 \cdot 46020} = 128,7 \text{ кг/сут,}$$

и уточняем число суток между заправками резервуаров установки:

$$z = \frac{8880}{128,7} = 68 \text{ сут.}$$

Резервуарная установка с естественным испарением обеспечит требуемую производительность при создании запаса в шести резервуарах на 68 суток.

4.4. Групповые резервуарные установки с искусственной регазификацией

Отмеченные выше недостатки групповых резервуарных установок с естественной регазификацией в значительной мере устранены в установках искусственной регазификации, имеющих подогрев сжиженного газа непосредственно в емкостях или в выносном испарителе, куда из емкости поступает жидкая фаза

постоянного состава. В результате нагрева жидкость испаряется и образовавшийся пар подается потребителям.

Резервуарные установки с искусственной регазификацией используются в следующих случаях:

- если групповые резервуарные установки с естественным испарением не могут обеспечить потребность в газе различных объектов;

- по условиям технологического процесса необходимо постоянство состава газа по теплоте сгорания и плотности;

- необходимо надежное обеспечение газом установок, работающих при резко переменном режиме потребления газа;

- в зимнее время используется сжиженный газ летних марок.

Внедрение установок с искусственным испарением позволяет резко увеличить испарительную способность групповых резервуарных установок, уменьшить металло- и капиталовложения на тонну используемого газа, обеспечить получение паровой фазы газа постоянной теплоты сгорания, облегчить производство и хранение сжиженных газов на заводах-поставщиках. Испарительная способность резервуарных установок с искусственным испарением может быть увеличена в 3–5 раз по сравнению с установками с естественным испарением сжиженного газа.

В летнее время, когда расход газа значительно уменьшается, групповые резервуарные установки с искусственной регазификацией могут полностью или частично работать по схеме установок с естественным испарением, для чего паровое пространство резервуаров должно быть соединено с расходным газопроводом.

Для регазификации сжиженных углеводородных газов используются испарители двух основных видов: прямого и непрямого обогрева. К первому виду относятся такие аппараты, в которых тепло к сжиженному газу поступает через стенку непосредственно от горячего теплоносителя. К ним относятся змеевиковые, трубчатые, оросительные и огневые испарители. В испарителях непрямого подогрева сжиженный газ получает тепло через стенку от промежуточного газа или жидкости, обогреваемых горячим теплоносителем. К ним относятся огневой испаритель с водяной ванной, в котором промежуточным теплоносителем

является азот или гелий, и электрический испаритель с промежуточным теплоносителем азотом.

Кроме того, испарители сжиженного газа классифицируются по следующим признакам:

- по применяемой схеме регазификации;
- по виду используемого теплоносителя;
- по виду контакта теплоносителя со сжиженным газом;
- по виду контакта сжиженного газа с поверхностью нагрева;
- по испарительной способности.

По применяемой схеме регазификации испарители могут быть емкостные, проточные и комбинированные.

По виду используемого теплоносителя испарители подразделяются на следующие типы: с использованием горячей воды, водяного пара, горячего масла, электроэнергии или открытого пламени (огневые).

По виду контакта сжиженного газа с поверхностью нагрева испарители могут быть с кипением жидкой фазы в большом объеме, с кипением в трубах при вынужденной циркуляции и оросительные (пленочные и форсуночные).

По испарительной способности испарители делятся на испарители малой (до 200 кг/ч), средней (200–400 кг/ч) и большой производительности (более 400 кг/ч).

К емкостным испарителям относятся групповые резервуарные установки, размещенные в подземных отапливаемых камерах глубиной около 2 м и шириной 6 м. Длина камеры зависит от числа и размеров резервуаров и количества установленных отопительных приборов. В установке используются подземные резервуары вместимостью 2,5 или 5 м³. В таких установках тепло от нагретого отопительными нагревательными приборами воздуха поступает через поверхность резервуаров к сжиженному газу и вызывает интенсивное его испарение. Из резервуаров пары сжиженного газа поступают через регулятор давления к потребителю. Установки обеспечивают постоянную испарительную способность резервуаров независимо от климатических условий и режима эксплуатации. Однако кроме недостатков, характерных для групповых резервуарных установок с естественным испарением, им присущи и другие: значительно большие капитальные затраты на их сооружение; большие эксплуатационные расходы; необходимость

наличия двух видов внеш-них источников энергии – тепловой и электрической; значительные тепловые потери в окружающую среду, составляющие 300–350 % от полезного тепла, затраченного на испарение газа; определенная пожароопасность в случае перерыва в работе системы автоматики регулирования температуры воздуха в отапливаемой камере или системы вентиляции; для предотвращения конденсатообразования в подземных газопроводах к потребителю их следует прокладывать ниже зоны промерзания грунта или параллельно с тепловым спутником. Из-за отмеченных недостатков данные установки не нашли широкого применения.

К емкостному также относится регазификатор электрический погружной РЭП-2,5 (рис. 4.12). Он состоит из резервуара вместимостью 2,5 м³, трубчатого электронагревателя и электрооборудования с автоматикой регулирования и безопасности (взрывозащищенная коробка, температурное реле, электроконтактный манометр и электрошкаф с пусковой и регулирующей аппаратурой). Взрывозащищенная коробка с электронагревателем и температурным реле устанавливаются на специальном патрубке, вваренном в глухой фланец подземного резервуара. Взрывозащищенная коробка и электроконтактный манометр закрываются съемным колпаком. Электрошкаф монтируется на специальной стойке на расстоянии не менее 5 м от предохранительных клапанов, установленных на головках подземных резервуаров. Электронагреватель может быть установлен на резервуаре объемом 5,0 м³. Электронагреватели для резервуаров 2,5 и 5,0 м³ однотипные и отличаются только длиной.

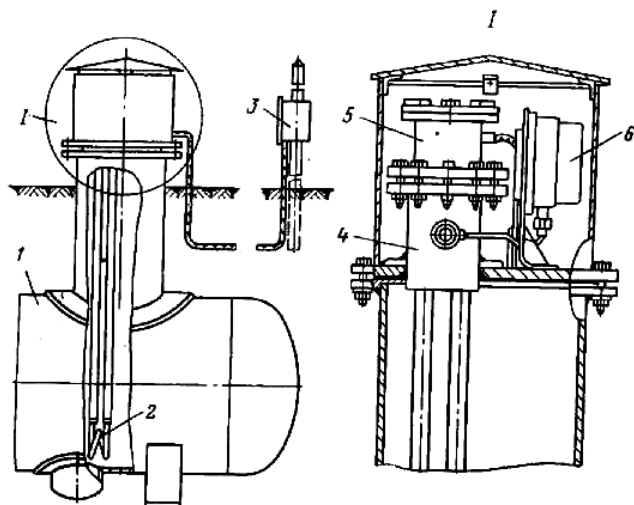


Рис. 4.12. Электрический регазификатор:

1 – резервуар; 2 – электронагреватель; 3 – электрошкаф; 4 – распределительная коробка; 5 – автоматика регулирования и безопасности; 6 – контактный манометр

Искусственное испарение сжиженного газа происходит за счет тепла, выделяемого электронагревателем, который автоматически включается или выключается в зависимости от расхода паровой фазы газа. С увеличением расхода газа давление в резервуаре будет понижаться. При достижении им нижнего предела, установленного на электроконтактном манометре, последний через промежуточное реле включит электронагреватель и, наоборот, выключит его, когда давление газа в резервуаре достигнет верхнего заданного предела. Таким образом давление в резервуаре будет поддерживаться в определенных заданных пределах, значения которых могут устанавливаться в зависимости от режима работы, времени года, состава газа и других факторов. Для контроля тока в цепи электронагревателя в электросхеме предусмотрена сигнальная лампа с реле максимального тока.

В случае если электроконтактный манометр по какой-либо причине не отключит электронагреватель при достижении верхнего предела давления, температурное реле выключает нагреватель, когда температура в резервуаре достигнет величины, на которую

настроено реле. При понижении температуры сжиженного газа в резервуаре контакты температурного реле автоматически замыкаются и нагреватель снова включается.

Номинальная производительность подземных резервуарных установок, оборудованных испарителями РЭП-2,5, зависит от состава жидкой фазы. Испарительная способность по пропану 15 м³/ч, по бутану – 10 м³/ч. Рабочая температура – от –30 до +25 °С; потребляемый ток переменный, номинальное напряжение 220 В; мощность электронагревателя 5 кВт; рабочее давление в резервуаре 1,0 МПа.

Установки с электрическими регазификаторами используются только для газоснабжения жилых зданий при отсутствии централизованных источников теплоснабжения.

Размещение нагревателя РЭП в резервуаре в большом объеме жидкости имеет ряд положительных сторон: отсутствие необходимости в автоматической защите расходных трубопроводов от попадания жидкой фазы, значительное сокращение по сравнению с выносными испарителями объема монтажных работ, уменьшение количества контрольно-измерительных и регулирующих приборов.

Вместе с тем испарителям РЭП присущ ряд серьезных недостатков: фракционное испарение смеси сжиженных газов, характерное для обычных групповых резервуарных установок с естественным испарением; сравнительно низкая испарительная способность (10–15 м³/ч); потребность в дополнительном резервуаре с глухим фланцем для монтажа регазификатора при наличии в составе установки только двух резервуаров или необходимости увеличения производительности установки за счет оснащения ее несколькими регазификаторами; большой удельный расход металла, составляющий 150–200 кг на 1 м³/ч. Кроме того, они весьма ненадежны в эксплуатации из-за частого перегорания электронагревателей, что происходит при снижении уровня жидкой фазы в резервуаре и оголении ТЭН. Эксплуатация резервуаров с испарителем РЭП показала, что во избежание преждевременного выхода из строя электронагревателя ТЭН нельзя продолжительное время держать резервуар заполненным жидкой фазой ниже 50 %. Перегорание электронагревателей возможно и при продолжительной работе с максимальной нагрузкой за счет явления теплового гистерезиса, т. е. частой смены пузырькового и

пленочного режимов кипения на поверхности нагрева, характерной для электронагрева при кипении, что приводит к разрушению электронагревателя. При замене электронагревателя необходимо освобождать резервуар от сжиженного газа, что сказывается на работе установки и приводит к дополнительным затратам. Для предотвращения образования конденсата газопровод от установки к потребителям следует прокладывать в грунте ниже глубины промерзания или в зоне промерзания на глубине 1,0–1,5 м с устройством тепловых спутников и обогреваемых конденсатосборников.

Схема установки подземных резервуаров с регазификатором РЭП показана на рис. 4.13. Один резервуар оборудован электрическим регазификатором, два других имеют необходимую предохранительную, запорную и регулирующую арматуру для обеспечения газоснабжения потребителей.

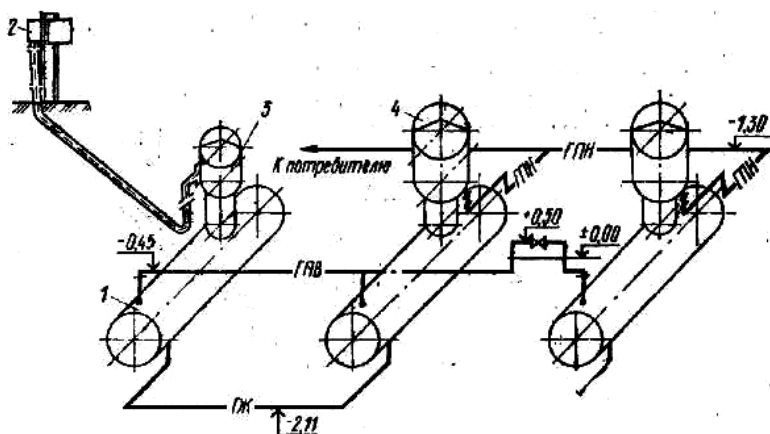


Рис. 4.13. Установка подземных резервуаров с регазификатором РЭП:

1 – резервуар вместимостью 5 м³; 2 – электрошкаф; 3 – взрывозащищенная коробка; 4 – расходная головка; ГЖ – трубопровод жидкой фазы; ГВП – трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН – трубопровод паровой фазы низкого давления

В испарителях проточного типа сжигаемый газ отбирается из резервуара в жидкой фазе и отдельно испаряется в выносном теплообменнике, поэтому фракционный состав как паровой, так и жидкой фазы остается неизменным, что улучшает работу газогорелочных устройств и позволяет прокладывать газопроводы на обычной глубине, поскольку температура конденсации паров

сжиженного газа даже для марки СПБТЛ составляет $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Недостатком проточной системы является невозможность работы на техническом бутане, так как упругость паров в резервуаре недостаточна для подачи жидкой фазы в испаритель, расположенный выше уровня земли.

К проточным испарителям относятся змеевиковые, трубчатые, форсуночные (пленочные), малогабаритный погружной с промежуточным теплоносителем, электрические с промежуточным теплоносителем и малогабаритные, огневые.

Змеевиковый испаритель (рис. 4.14) представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар диаметром 309 и высотой 780 мм, внутри которого находятся змеевик из труб диаметром 27×3 мм и поплавков с выходным клапаном. Сжиженный углеводородный газ из подземного резервуара под давлением собственных паров поступает в испаритель через нижний входной патрубок. Соприкасаясь со змеевиком, по которому циркулирует горячая вода, температура которой $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, жидкая фаза интенсивно испаряется, и пары через выходной патрубок поступают в регулятор давления и далее к потребителю. Производительность испарителя составляет 100 кг/ч газа. С увеличением отбора паров из испарителя давление в нем уменьшается и уровень жидкости повышается, смачивая большую поверхность змеевика. В результате испарение увеличивается соответственно возросшему расходу газа. При уменьшении отбора паров из испарителя давление в нем увеличивается, уровень жидкости понижается и производительность испарителя уменьшается. При чрезмерном расходе газа (выше расчетного) или при прекращении подачи горячей воды в змеевик давление в испарителе понижается, уровень жидкости повышается и поднимает поплавок, который закроет клапан выходного патрубка и предохранит расходный газопровод от заполнения жидкой фазой. После выяснения причин увеличенного расхода испаритель вновь включается обслуживающим персоналом. Предохранительный клапан исключает недопустимое повышение давления в испарителе.

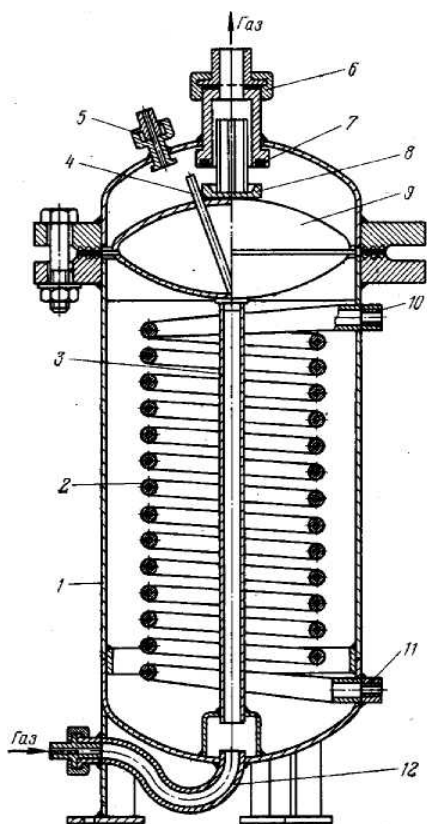


Рис. 4.14. Испаритель сжиженного углеводородного газа с погружным змеевиковым теплообменником:

1 – вертикальный цилиндрический кожух; 2 – змеевиковый теплообменник; 3 – трубка, направляющая вертикальный ход поплавка; 4 – уравнивательная парофазная трубка поплавка; 5 – патрубок предохранительного пружинного клапана; 6 – патрубок выхода насыщенных паров пропан-бутана; 7 – седло предохранительного клапана; 8 – золотник предохранительного клапана; 9 – поплавковый регулятор предельного снижения уровня сжиженного углеводородного газа; 10 – патрубок входа теплоносителя; 11 – патрубок выхода теплоносителя; 12 – патрубок входа сжиженного углеводородного газа

Достоинствами змеевикового испарителя являются: простота конструкции, автоматическое саморегулирование испарительной способности от нуля до максимальной при изменении потребления газа, низкий

удельный рас-ход металла (2,0 кг на 1 м³/ч).

К недостаткам испарителя следует отнести полное прекращение подачи газа потребителям при превышении расчетной испарительной способности регазификатора или кратковременном перерыве в подаче теплоносителя, необходимость в устройстве специального помещения для размещения испарителя и узла регулирования давления, возможность замерзания воды в змеевике при малой скорости циркуляции и разрыва труб с поступлением газа в систему отопления, что может привести к аварии.

Групповая резервуарная установка из трех резервуаров вместимостью 5,0 м³ каждый комплектуется с одним испарителем. Два резервуара из трех соединяются по паровой и жидкой фазам в

блок и оборудуются одной арматурной головкой. Головка включает следующую арматуру: узлы для наполнения, соединения паровых фаз при наполнении и сливе сжиженного газа; уровневые трубы; пружинный предохранительный клапан высокого давления; манометр; узлы для подачи жидкой и паровой фаз в испарительное отделение; запорная арматура. Испарительное отделение размещается в отдельном здании на расстоянии не менее 10 м от групповой установки подземных резервуаров.

Трубчатые испарители представляют собой аппараты, состоящие из пучков труб, собранных в кожухе при помощи трубных решеток. Испарители выполняются различных типов и модификаций; испарительная способность 100–4000 кг/ч.

Конструкция вертикального кожухотрубного испарителя с плавающей головкой показана на рис. 4.15. Сжиженный газ поступает в межтрубное пространство испарителя через поплавковый регулятор предельного уровня за счет избыточного давления в резервуаре. Теп-лоноситель (горячая вода или водяной пар) подается сверху в пучок труб диаметром 22×2 мм, проходит через них и уходит снизу через выходной патрубок и конденсационный горшок. Теплообменник работает по принципу противотока. На поверхности теплообменных трубок происходит испарение сжиженного газа. Образующиеся насыщенные пары проходят через верхнюю часть межтрубного пространства испарителя, перегреваются и через выходной штуцер направляются на регулятор давления и далее к потребителю.

Для наблюдения за количеством жидкой фазы в испарителе имеется уровневое стекло. При изменении отбора газа изменяется уровень жидкой фазы. Поступление сжиженного газа в испаритель устанавливается автоматически за счет изменения давления в межтрубном пространстве, которое обуславливается расходом газа. При увеличении расхода давление в испарителе упадет, жидкая фаза поднимется выше (в резервуаре давление остается прежним) и затопит теплообменные трубки на большую высоту, в результате испарение увеличится и давление восстановится. Наступит новое равновесное состояние. При снижении расхода газа давление в испарителе повышается и уровень жидкой фазы понижается. Снижение уровня жидкости в

испарителе будет происходить до тех пор, пока испарение не станет равным уменьшившемуся расходу.

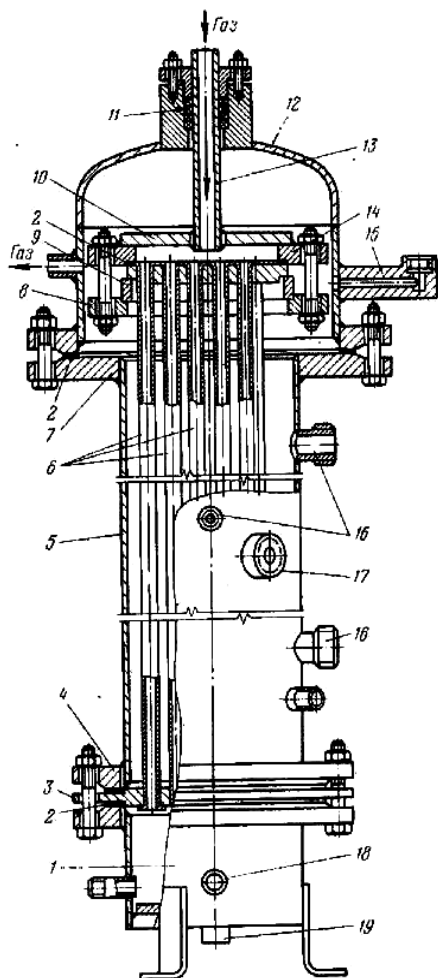


Рис. 4.15. Вертикальный кожухотрубчатый испаритель сжиженного углеводородного газа с плавающей головкой:

1 – днище; 2 – уплотнительные прокладки фланцевых соединений; 3 – нижняя неподвижная трубная решетка; 4 – фланцевое соединение днища с кожухом; 5 – кожух; 6 – трубный теплообменный пучок; 7 – фланцевое соединение крышки с кожухом; 8 – фланцевое соединение камеры с плавающей головкой; 9 – разрезное прижимное кольцо; 10 – плавающая головка трубного пучка; 11 – сальниковое уплотнение патрубка теплоносителя в крышке испарителя; 12 – крышка; 13 – патрубок для подачи теплоносителя во внутритрубное пространство теплообменного пучка; 14 – верхняя неподвижная трубная решетка; 15 – патрубок для предохранительного выпускного клапана; 16 – патрубок для присоединения поплавкового регулятора предельного уровня сжиженного углеводородного газа; 17 – патрубок для присоединения контрольного уровнямерного вентиля; 18 – патрубок отвода теплоносителя; 19 – дренажный патрубок

го газа будет очень интенсивным с образованием капель, которые могут уноситься через выходной патрубок в расходный газопровод. Жидкая фаза будет скапливаться перед регулятором давления, а проходя через него – испаряться за счет собственного тепла. Это

приведет к снижению температуры жидкости, обмерзанию регулятора и гидратообразованию. Регулятор выйдет из строя, а трубопровод заполнится жидкой фазой, которая, испаряясь, повысит давление в газопроводе выше допустимого. Для предотвращения перелива, разбрызгивания жидкой фазы и попадания ее в расходный газопровод и регулятор давления в испарителе устанавливается регулятор предельного уровня на высоте $1/3$ высоты теплообменных трубок. В этом случае при интенсивном кипении жидкой фазы брызги ее падают вниз или попадают на трубки теплообменника и испаряются, а через выходной штуцер испарителя в трубопровод поступают перегретые пары.

Кожухотрубный вертикальный испаритель с нижней трубной решеткой (рис. 4.16) работает по тому же принципу, что и испаритель с плавающей головкой, но в отличие от последнего более прост в изготовлении, так как в нем теплообменные трубы имеют только нижнюю решетку, а верхние концы теплообменных труб заварены.

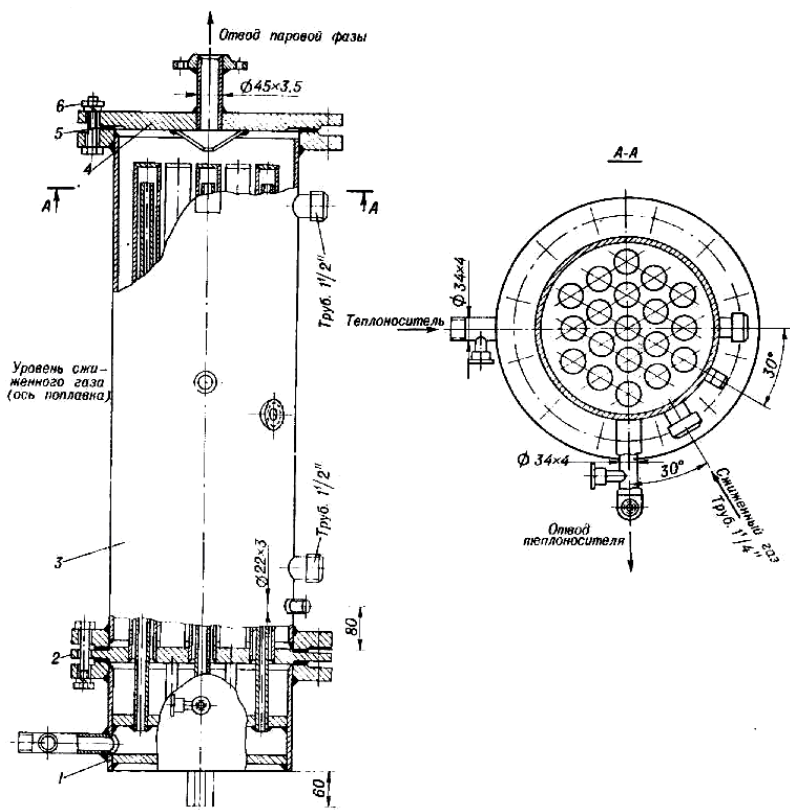


Рис. 4.16. Кожухообразный вертикальный испаритель с нижними трубными решетками:

1 – основание испарителя; 2 – трубная решетка; 3 – корпус испарителя; 4 – крышка испарителя; 5 – паронитовая прокладка; 6 – крепление крышки; 7 – колпак

Рассмотренные трубчатые испарители используются на групповых установках с подземными резервуарами и на газонаполнительных станциях. Испаритель с обвязкой и арматурной головкой устанавливается на крышке горловины расходного резервуара и защищается от осадков атмосферным кожухом, что исключает необходимость в строительстве специального помещения для испарителей. Данные испарители имеют производительность 100, 200 и 300 кг/ч.

На газонаполнительных станциях, имеющих регазификационные установки, применяются подобные кожухотрубные испарители с

плавающей головкой, но большого размера, производительностью от 200 до 1000 кг/ч и с установкой кожухотрубных пароперегревателей. При большом расходе сжиженного газа применяются трубчатые испарители с горизонтальным расположением кожуха с пучками труб U-об-разной формы. В качестве теплоносителя используется водяной пар, который поступает в верхнюю камеру. Проходя через теплообменник, пар конденсируется, а из нижней камеры отводится конденсат.

Коэффициент теплопередачи змеевиковых и трубчатых испарителей с водяным теплоносителем равен 460–580, а с паровым

–
230–290 Вт/(м²·ч·К), т. е. водяной подогрев значительно эффективнее парового во всем интервале рабочих давлений. Однако расход воды значительно превышает расход пара и для ее подачи требуется насос, что приводит к целесообразности использования водяного пара. Однако при наличии воды с температурой 60–90 °С, являющейся отходом технологического процесса, целесообразнее использовать водяной подогрев.

Преимуществом трубчатых испарителей является большая единичная испарительная способность, автоматическое саморегулирование производительности, обеспечение подогрева паров сжиженного газа, что снижает вероятность образования конденсата в подземных газопроводах при использовании сжиженного газа с повышенным содержанием бутана.

К недостаткам этих испарителей следует отнести: сложность изготовления и обеспечения надлежащей плотности межтрубного пространства, сложность обслуживания и необходимость тепловой изоляции при наружной установке, возможность замерзания воды в теплообменных трубах и их разрушения в зимний период эксплуатации и опасность проникновения сжиженного газа в теплотрассу или котельную, что может привести к тяжелым последствиям.

В оросительных (пленочных) испарителях тепло от горячего теплоносителя передается через стенку орошающей ее жидкой фазе сжиженного газа, стекающей в виде тонкой пленки. К пленочным относятся горизонтальные испарители, в которых тонкая пленка испаряемого сжиженного газа создается путем его разбрызгивания

на поверхность теплообмена с помощью форсунок, и вертикальные испарители, в которых испаряемый сжиженный газ тонкой пленкой распределяется по поверхности теплообмена с помощью специальных оросительных устройств.

Пленочные испарители имеют значительно больший коэффициент теплоотдачи (в среднем 464,0–498,8 кВт/(м²·°С) по сравнению с трубчатыми (243,6–278,0 кВт/(м²·°С)). Поэтому пленочные испарители более компактны и менее металлоемки.

Форсуночный испаритель (рис. 4.17) представляет собой теплообменный аппарат «труба в трубе». Сжиженный газ из коллектора жидкой фазы подводится к трем форсункам, которые разбрызгивают его на поверхность внутренней трубы. Для управления форсунками используются запорные угловые вентили. Теплоноситель (горячая вода или водяной пар) поступает в кольцевое межтрубное пространство, обеспечивая интенсивное испарение сжиженного газа во внутренней трубе. Для равномерного распределения температуры по длине испарителя теплоноситель подводится в две точки, а конденсат или охлажденная вода отводится из одной. Неиспарившийся сжиженный газ отводится через дренажный патрубок. Во избежание недопустимого повышения давления в испарителе на внутренней трубе со стороны выхода паровой фазы установлен предохранительный клапан. При необходимости увеличить производительность установки к коллектору жидкой фазы могут быть присоединены несколько испарителей (от двух до пяти).

По сравнению с другими испарителями форсуночные имеют ряд преимуществ: простота конструкции, удобство обслуживания и регулирования производительности, небольшие размеры и малая масса. Расход металла на единицу испарительной способности составляет 5–10 кг на 1 м³/ч по паровой фазе.

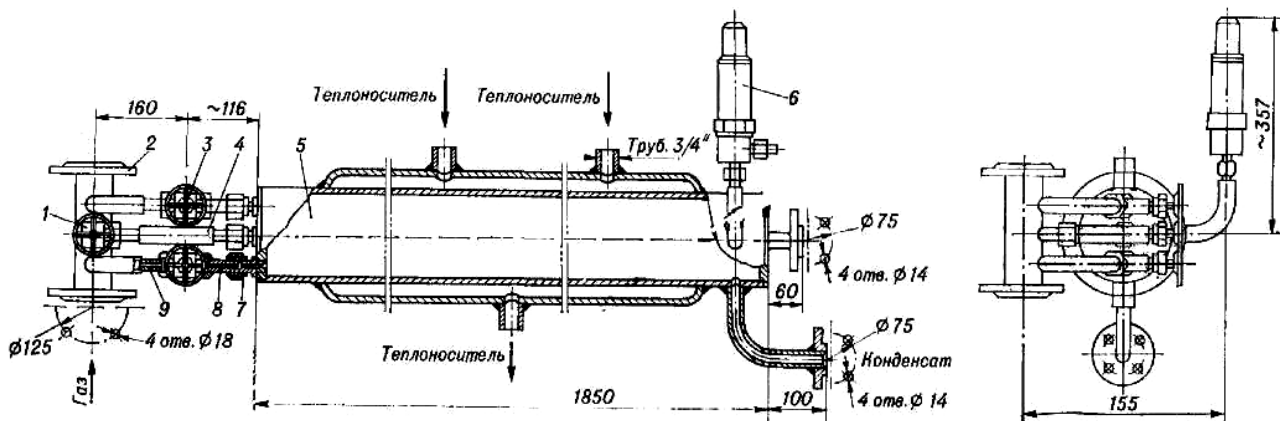


Рис. 4.17. Форсуночный испаритель испарительной способностью 200 кг/ч:

- 1 – вентиль запорный угловой цапковый;
- 2 – фланец для присоединения к коллектору;
- 3 – вентиль запорный цапковый;
- 4 – трубка соединительная;
- 5 – камера испарителя;
- 6 – клапан предохранительный;
- 7 – форсунка;
- 8 – ниппель соединительный;
- 9 – прокладка паронитовая

К недостаткам форсуночных испарителей следует отнести отсутствие естественной автоматизации процесса испарения, присущей змеевиковым и трубчатым испарителям, что может привести к колебаниям давления при газоснабжении потребителей с неравномерным расходом газа; прекращение пленочного режима испарения в зимний период, когда давление в резервуарах сжиженного газа мало (особенно при повышенном содержании бутана в смеси), что может привести к снижению производительности испарителей и нарушению нормального газоснабжения потребителей.

Таким образом, форсуночные испарители целесообразно использовать для газоснабжения промышленных потребителей, равномерно потребляющих газ.

Вертикальный пленочный испаритель с поверхностью нагрева около $0,3 \text{ м}^2$ и средней производительностью 100 кг/ч показан на рис. 4.18. Он состоит из корпуса и рубашки, в пространство между которыми подается горячая вода или водяной пар. Сжиженный газ поступает на испарение по вертикальной трубе, на которой закреплены каплеотбойники. Из трубы жидкая фаза попадает в специальный ороситель, где она распределяется тонкой пленкой и стекает вниз по внутренней поверхности корпуса испарителя. Образовавшиеся пары сжиженного газа проходят через отверстия в каплеотбойниках и оросителе и собираются в верхней камере испарителя, откуда через сепаратор направляются к потребителю. Теплоноситель подается в верхний штуцер рубашки и отводится через нижний штуцер. Неиспарившиеся остатки сливаются через трубу, приваренную к нижнему днущу испарителя.

Вертикальный пленочный испаритель характеризуется большим коэффициентом теплоотдачи от стенки к орошающей жидкости, вследствие чего он имеет меньшие габаритные размеры при той же испарительной способности. Кроме того, к его достоинствам следует отнести отсутствие большого количества сжиженного газа в корпусе испарителя, благодаря чему он быстро выходит на рабочий режим; безопасность в работе, так как в нем исключается замерзание конденсата на выходе из паровой рубашки.

К недостаткам испарителя можно отнести большой размер по высоте, что вызывает значительные неудобства при установке и обслуживании, а также то, что его можно использовать только в

специальном помещении, оборудованном отоплением и приточно-вытяжной вентиляцией.

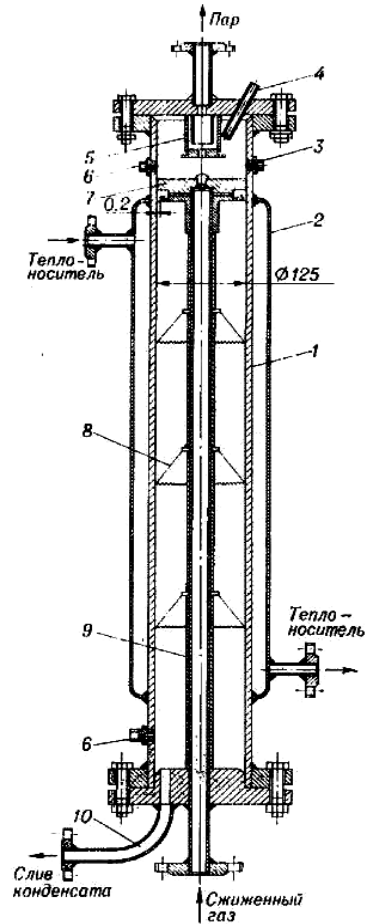


Рис. 4.18. Вертикальный пленочный испаритель производительностью 100 кг/ч:

- 1 – корпус испарителя;
- 2 – рубашка;
- 3 – штуцер для крепления манометра и предохранительного клапана;
- 4 – патрон для термометра;
- 5 – сепаратор;
- 6 – штуцер для крепления указателя уровня;
- 7 – ороситель;
- 8 – каплеотбойники;
- 9 – труба для подачи сжиженного газа;
- 10 – труба для удаления неиспарившегося сжиженного газа

Всем испарителям, работающим на горячей воде или водяном паре, присущ серьезный недостаток: зависимость от внешних источников тепла (котельных и тепловых сетей), которые в летний период, как правило, не функционируют. Это приводит к трудностям в организации нормального газоснабжения жилых массивов при использовании указанных испарителей и вызывает необходимость в применении электрических испарителей.

На рис. 4.19 показан малогабаритный испаритель ИМЭ-10М. Конструктивно он представляет собой стальной корпус с расположенным в нем электронагревателем, установленный в шкафу. Жидкая фаза сжиженного газа из резервуара под давлением собственных паров поступает по трубопроводу в испаритель. Соприкасаясь с электронагревателем, она интенсивно испаряется и образовавшийся пар через регулятор давления направляется к потребителю. При

прекращении отбора газа давление в испарителе повышается и жидкая фаза из испарителя вытесняется обратно в резервуар.

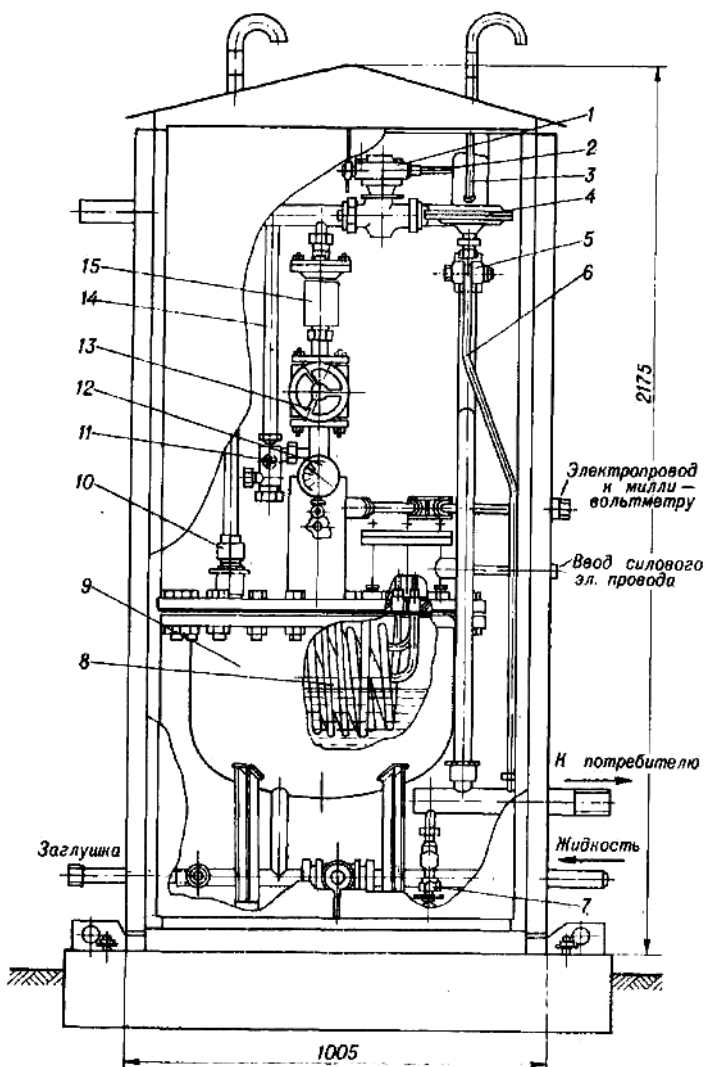


Рис. 4.19. Схема резервуарной установки с испарителями ИМЭ-10М:
 1 – клапан отсекающий предохранительный; 2, 6 – трубка импульсная; 3, 14 – свеча;
 4 – регулятор давления; 5 – кран запорный; 7 – вентиль запорный; 8 – электро-

нагреватель; 9 – корпус; 10 – кнопка разгрузки; 11 – вентиль; 12 – манометр; 13 – вентиль расходный; 15 – клапан-отсекатель

Электронагреватель подключается к электросети через шкаф, оснащенный автоматикой. Автоматический контроль за работой нагревателя осуществляется милливольтметром по температуре паровой фазы на выходе из испарителя (не более 70 °С). Так как милливольтметр работает при положительной температуре окружающего воздуха, то он устанавливается в отапливаемом помещении. Питание регулирующего устройства милливольтметра осуществляется от сети переменного тока через электрический шкаф испарителя, который размещается на территории резервуарной установки. В случае отключения электроэнергии или при отборе газа, превышающем производительность испарителя, жидкая фаза в испарителе поднимается и клапан-отсекатель прекращает подачу газа, что предотвращает попадание жидкой фазы в расходный газопровод. Открытие клапана производится вручную. Для бесперебойного снабжения газом потребителей при срабатывании клапана-отсекателя в технологической схеме резервуарной установки предусматривается автоматическое переключение на естественное испарение. С этой целью регулятор давления газа на головке подземного резервуара настраивается на давление 2,5 кПа, а регулятор давления в обвязке испарителя – на 3,6 кПа.

Технические данные испарителя: производительность по пропану 30, по бутану – 20 кг/ч; избыточное рабочее давление 1 МПа; номинальное напряжение 220 В; мощность электронагревателя 5 кВт.

К достоинствам рассматриваемого испарителя в сравнении с электрическим испарителем РЭП можно отнести отсутствие фракционного испарения смеси сжиженных углеводородных газов, что позволяет использовать его для регазификации газа с повышенным содержанием бутана, и наличие развитой поверхности нагрева, что повышает надежность работы электронагревателя.

Недостатки испарителя: малая производительность, сложность в установке автоматики регулирования температурного режима; необходимость в устройстве параллельного узла регулирования давления газа.

Надземный электрический испаритель с промежуточным теплоносителем ИЭПТ-10 по своей номинальной производительности соответствует испарителю РЭП и свободен от присущих тому недостатков. Для него характерны надежность работы термоэлектронагревателя, который всегда погружен в жидкость, и оперативность монтажа на групповой установке (необходимость присоединения только трубы подачи жидкой фазы испарителя к трубе на арматурной головке подземного резервуара).

Испаритель ИЭПТ-10 (рис. 4.20) состоит из сосуда с промежуточным теплоносителем, в который помещены электронагреватель и испарительный змеевик, трубопроводов жидкой и паровой фазы, температурного реле и электрошкафа. Жидкая фаза под давлением собственных паров поступает из подземного резервуара в испарительный змеевик, где испаряется за счет тепла, полученного от электронагревателя через промежуточный теплоноситель.

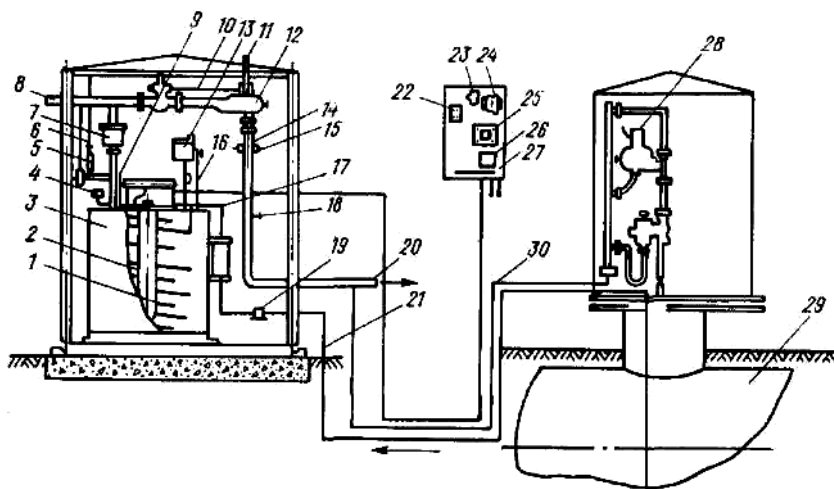


Рис. 4.20. Принципиальная схема и обвязка электрического испарителя ИЭПТ-10 с промежуточным теплоносителем:

1 – змеевик испарительный; 2 – электронагреватель ТЭН; 3 – сосуд с промежуточным теплоносителем; 4 – манометр; 5 – клапан предохранительный сбросной; 6 – свеча; 7 – поплавковый клапан-отсекатель; 8 – трубопровод обвязки двух испарителей по паровой фазе высокого давления; 9 – термометр контрольный; 10 – импульсная

трубка; 11 – клапан-отсекатель ЛЕН4/0А; 12 – регулятор давления газа типа РД-32М; 13 – расширительный бачок; 14 – импульсная трубка; 15 – кран газовый низкого давления; 16 – трубка залива промежуточного теплоносителя; 17 – температурное реле; 18 – кран; 19 – фильтр; 20 – трубопровод паровой фазы; 21 – трубопровод жидкой фазы; 22 – магнитный пускатель; 23 – промежуточное реле; 24 – переключатель; 25 – предохранитель; 26 – амперметр; 27 – электрошкаф; 28 – регулятор давления газа РД-32М; 29 – подземный расходный резервуар; 30 – трубопровод

байпасный паровой фазы низкого давления

Температура теплоносителя, определяющая производительность испарителя, контролируется температурным реле. Паровая фаза сжиженного газа через поплавковый клапан-отсекатель (предназначенный для защиты расходного газопровода от попадания жидкой фазы) направляется в регулятор давления и далее к потребителю. Для обеспечения бесперебойного снабжения газом потребителей в случае срабатывания клапана-отсекателя или временного отключения электроэнергии схемой предусматривается возможность автоматического подключения естественного испарения от подземного резервуара. Номинальная испарительная способность регазификатора по пропану 36, по бутану – 24 кг/ч.

Немецкая фирма «Финеман» (Гамбург) выпускает проточные электрические испарители с промежуточным теплоносителем «Торпедо» производительностью от 60 до 600 кг/ч. Принципиальная схема испарителя показана на рис. 4.21. Жидкая фаза сжиженного газа поступает в испарительный регистр из бесшовных труб, где переходит в парофазное состояние. Испаритель погружен в промежуточный теплоноситель (незамерзающая жидкость на основе этиленгликоля) с температурой 70–80 °С.

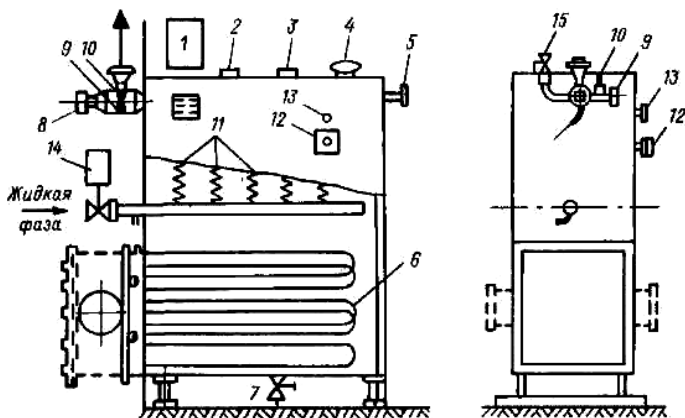


Рис. 4.21. Принципиальная схема проточного электрического испарителя «Торпедо»: 1 – пульт управления; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – наливной патрубок; 4 – указатель уровня; 5 – переливной кран; 6 – электронагреватель; 7 – сливной кран; 8 – двухпозиционный терморегулятор паровой фазы; 9 – термометр паровой фазы; 10 – манометр; 11 – регистр испарения; 12 – термостат теплоносителя; 13 – термометр теплоносителя; 14 – электромагнитный клапан; 15 – предохранительный клапан; 16 – патрубок для удаления шлама

Регулирование температуры теплоносителя двухпозиционное. Электронагреватель промежуточного теплоносителя включается и выключается автоматически при достижении установленных значений температуры теплоносителя (нижний предел $+65$, верхний $+80$ °С). Испаритель оснащен системой защиты от попадания жидкой фазы в расходный газопровод, а также от недопустимого повышения температуры паровой фазы (во избежание повреждения регулятора давления). Система состоит из электромагнитного клапана жидкой фазы и двухпозиционного стержневого регулятора температуры в паровой фазе. Электромагнитный клапан закрывает поступление жидкой фазы в испаритель при снижении температуры паровой фазы на выходе из испарителя ниже $+40$ °С или достижении $+80$ °С. Кроме того, он автоматически закрывается при аварийном отключении электроэнергии. Повторное открытие клапана происходит только после прогрева промежуточного теплоносителя до 40 °С. Испаритель «Торпедо» широко используется за рубежом в составе смесительных установок для получения пропан-бутановоздушных смесей.

Преимуществами электрических испарителей с промежуточным теплоносителем являются: независимость от внешнего источника тепловой энергии; высокая эксплуатационная надежность при низких температурах наружного воздуха; малая удельная металлоемкость (1,8–3,8 кг на 1 м³ испарительной способности).

К недостаткам следует отнести большую установленную электрическую мощность; прекращение подачи газа при превышении расхода над производительностью испарителя в результате автоматического отключения; необходимость в специальном помещении с отоплением и приточно-вытяжной вентиляцией для установки испарителя; сложность эксплуатации испарителей из-за необходимости частой смены теплоносителя и регулярной очистки поверхностей нагрева.

На рис. 4.22 показан малогабаритный проточный погружной испаритель с промежуточным теплоносителем.

Он представляет собой змеевиковый испаритель, изготовленный из стандартного 50-литрового баллона и установленный вовнутрь горловины подземного резервуара. К испарителю снизу крепится патрубок забора жидкой фазы. Теплоноситель для регазификации жидкой фазы (минеральное масло или антифриз) нагревается в газовом автоматическом подогревателе. Подогреватель представляет собой сварную конструкцию типа «труба в трубе», в которой устанавливаются змеевиковый теплообменник и газовая горелка инфракрасного излучения типа «фонарь». Подогреватель подключается к газопроводу низкого давления и устанавливается на расстоянии не менее 10 м от групповой резервуарной установки. Он оборудован необходимой автоматикой. Для подачи теплоносителя от подогревателя к испарителю используется центробежный насос.

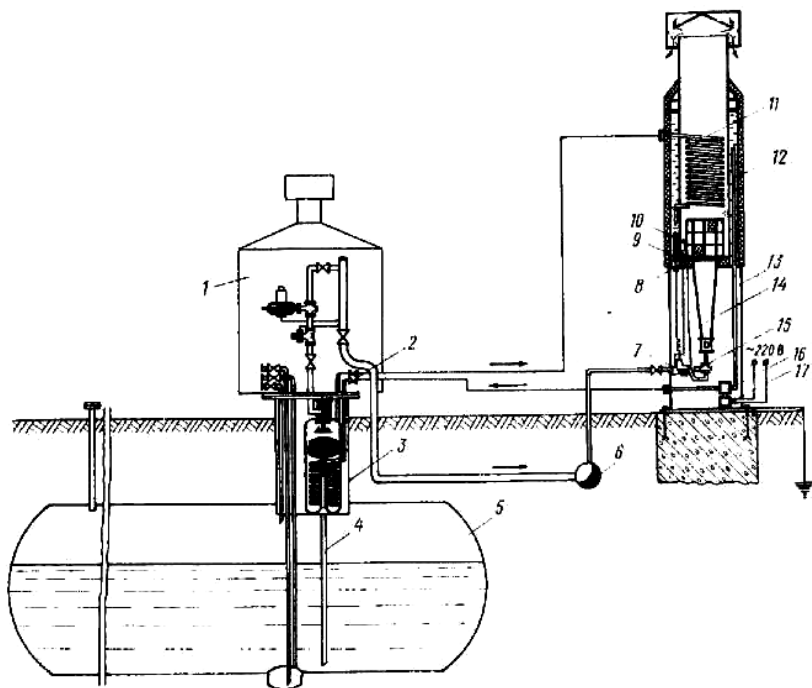


Рис. 4.22. Малогабаритный проточный погружной испаритель с промежуточным теплоносителем

1 – редукционная головка резервуара; 2 – вентили диаметром 20 на входной и выходной линиях теплоносителя; 3 – малогабаритный проточный испаритель; 4 – патрубок забора жидкой фазы; 5 – подземный резервуар сжиженных газов вместимостью 2,5 или 5 м³; 6 – подземный газопровод низкого давления (дворовый); 7 – блок автоматики терморегулирования и безопасности горения; 8 – термопара; 9 – датчик температуры теплоносителя; 10 – запальная горелка; 11 – змеевиковый теплообменник; 12 – заборный патрубок горячего теплоносителя; 13 – автоматический газовый подогреватель; 14 – газовая горелка инфракрасного излучения типа «фонарь»; 15 – электромагнитный клапан; 16 – центробежный насос с подачей 1,3–1,8 м³/ч; 17 – однофазный электродвигатель мощностью 0,4 кВт

Техническая характеристика испарителя МПИ: испарительная способность до 100 кг/ч; рабочее давление на выходе из испарителя 0,1 МПа, после регулятора давление газа 3,5 кПа; температура теплоносителя на входе в испаритель не более 80 °С, на выходе 30 °С; способ подогрева теплоносителя огневой; номинальная тепловая мощность горелки 24 кВт/ч; КПД подогревателя – не

менее 75 %; объем теплоносителя – не более 100 л; производительность циркуляционного насоса 1,3–1,8 м³/ч.

Испаритель обеспечивает нефракционное испарение сжиженного газа при подаче горячего теплоносителя. Производительность испарителя автоматически изменяется в соответствии с изменяющимся расходом газа потребителями. При прекращении подачи теплоносителя (аварийное отключение, наладка, ремонт газового подогревателя) обеспечивается автоматическое переключение на работу без испарителя и непрерывная подача газа потребителям не нарушается.

Преимуществами данного испарителя являются простота технологической схемы, более низкие капитальные и эксплуатационные расходы, отсутствие необходимости в специальном отопляемом помещении, возможность применения незамерзающих жидкостей, независимость работы от внешних источников тепла, отсутствие предохранительного клапана высокого давления на испарителе.

К недостаткам испарителя следует отнести использование морально устаревших приборов автоматики, снижение производительности при отсутствии подачи электроэнергии.

Применение огневых испарителей, использующих в качестве теплоносителя продукты сгорания испаряемого газа, снижает затраты на строительство испарительных установок и оплату расходов на испарение сжиженных газов.

На рис 4.23 показан огневой испаритель прямого обогрева ИГПО-15. Он выполнен в виде отдельного шкафа. Основные элементы испарителя: теплообменник, газогорелочное устройство, автоматика безо-пасности и регулирования.

Теплообменник состоит из змеевика, топочной части и кожуха. Змеевик из термостойкой стали насажен на топочную цилиндрическую камеру и вварен в трубу, пересекающую топочный тракт теплообменника. В трубе размещается чувствительный элемент терморегулятора, к ней присоединяются трубопровод отвода паровой фазы и предохранительный клапан. Теплообменник крепится к опорной плите шкафа-испарителя. В нижней части шкафа установлена воздушная коробка с рабочей и запальной горелками. В верхней топочной части теплообменника размещаются пламеискрогаситель с тягопрерывателем и дымовая труба.

Теплообменник и соединенные с ним узлы образуют воздушный, топочный и дымовой тракты испарителя.

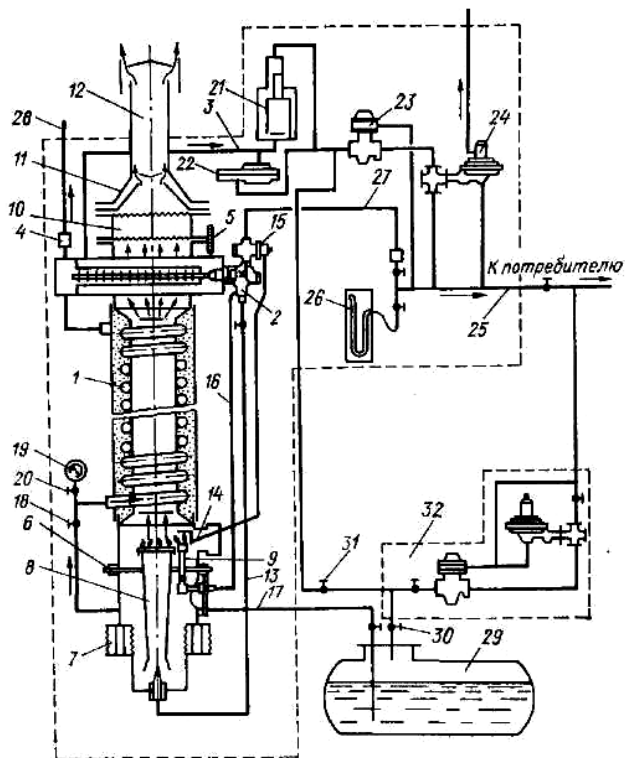


Рис. 4.23. Схема резервуарной установки с испарителем ИГПО-15:

1 – теплообменник; 2 – терморегулятор; 3 – трубопровод паровой фазы; 4 – предохранительный сбросной клапан; 5 – термометр; 6 – опорная плита; 7 – воздушная коробка; 8 – рабочая горелка; 9 – запальная горелка; 10 – пламеискрогаситель; 11 – тягопрерыватель; 12 – дымовая труба; 13 – труба подвода газа к рабочей горелке; 14 – термопара; 15 – электромагнитный клапан; 16 – труба подвода газа к запальной горелке; 17 – труба подвода жидкой фазы; 18, 20, 30, 31 – вентиль; 19, 26 – манометр; 21 – предохранительный поплавковый клапан; 22 – узел разгрузки поплавкового клапана; 23 – предохранительный запорный клапан (ПКК-40М); 24 – регулятор давления газа (РДБК1-25); 25 – газопровод к потребителю; 27 – газопровод к горелкам; 28 – сбросной трубопровод; 29 – резервуар со сжиженным газом; 32 – редукционная головка

Автоматика регулирования температуры перегрева паровой фазы включает dilatометрический терморегулятор и рабочую горелку, а

автоматика контроля процесса горения – электромагнитный клапан, термопару и запальную горелку. На трубопроводе отвода паровой фазы установлен предохранительный поплавковый клапан, предотвращающий попадание жидкой фазы из испарителя в газопровод потребителя. При нормальной работе испарителя поплавок клапан открыт и из теплообменника в редуцирующий узел поступает паровая фаза. В аварийных ситуациях (погасание запальной горелки, превышение паспортной производительности испарителя, нарушение условий теплообмена и работы основной горелки) жидкая фаза при попадании в камеру поднимает поплавок и закрывает клапан, предотвращая доступ жидкой фазы к потребителю. Для открытия поплавкового клапана служит узел разгрузки.

При работе установки жидкая фаза газа поступает из резервуара в змеевик теплообменника, где она испаряется и пары перегреваются до заданной температуры. Температура перегрева паровой фазы регулируется терморегулятором двухпозиционного действия.

При компоновке испарителя с резервуаром с арматурной головкой возможна подача паровой фазы в трубопровод потребителя непосредственно из резервуара (когда испаритель не работает), что значительно повышает надежность работы системы газоснабжения.

Производительность испарителя – до $15 \text{ м}^3/\text{ч}$; верхний предел перегрева паровой фазы газа – не более 60 , нижний – не менее $45 \text{ }^\circ\text{C}$; рабочее давление до регулятора – от $0,1$ до $1,0 \text{ МПа}$, после регулятора $3,6 \text{ кПа}$.

К достоинствам огневого испарителя следует отнести полную независимость от внешних источников энергии, сравнительно небольшую удельную металлоемкость (15 кг на 1 м^3 производительности по паровой фазе), отсутствие необходимости в специальном помещении для его размещения.

Недостатки испарителя: низкая испарительная способность, низкая эксплуатационная надежность из-за возможной конденсации влаги на холодных поверхностях нагрева, засорения пламеискрогасительных сеток и неустойчивой работы атмосферной горелки.

Резервуарные установки с проточными испарителями получили широкое распространение. Разработаны типовые проекты установок с различными испарителями и количеством подземных резервуаров от двух до восьми.

Компоновка подземных резервуаров с проточными испарителями различного типа показана на рис. 4.24–4.26.

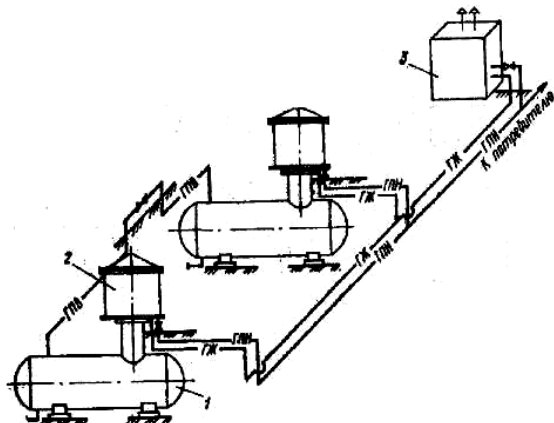


Рис. 4.24. Установка подземных резервуаров с малогабаритным электрическим испарителем:

- 1 – резервуар вместимостью 5 м³; 2 – головка, 3 – испаритель; ГЖ – трубопровод жидкой фазы; ГПВ – трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН – трубопровод паровой фазы низкого давления

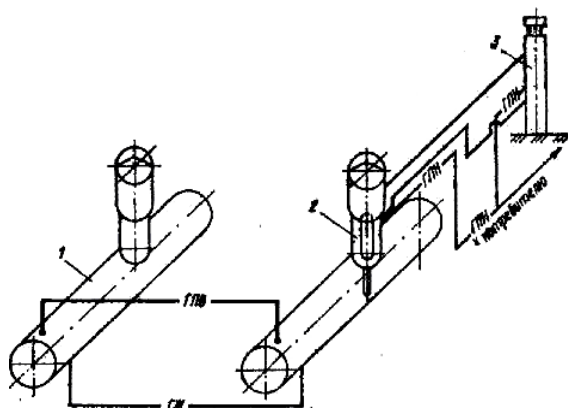


Рис. 4.25. Установка подземных резервуаров с малогабаритным погружным испарителем:

1 – резервуар вместимостью 5 м³; 2 – наружный испаритель; 3 – подогреватель;
 ГЖ – трубопровод жидкой фазы; ГПВ – трубопровод паровой фазы высокого давления;
 ГПН – трубопровод паровой фазы низкого давления

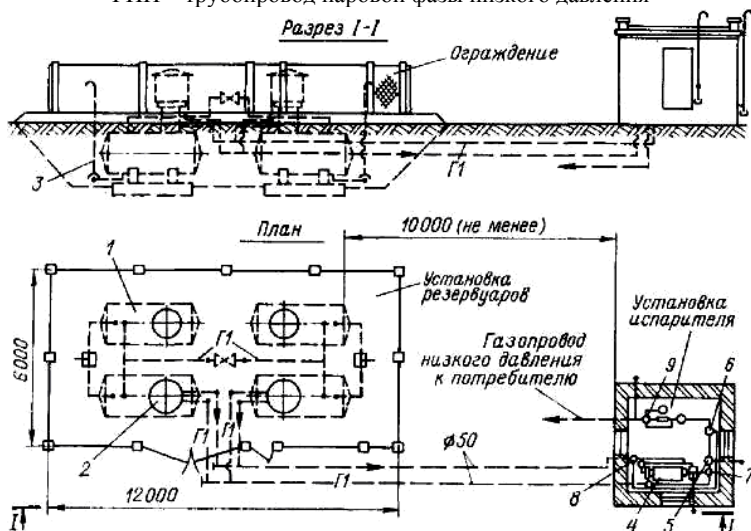


Рис. 4.26. Установка подземных резервуаров с форсуночным испарителем:
 1 – подземный резервуар; 2 – редукционная головка; 3 – трубка контрольная;
 4 – испаритель; 5 – баллон для слива неиспарившихся остатков;
 6 – конденсатосборник; 7 – коллектор; 8, 9 – стойки

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной арматурной головкой (кроме установок с погружным испарителем). Резервуары соединяются между собой только трубопроводами паровой фазы и могут работать по выдаче газа как раздельно, так и совместно. В установках с малогабаритным погружным испарителем резервуары соединяются по паровой и жидкой фазам, арматурная головка устанавливается на один резервуар (вместе с испарителем) и резервуары работают только совместно. При трех резервуарах два объединяются в один блок (секцию), соединяются трубопроводами паровой и жидкой фаз и оборудуются одной арматурной головкой и работают совместно. Третий резервуар объединяется с первыми двумя только трубопроводом паровой фазы и, следовательно, может работать как отдельно, так и совместно с объединенными в блок. При четырех (шести, восьми) резервуарах они объединяются в два блока. Каждый

блок имеет арматурную головку и два (три, четыре) резервуара, связанных по жидкой фазе. Трубопровод паровой фазы объединяет все резервуары групповой установки, но при закрытом вентиле может объединить резервуары только одного блока.

Приведенные схемы групповых резервуарных установок с проточными испарителями обладают маневренностью как по производству газа, так и при заполнении резервуаров и ремонте всех устройств установки, а также работ по пересвидетельствованию.

Принципиальная схема испарительного отделения показана на рис. 4.27. В отделении размещаются испаритель с предохранительным клапаном, манометром, поплавковым регулятором уровня, регулятор давления, контрольно-измерительные приборы, запорная арматура и технологические трубопроводы. Для предотвращения попадания жидкой фазы газа в регулятор давления устанавливается конденсатосборник, а для сбора неиспарившихся остатков тяжелых углеводородов – специальный баллон, снабженный смотровым стеклом. Смотровые стекла устанавливаются также на коллекторе и конденсатосборнике. Наружная поверхность испарителя покрыта теплоизоляцией.

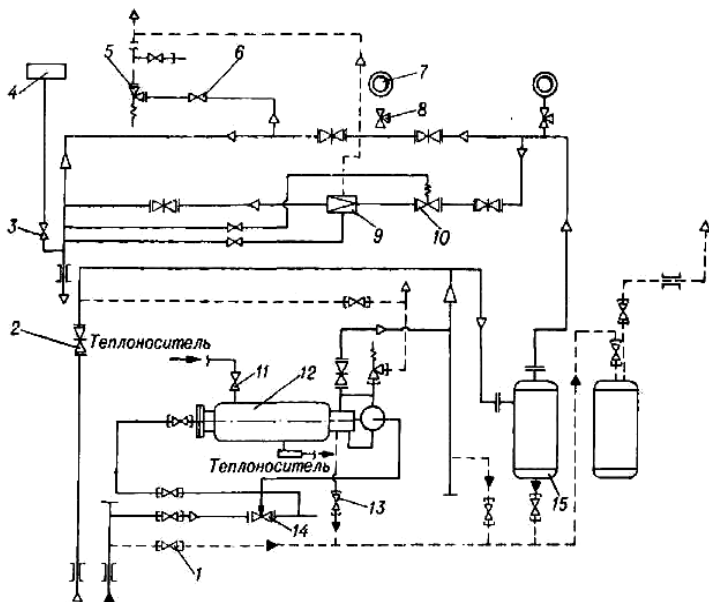


Рис. 4.27. Принципиальная схема испарительного отделения с форсуночным испарителем: 1 – вентиль проходной; 2 – задвижка клиновья; 3, 6 – краны; 4 – напоромер; 5 – клапан предохранительный полноподъемный; 7 – манометр технический; 8 – кран натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра; 9 – регулятор давления газа РД-50М; 10 – запорно-предохранительный клапан ПКК-40М; 11 – вентиль запорный; 12 – форсуночный испаритель; 13 – вентиль; 14 – клапанная часть ПРУД; 15 – баллон для слива испаряющихся остатков

На выходе теплоносителя из испарителя устанавливается датчик манометрического (взрывозащищенного) термометра с выходным электрическим сигналом. Щит прибора сигнализации понижения температуры теплоносителя размещается вместе с электрощитком в ближайшем отапливаемом помещении.

К регазификаторам с комбинированной схемой испарения относятся некоторые электрические испарители с погружным нагревателем.

Электрический испаритель-приставка к подземным резервуарам (рис. 4.28) состоит из корпуса, жестко соединенного трубопроводом с двумя глубинными вентилями, и автоматики безопасности и регулирования, установленной в шкафу.

Корпус испарителя представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высотой 2918 мм, наружным диаметром 159 мм, внутри которого размещается электронагреватель. На корпусе устанавливается предохранительный сбросной клапан. Глубинный вентиль состоит из корпуса, выполненного из трубы, разъемного шпинделя и клапана тарельчатого типа. Вентиль служит для отключения испарителя от подземного резервуара при ремонте и профилактическом осмотре.

Корпус испарителя соединяется трубопроводами обвязки с подземными расходными резервуарами по жидкой и паровой фазе высокого давления. Подача газа потребителям осуществляется через арматурную головку на подземном резервуаре.

Испарение сжиженного газа в испарителе-приставке происходит за счет тепла, выделяемого электронагревателем, и поступающего из грунта. При изменении расхода газа потребителями давление в испарителе автоматически регулируется электроконтактным манометром. Нагретые пары сжиженного газа поднимаются вверх по испарителю и поступают в трубопроводы паровой фазы. Так как пары в трубопроводах перегреты, а при движении к резервуару они охлаждаются, то создается гравитационный напор между

корпусом испарителя и расходным резервуаром, из-за чего часть паров, охлаждаясь, возвращается в резервуар. За счет этого в резервуаре поддерживается необходимое давление.

При отборе газа, равном номинальной производительности испарителя, все пары после испарителя поступают к потребителю. В этом случае испаритель работает по проточной схеме. При отборе газа, меньшем номинальной производительности испарителя, часть паров возвращается в резервуар, поддерживая в нем необходимое давление. При расходе газа, большем номинальной производительности испарителя, пары поступают как из испарителя, так и из резервуара, в котором происходит фракционное испарение газа за счет тепла окружающего грунта.

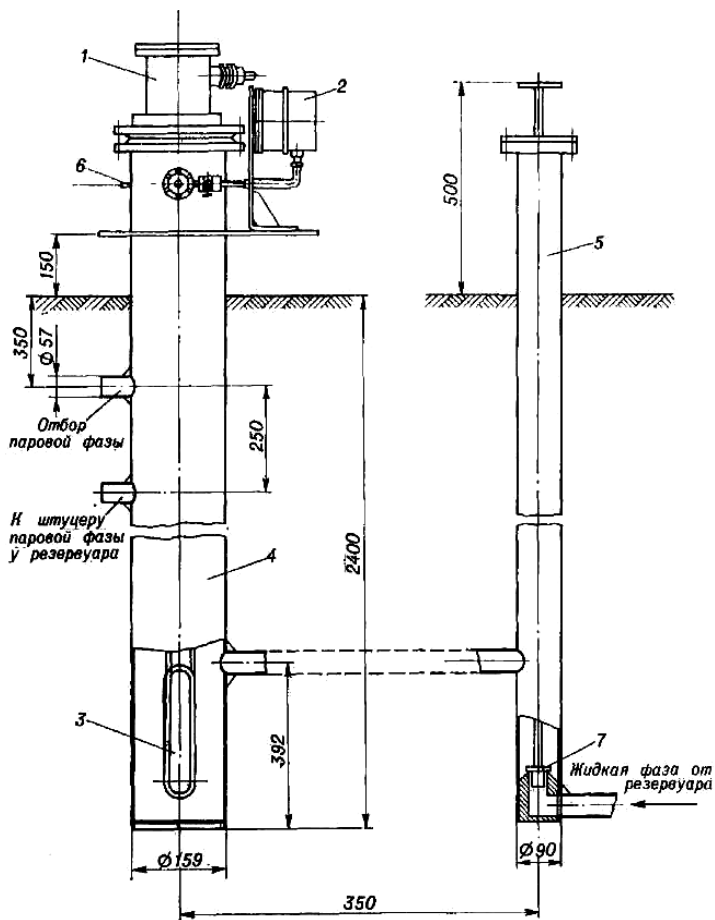


Рис. 4.28. Испаритель-приставка с погружным электронагревателем:
 1 – коробка взрывозащищенная; 2 – манометр сигнализирующий; 3 – электродвигатель трубчатый; 4 – корпус; 5 – вентиль глубинный; 6 – патрубок для предохранительного клапана; 7 – клапан тарельчатого типа

Высота испарителя выбирается таким образом, чтобы активная часть электронагревателя располагалась не выше уровня нижней образующей подземного резервуара, что обеспечивает контакт электронагревателя с жидкой фазой при незначительном остаточном количестве сжиженного газа в резервуаре.

Номинальная производительность испарителя по пропану 36, по бутану 24 кг/ч; рабочее давление – до 1,0 МПа; рабочая температура – от –45 до +45 °С; мощность электронагревателя 5 кВт.

К достоинствам испарителей-приставок можно отнести сравнительную простоту конструкции; отсутствие необходимости в дополнительном узле редуцирования газа; поддержание в резервуаре необходимого для нормальной работы давления газа; малые потери тепла в окружающую среду; продолжение газоснабжения потребителей при отборе газа, превышающем номинальную производительность испарителя; удобство обслуживания.

Недостатками испарителей являются малая производительность; низкая эксплуатационная надежность из-за перегорания электронагревателей при длительной работе с максимальной нагрузкой (аналогично испарителям РЭП); большая установленная электрическая мощность, что ограничивает возможность их применения в районах с недостаточным электроснабжением.

Схема установки подземных резервуаров с испарителями-приставками показана на рис. 4.29.

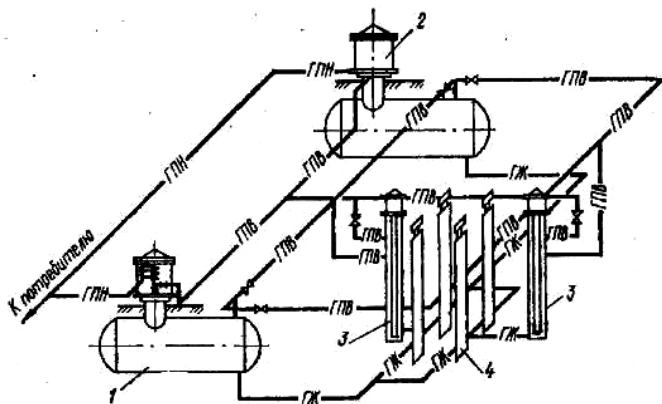


Рис. 4.29. Установка подземных резервуаров с двумя электрическими испарителями-приставками ИП:

1 – резервуар вместимостью 5 м³; 2 – головка; 3 – испаритель-приставка; 4 – глубинный вентиль; ГЖ – трубопровод жидкой фазы; ГПВ – трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН – трубопровод паровой фазы низкого давления

На базе регазификатора РЭП разработан погружной испаритель с промежуточным теплоносителем с улучшенными по сравнению с

РЭП эксплуатационными показателями. Он нашел широкое применение в Беларуси и других странах СНГ.

На рис. 4.30 представлена конструкция погружного испарителя ИЭП-04. Испаритель состоит из патрубка 1, прикрепленного к фланцу подземного резервуара, стакана 2 с теплоносителем и электронагревателем 3, электрошкафа 4 с автоматикой управления работой электронагревателя. Испаритель соединен с резервуаром по паровой фазе посредством отверстия в патрубке диаметром 15 мм и по жидкой фазе. Стакан с промежуточным теплоносителем нагреваясь от электронагревателя, передает теплоту сжиженному газу, обтекающему этот стакан. В качестве промежуточного теплоносителя может быть использован антифриз или масло глицериновое.

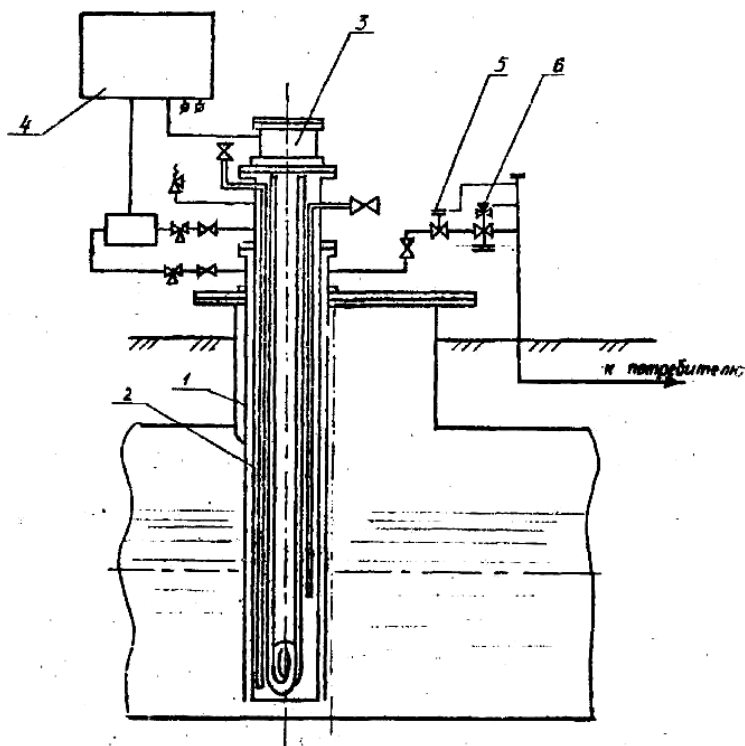


Рис. 4.30. Принципиальная схема испарителя ИЭП-04

При постоянном отборе паровой фазы состав сжиженного газа в резервуаре не изменяется и к потребителю поступает паровая фаза постоянного углеводородного состава.

Испарившийся газ поступает к потребителю после предохранительного клапана 5 и регулятора давления 6. При отсутствии отбора паров газ, испаряясь, поступает в паровое пространство емкости, тем самым повышая давление в ней. В схеме имеется электроконтактный манометр, размещенный в электрошкафу, который через промежуточное реле замыкает цепь электронагревателя, включает его при достижении нижнего заданного предела давления в резервуаре и выключает при достижении верхнего предела

Техническая характеристика испарителя ИЭП-04: производительность по пропану $V_{C_3H_8} = 21 \text{ м}^3/\text{ч}$, по бутану $V_{C_4H_{10}} = 15,7 \text{ м}^3/\text{ч}$; давление паровой фазы после регулятора – до 3,5 кПа; максимальное потребление электроэнергии при $t_n = -22 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет 5 кВт.

Вариант компоновки резервуарной установки из двух резервуаров 1 емкостью по 5 м^3 с ИЭП-04 представлен на рис. 4.31. На одном из резервуаров размещен испаритель 2, на другом – редукционная головка 3, предназначенная для налива, слива сжиженного газа, снижения давления паров СУГ, находящегося в резервуарах, а также для контроля давления паров и уровня жидкости.

Над подземным газопроводом жидкой фазы 6, объединяющим подземные резервуары, предусматривается контрольная трубка 4, которая выводится над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. Резервуары, оборудованные одной редукционной головкой, объединяются газопроводом паровой фазы 5.

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1 м.

Преимуществами электрического испарителя ИЭП-04 являются простота конструкции и технологической схемы, значительное сокращение по сравнению с выносными испарителями объема монтажных работ, более низкие капитальные и эксплуатационные расходы, независимость от внешнего источника тепловой энергии, малая удельная металлоемкость, отсутствие необходимости в

специальном отапливаемом помещении, возможность применения в качестве промежуточного теплоносителя незамерзающих жидкостей.

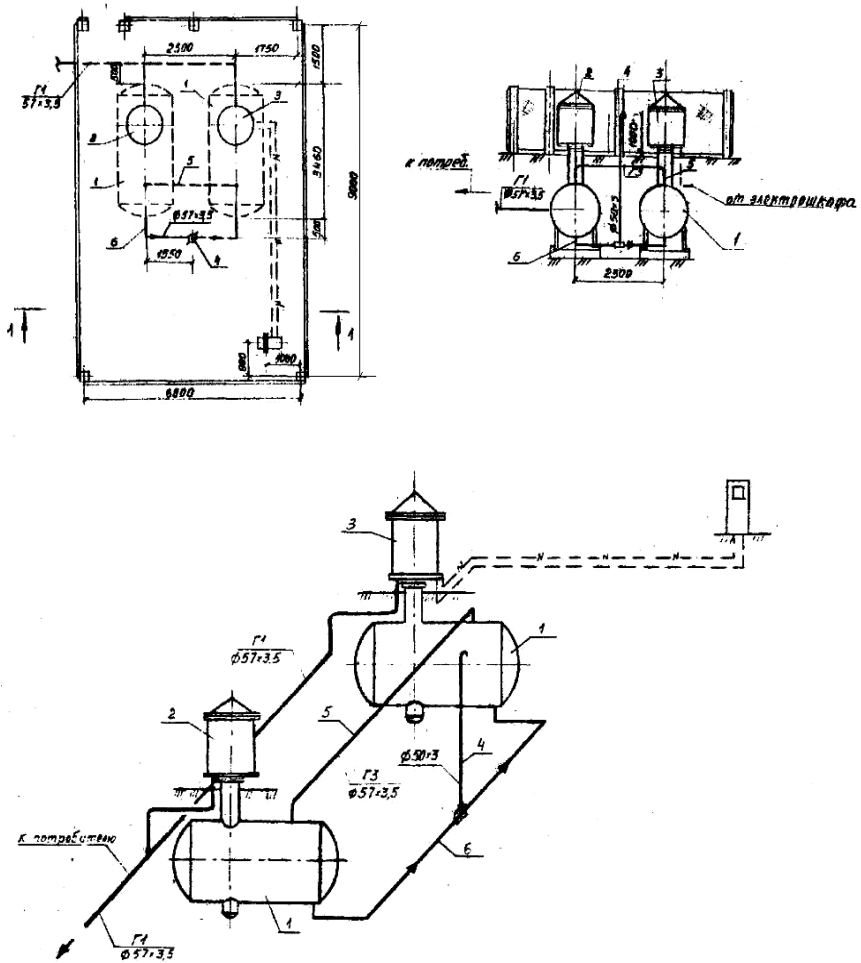


Рис. 4.31. Схема резервуарной установки с испарителем ИЭП-04:
 а – план установки; б – разрез I-I; в – схема обвязки резервуаров

Недостатки: большая установленная электрическая мощность, снижение производительности при отсутствии подачи электроэнергии, необходимость регулярной смены теплоносителя и очистки поверхностей нагрева.

Тип установки в каждом конкретном случае выбирается на основании технико-экономического сравнения вариантов по минимуму приведенных затрат.

Расчет резервуарных установок с искусственным испарением сводится к определению количества резервуаров для хранения сжиженного газа, выбору типа и количества испарителей, уточнению частоты завоза сжиженного газа для заданных условий его потребления. Кроме того, проверяется испарительная способность резервуарной установки при естественном испарении (за счет притока тепла из окружающей среды).

Требуемое количество испарителей в установке определяется по формуле

$$N_{\text{и}} = \frac{G_{\text{р}}}{G_{\text{п}}},$$

где $G_{\text{р}}$ – расчетный расход газа, кг/ч, определяемый для жилых домов по формулам (4.8) и (4.9);

$G_{\text{п}}$ – паспортная производительность одного испарителя, кг/ч.

К установке принимается не менее двух испарителей общей производительностью, равной расчетному расходу газа.

Количество резервуаров, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного среднесуточного расхода газа и необходимого запаса сжиженного газа в установке:

$$N_{\text{рез}} = \frac{z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{пол}} \cdot \rho_{\text{см}}^{\text{ж}}},$$

где z – число суток между заправками резервуаров газом; принимается в зависимости от радиуса обслуживания ГНС, состояния автомобильных дорог и климатических условий от 7 до 30 сут;

$G_{\text{сут}}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут, определяемый по выражению (4.11);

$V_{\text{пол}}$ – полезная емкость резервуара; при искусственном испарении сжиженного газа определяется из условия заполнения резервуара на 85 % и остаточного уровня жидкости 10 %;

$\rho_{\text{см}}^{\text{ж}}$ – плотность жидкой пропан-бутановой смеси, кг/м^3 .

Пример 4.4. Определить количество резервуаров в установке с искусственным испарением для потребителей жилой зоны, в которой проживает 400 человек. Застройка усадебного типа, в личных хозяйствах жителей содержится 60 коров и 150 свиней.

Используется сжиженный газ, теплота сгорания которого $Q_{\text{н}}^{\text{М}} = 46020$ кДж/кг , плотность паровой фазы $\rho_{0_{\text{см}}} = 2,313$ кг/м^3 , расчетная температура наружного воздуха $t_{\text{н}} = -25$ $^{\circ}\text{C}$, продолжительность отопительного периода 190 суток, средняя нормативная температура за отопительный период $t_{\text{ср.от}} = -0,4$ $^{\circ}\text{C}$.

Решение. Расходы газа определим из условия, что в жилых домах устанавливаются газовые плиты, проточные водонагреватели и аппараты отопительные для квартирного отопления.

На пищуприготовление и санитарно-гигиенические нужды жителей расход газа определяем по формуле (4.8), в которой коэффициент суточной неравномерности потребления $K_{\text{н}} = 2$.

$$G_{\text{р}} = \frac{400 \cdot 7300 \cdot 10^3 \cdot 2}{365 \cdot 46020} \cdot 0,12 = 41,7 \text{ кг/ч.}$$

Расчетный объемный расход паровой фазы сжиженного газа

$$V_{\text{р}} = \frac{41,7}{2,313} = 18,0 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Определяем расход газа на приготовление кормов и подогрев воды для 60 коров, принимая годовые нормы расхода теплоты на эти нужды из СНБ 4.03.01–98.

$$G_{\text{р}} = \frac{60 \cdot (8400 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3) \cdot 2 \cdot 0,12}{212 \cdot 46020} = 13,0 \text{ кг/ч.}$$

Соответственно $V_{\text{р}} = \frac{13,0}{2,313} = 5,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$

Расчетный расход газа для коров определяем из предпосылки, что в теплый период года в условиях Беларуси коровы почти все время находятся на пастбищах, а вода для питья и санитарных целей используется без дополнительного подогрева. В настоящем расчете для Беларуси учтен расход газа с октября по апрель, что составляет 212 дней в году. Такой подход приведет к некоторому увеличению среднемесячного запаса сжиженного газа в холодный период года.

Расчетный расход газа на приготовление кормов и подогрев воды для свиней определяют из условия его потребления в течение года:

$$G_p = \frac{150 \cdot (4200 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3) \cdot 2 \cdot 0,12}{365 \cdot 46020} = 9,9 \text{ кг/ч};$$

$$V_p = \frac{9,9}{2,313} = 4,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Суммарные расходы газа на бытовые нужды

$$\sum G_p = 41,7 + 13,0 + 9,9 = 64,6 \text{ кг/ч};$$

$$\sum V_p = 18,0 + 5,6 + 4,3 = 27,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определяем расчетный расход теплоты на отопление жилых домов. Для рассматриваемых условий, т. е. при $t_n = -25 \text{ }^\circ\text{C}$ при одноэтажной усадебной застройке $q = 2300 \text{ Вт/чел}$:

$$Q_p = 460 \cdot 2300 = 920000 \text{ Вт}.$$

Расчетный расход сжиженного газа

$$G_p = \frac{3,6 \cdot 920000}{0,8 \cdot 46020} = 90,0 \text{ кг/ч}; \quad V_p = \frac{90,0}{2,313} = 38,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По формуле (4.10) может быть определен также годовой расход сжиженного газа на отопление:

$$G_{\text{год}} = \frac{3,6 \cdot 920000 \cdot [20 - (-0,4)] \cdot 190 \cdot 24}{[20 - (-25)] \cdot 0,8 \cdot 46020} = 185970 \text{ кг/год.}$$

Определяем среднесуточный расход газа $G_{\text{сут}}$, кг/сут, на бытовые нужды по выражению

$$G_{\text{сут}} = \frac{400 \cdot (7300 \cdot 10^3)}{365 \cdot 46020} + \frac{60 \cdot (8400 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3)}{212 \cdot 46020} + \frac{150 \cdot (4200 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3)}{365 \cdot 46020} = 270 \text{ кг/сут.}$$

Годовой расход газа на отопление составляет 185970 кг/год. Потребление газа по месяцам отопительного периода происходит неравномерно, режим потребления зависит от значений среднемесячных температур наружного воздуха $t_{\text{ср.м}}$. Месячные расходы газа в процентах от годового расхода могут быть определены по формуле

$$x = \frac{(t_{\text{в}} - t_{\text{ср.м}}) \cdot n_{\text{м}} \cdot 100}{\sum [(t_{\text{в}} - t_{\text{ср.м}}) \cdot n_{\text{м}}]},$$

где $n_{\text{м}}$ – число отопительных дней в месяце.

Для рассматриваемых условий наибольшее потребление газа на отопление происходит в январе и составляет 19,8 % от годового, т. е. расход сжиженного газа в январе составит

$$G_{\text{январь}} = \frac{185970 \cdot 19,8}{100} = 36822 \text{ кг/мес.};$$

$$G_{\text{сут}} = \frac{36822}{31} = 1188 \text{ кг/сут.}$$

Принимая к установке резервуары геометрической емкостью 5 м^3 , определяем их количество при десятисуточном запасе газа:

$$N_{\text{рез}} = \frac{10 \cdot (270 + 1188)}{5 \cdot (0,85 - 0,1) \cdot 592} = 6,6 \text{ рез.}$$

До принятия окончательного решения о количестве резервуаров определим необходимое количество испарителей. Испарительная способность ИЭП-04 по пропану $V_{\text{C}_3\text{H}_8} = 21,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, по бутану $V_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 15,7 \text{ м}^3/\text{ч}$. Среднюю испарительную способность принимают равной $18,35 \text{ м}^3/\text{ч}$. Суммарное расчетное потребление паровой фазы составляет

$$\sum V_p = 27,9 + 38,9 = 66,8 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

К установке следует принять количество испарителей

$$N_{\text{и}} = \frac{66,8}{18,35} = 3,6 \text{ исп.}$$

Принимаем четыре испарителя типа ИЭП-04, которые размещаются на четырех резервуарах, четыре редукционные головки устанавливают также на четырех резервуарах. Таким образом, установка состоит из восьми резервуаров. Проверяем запас сжиженного газа в них.

$$z = \frac{8 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,1) \cdot 592}{270 + 1188} = 12,2 \text{ сут.}$$

что соответствует рекомендациям.

Эксплуатация резервуарной установки в холодный период года требует затрат электроэнергии на испарение сжиженного газа. В теплый период года (с мая по сентябрь) расход газа резко падает, так как резервуарная установка эксплуатируется в режиме потребления только на пищеприготовление и санитарно-гигиенические нужды, т. е. $G_{\text{ср.сут.}} = 270 \text{ кг/сут.}$, $V_p = 27,9 \text{ м}^3/\text{ч}$. Проверяем испарительную способность установки при естественном испарении сжиженного газа за счет теплоты

окружающего грунта. Для этого необходимы данные о температуре грунта на осевой линии резервуара, т. е. на глубине 1,3 м, о свойствах грунта и содержании пропана в жидкой смеси.

В рассматриваемом случае в мае $t_{гр} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$, в июне $t_{гр} = 12 \text{ }^\circ\text{C}$, в июле $t_{гр} = 14 \text{ }^\circ\text{C}$, в августе $t_{гр} = 16 \text{ }^\circ\text{C}$, в сентябре $t_{гр} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, $\lambda_{гр} = 2,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; содержание C_3H_8 равно 50 %. Этому соответствует молярный состав компонентов паровой фазы: $r_{\text{C}_3\text{H}_8} = 57 \text{ \%}$ и $r_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 43 \text{ \%}$.

Практически в процессе эксплуатации резервуарной установки в режиме естественной регазификации содержание жидкости уменьшается, при этом в остатке увеличивается доля жидкого бутана, что приводит к снижению упругости насыщенных паров. Поэтому испарительную способность резервуаров определяем при минимально допустимом по ГОСТ 20448–90 давлении, т. е. при $P_{\min} = 0,16 \text{ МПа}$ (абс.).

При содержании $\text{C}_3\text{H}_8 = 50 \text{ \%}$, $\lambda_{гр} = 2,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, $t_{гр} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ по номограмме испарительная способность одного резервуара составляет $3,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ (с заполнением резервуара 50 %). Суммарная теоретическая производительность установки из восьми резервуаров составит

$$V = 8 \cdot 3,3 = 26,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Практически будет сказываться взаимное тепловое влияние расположенных рядом резервуаров, и их испарительная способность уменьшится

$$V_d = 0,64 \cdot 8 \cdot 3,3 = 16,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент 0,64 учитывает тепловое воздействие резервуаров в группе из восьми штук. Очевидно, в мае возникает необходимость включения в работу испарителя в часы максимального разбора сжиженного газа.

В июле и августе температура грунта на осевой линии резервуара достигает соответственно 14 и 16 $^\circ\text{C}$.

Проверим производительность установки при $t_{гр} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$. Испарительная способность одного резервуара $V_{\text{рез.}} = 4,4 \text{ м}^3/\text{ч}$. Действительная производительность восьми резервуаров

$$V_d = 0,64 \cdot 8 \cdot 4,4 = 22,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Практически производительность установки в процессе эксплуатации изменяется. Рекомендуется проанализировать влияние уровня жидкости в резервуаре, колебаний температуры грунта, изменение составов паровой и жидкой фаз в процессе отбора газа.

При эксплуатации резервуарной установки в режиме естественного испарения следует уточнить частоту завоза сжиженного газа из условия, что минимальный уровень жидкости в этом случае должен составлять 35 %:

$$z = \frac{8 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,35) \cdot 592}{270} = 44 \text{ сут.}$$

Как видно из проверочного расчета, при заполнении всех резервуаров установка обеспечивает бесперебойное снабжение бытовых потребителей в летнем режиме в течение 44 суток.

4.5. Установки для смешения паров сжиженного газа с воздухом

Использование газоздушных смесей для газоснабжения обусловливается рядом обстоятельств.

При пиковых нагрузках и аварийной ситуации в системе газоснабжения природным газом возникает необходимость замены используемого газа без конструктивных изменений газового оборудования. Поскольку теплота сгорания и плотность сжиженного углеводородного газа значительно выше по сравнению с природным газом, то следует смешивать его с воздухом и в качестве топлива использовать газоздушную смесь.

Способность углеводородов, входящих в состав сжиженных газов, изменять свое состояние при избыточных давлениях и отрицательных температурах имеет не только положительное, но и отрицательное значение – не позволяет транспортировать их в

газообразном состоянии при значительных давлениях и отрицательных температурах.

Как отмечалось выше, в паровой фазе пропан-бутановых смесей, подаваемых по распределительным газопроводам в газовую сеть, допускается небольшое содержание бутана и только в теплые месяцы. Даже установки с искусственной регазификацией сжиженного газа требуют применять в зимнее время марки СПБТЗ. Увеличение содержания бутановой фракции снижает упругость паров смеси и может привести к выпадению конденсата из паровой фазы. Марки БТ или СПБТЛ в таких условиях малопригодны, так как их пары могут конденсироваться в трубопроводах при температурах около 0 °С. Поэтому при использовании марки БТ или смеси пропана с большим содержанием бутана следует применять взрывобезопасные смеси этих газов с воздухом. Минимальное содержание воздуха в смеси определяется заданным давлением смеси (из условия обеспечения парциального давления бутана, исключающего конденсацию паров при температуре окружающей среды). Максимальное содержание воздуха в смеси ограничивается условием безопасности – содержание сжиженного газа в газозвушной смеси должно в два раза превышать верхний предел воспламенения газа (для пропан-бутановой смеси верхний предел воспламенения считается равным 10 % по объему).

Использование газозвушной смеси позволяет расширить географическую зону надежного газоснабжения сжиженными углеводородными газами, так как температура конденсации паров н-бута-на в газозвушной смеси значительно ниже температуры конденсации н-бутана в пропан-бутановой смеси. Так, при 80 %-м содержании бутана в сжиженном газе выпадение конденсата происходит для пропан-бутановой смеси при давлении 0,1043 МПа при –4 °С, а для газозвушной смеси в составе 50 % воздуха и 50 % паров сжиженного газа – при –21 °С.

Для существующих систем газоснабжения потребителей сжиженными углеводородными газами характерны следующие общие признаки: подача газа потребителю производится при низком давлении (до 5 кПа); резервуары установок газоснабжения максимально приближены к жилым домам и газопотребляющим агрегатам; резервуары, баллоны и газопроводы расположены в зоне

положительных температур; снабжение потребителей в холодное время года производится сжиженным газом, содержащим в основном пропан. При использовании неразбавленных сжиженных газов в холодное время года (особенно в районах с низкими температурами воздуха и грунта) могут возникнуть перебои в газоснабжении из-за недостаточной испаряемости газа, а у поставщиков создается дефицит пропановой и избыток бутановых фракций.

Применение газоздушных смесей при определенных условиях дает ряд преимуществ по сравнению с неразбавленными углеводородами: обеспечивается взаимозаменяемость с природными газами; более низкая температура конденсации позволяет их транспортировать в газообразном состоянии при начальном давлении в газопроводе до 0,3 МПа и выше; увеличивается возможность использования бутана в течение всего года; расширяются географические границы использования сжиженных газов в северном направлении; позволяют организовать газоснабжение населенных пунктов с перспективой перевода их на природный газ; могут служить резервным топливом для потребителей природных газов при пиковых нагрузках и аварийных ситуациях; производятся на автоматизированных установках с широкими пределами регулирования давления и производительности; расширяются возможности централизованного газо-снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами.

К недостаткам газоздушных смесей следует отнести значительные первоначальные капитальные затраты; удорожание газа за счет добавки воздуха и его транспортировки; увеличение внутренней коррозии стальных трубопроводов; необходимость в специальном оборудовании для получения смеси (испарителей, инжекторов, смесителей, компрессоров, вентиляторов, регуляторов и др.).

Установки по получению газоздушных смесей могут быть рекомендованы для постоянного газоснабжения небольших городов и населенных пунктов, а также для газоснабжения отдельных потребителей при возникновении аварийных ситуаций с их снабжением природным газом.

Получение газоздушных смесей организовывается с учетом взаимозаменяемости газов. Расчет состава газоздушной смеси основывается на соответствии заменяемых газов по плотности, теплоте сгорания, скорости распространения пламени и другим характеристикам горения газа. Опыт показывает, что для приготовления газоздушных смесей более всего подходят предельные углеводороды, содержащиеся в сжиженных углеводородных газах газобензиновых заводов. Непредельные углеводороды нецелесообразно применять в чистом виде для приготовления смесей, так как у них скорость распространения пламени на 25–30 % и более превышает эту величину для природного газа. Поэтому сжиженные углеводородные газы нефтеперерабатывающих заводов не должны содержать этилен и их следует использовать в смеси со сжиженными газами газоперерабатывающих заводов. Исходя из условий безопасности необходимо, чтобы содержание газа в газоздушной смеси было эквивалентно не менее чем двум верхним пределам воспламенения при автоматическом поддержании соотношения газ-воздух.

Для замены природных газов используются смеси бутан-воздух, содержащие 47 % бутана и 53 % воздуха, смеси пропан-воздух, содержащие 58 % пропана и 42 % воздуха. Эти смеси можно транспортировать при низком давлении в газообразном состоянии для смеси бутан-воздух при температуре до $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ и для смеси пропан-воздух при температуре до $-53\text{ }^{\circ}\text{C}$. Низшая теплота сгорания таких смесей соответственно 55900 и 52080 кДж/м³.

При расчете процесса смешения с учетом взаимозаменяемости горючих газов удобнее всего пользоваться числом Воббе, которое определяется по формуле

$$W_{\text{H(В)}} = \frac{Q_{\text{H(В)}}}{\sqrt{d_{\text{r}}}},$$

где $Q_{\text{H(В)}}$ – низшая (высшая) теплота сгорания газа, кДж/м³;

d_{r} – относительная плотность газа по воздуху.

В зависимости от этого для расчета выбирается низшая или высшая теплота сгорания газа. Различают низшее W_{H} и высшее $W_{\text{В}}$ число Воббе. Оно очень удобно для использования при контроле

утилитарных качеств газовых топлив и их смешения. Оценка сопряженного влияния на теплопроизводительность горелки таких свойств газа, как теплота сгорания и плотность, более понятна и оперативна, чем в случае измерений каждого параметра в отдельности. На основе этой характеристики возрастают скорость и точность контроля качества горючих газов и смесей с воздухом при их производстве и применении.

Все газовые горелки рассчитываются на сжигание газа с определенными величинами теплоты сгорания и плотности. Поэтому значительные отклонения этих параметров от расчетных приводят к ухудшению показателей работы горелок. Стабильная и экономичная работа газовых горелок обуславливается постоянством значения числа Воббе. Следовательно, необходимо стабилизировать газовую смесь так, чтобы соблюдалось равенство

$$W_1 = W_2,$$

где W_1 – число Воббе для природного газа, кДж/м³;

W_2 – число Воббе для газозвушной смеси, кДж/м³.

При заданной величине потребления газа не всегда возможно обеспечение постоянства числа Воббе для взаимозаменяемых газов путем изменения соотношения горючих газов, поступающих в газовые сети. В этом случае стабилизация числа Воббе может быть достигнута добавкой балластных газов в газовую смесь. В качестве балласта используются воздух или инертные газы. При добавке воздуха повышенного давления в газовую смесь можно не только стабилизировать ее качество, но при дефиците газа поддерживать давление в газовой сети. Для практических расчетов количества воздуха, необходимого для стабилизации числа Воббе для газовой смеси в зависимости от величины потребления газа, используются номограммы.

Получение максимального эффекта от применения газозвушных смесей возможно при использовании их в местах, где отсутствует достаточное количество природного газа, используемого в основном для питания сетей низкого давления, а также при использовании в резервных и передвижных установках.

Газозвушные установки включают в себя следующие основные сооружения: хранилища сжиженного углеводородного газа; средства его перекачки (насосы, компрессоры); испарители

сжиженного газа; воздухонагнетательные устройства (вентиляторы, компрессоры); смесители газа с воздухом; компрессоры газовоздушной смеси; средства контроля и автоматики.

Хранилище сжиженного газа проектируется в зависимости от расхода газа с учетом месячной неравномерности потребления, а также от способа транспортировки его на станцию смешения. При временном газоснабжении потребителей в качестве хранилища могут использоваться транспортные средства (автоцистерны, железнодорожные цистерны, танкеры).

Для перекачки сжиженного газа используются насосы и компрессоры. Во многих случаях вместо них предпочтительнее испарители, так как они могут быть использованы для всех основных операций. Для нагнетания воздуха применяются вентиляторы низкого, среднего и высокого давления, а также поршневые и ротационные компрессоры. Выбор воздухонагнетательного устройства производится таким образом, чтобы стоимость воздуха, входящего в газовоздушную смесь, была минимальной, так как расход воздуха составляет в среднем 1 м^3 на каждый 1 м^3 газа.

Для смешения паров сжиженного газа с воздухом используются струйные аппараты: газоструйные инжекторы (для низкого давления) и газоструйные компрессоры (для среднего давления). При этом необходимо предусматривать автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси. Смесительные установки могут размещаться в помещениях и на открытых площадках. Их следует размещать в комплексе с испарительными установками.

Схема автоматически действующей установки для смешения паров сжиженного газа с воздухом с использованием инжекторов показана на рис. 4.32.

Процесс получения газовоздушной смеси состоит из испарения сжиженного газа, смешения полученных паров с определенным количеством воздуха и омасливания газовоздушной смеси. Сжиженный газ из железнодорожных или автомобильных цистерн поступает по коллектору жидкой фазы *1* в резервуары базы хранения *3*, из которых насосом *4* по трубопроводам *5* и *6* подается

в испаритель 8. В качестве испарителя обычно используется цилиндрический кожухотрубный аппарат, в межтрубное пространство которого подается сжиженный газ, а в трубки – теплоноситель (горячая вода или водяной пар низкого давления). Для предотвращения переполнения испарителя сжиженным газом он оборудуется поплавковым регулятором предельного уровня 13, который располагается так, чтобы уровень жидкой фазы в межтрубном пространстве не превышал 75 %. Образовавшиеся насыщенные пары поступают в перегреватель 9, где осушаются (путем перегрева на 25–30 °С) и через регулятор давления 21 направляются в рабочие сопла инжекционных смесителей 23. Истекая из сопел с большой скоростью, пары сжиженного газа засасывают воздух из окружающей среды и смешиваются с ним в камерах и диффузорах инжекторов. Полученная смесь направляется в коллектор 38, а из него – в распределительный газопровод 39. Так как потребление газозоодушнoй смеси характеризуется резкой неравномерностью по часам суток и временам года, то установка оборудуется тремя или четырьмя инжекторами с различной производительностью, которые автоматически включаются и отключаются в соответствии с потреблением газа. Инжекторы имеют игольчатые клапаны с мембранным приводом, с помощью которых автоматически (в зависимости от расхода газа) изменяется сечение сопла и, как следствие, производительность каждого инжектора. Мембранные приводы инжекторов управляются двухмембранным золотниковым командным прибором 30 в зависимости от изменения давления газа в расходном коллекторе 38.

Автоматическое включение инжекторов и регулирование их производительности осуществляются следующим образом. Все инжекторы заблокированы с помощью мембранных запорных клапанов 26, трубы Вентури 27, дроссельной шайбы 28 и вспомогательного регулятора давления 29. При отсутствии потребления газа (например, в ночное время) смесительная установка не работает, так как запорные клапаны 26 закрыты и не пропускают пары сжиженного газа к соплам инжекторов. При возникновении отбора газа давление в кол-лекторе 38 снизится, импульс снижения давления передается под мембрану запорного клапана 26, который откроется и пары сжиженного газа поступят к

сопла малого инжектора. При дальнейшем росте расхода газа включается в работу командный прибор 30, импульс от него передается мембранному приводу игольчатого клапана малого инжектора, который перемещает иглу, увеличивая сечение сопла инжектора и его производительность. Когда производительность малого инжектора становится максимальной, перепад давления в дроссельной шайбе 28 достигнет значения, достаточного для открытия запорного клапана на втором, среднем по производительности, инжекторе. Он автоматически включается в работу при минимальной производительности. При последующем увеличении расхода открывается игольчатый клапан этого инжектора, в результате чего повышается его производительность. Когда расход газовой смеси станет равным максимальной производительности двух инжекторов, в работу автоматически включается третий (большой) инжектор под влиянием повышения перепада давления в трубке Вентури. Таким образом, происходит постепенное включение инжекторов и поддерживается равновесие между поступлением газовой смеси из инжекторов и расходом ее потребителями.

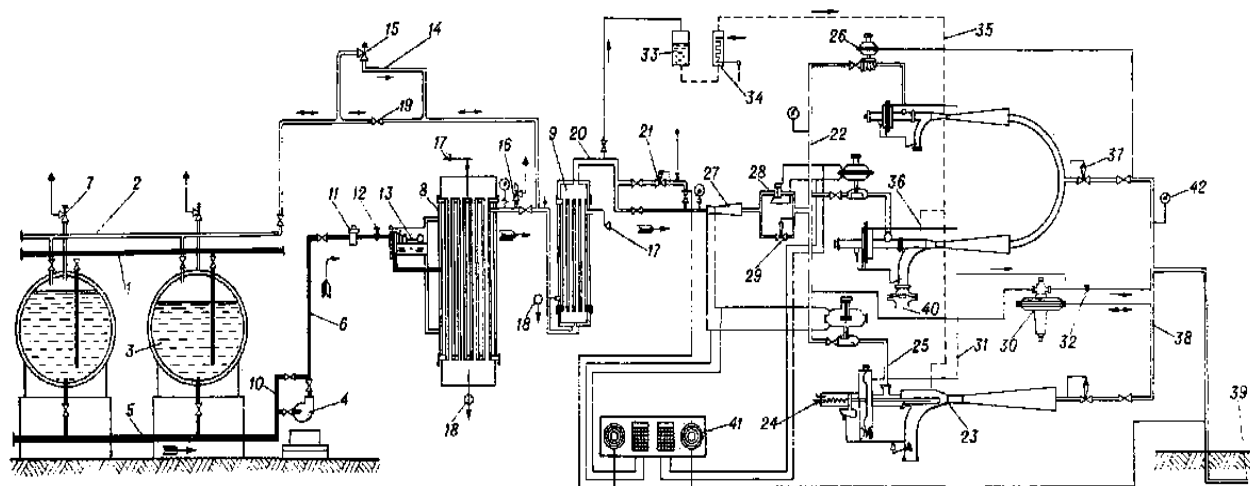


Рис. 4.32. Схема установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом:

1 – трубопровод жидкой фазы для наполнения резервуара базы хранения; 2 – трубопровод паровой фазы; 3 – резервуары базы хранения; 4 – насос; 5, 6 – всасывающий и напорный трубопроводы жидкой фазы; 7 – предохранительный клапан на резервуаре; 8 – испаритель; 9 – перегреватель; 10 – обвод; 11 – фильтр; 12 – регулировочный вентиль; 13 – поплавковый регулятор предельного уровня; 14 – пропускной трубопровод из испарителя в резервуары; 15 – пропускной клапан; 16 – предохранительный клапан испарителя; 17 – трубопровод греющего пара; 18 – конденсационный горшок; 19 – трубопровод паровой фазы; 20 – трубопровод перегретых паров; 21 – регулятор давления; 22 – распределительный коллектор инжекторов; 23 – инжекторы; 24 – мембранные приводы игольчатых клапанов; 25 – трубопроводы к соплам инжекторов; 26 – запорные клапаны с мембранным приводом; 27 – расходомерная труба Вентури; 28 – дроссельная шайба; 29 – вспомогательный регулятор давления; 30 – командный прибор, воздействующий через импульсные трубопроводы; 31 – мембранный привод инжекторов; 32 – дроссельный вентиль; 33 – бачок с маслом; 34 – подогреватель масла; 35 – трубки для подачи масла к инжекторам; 36 – регулирующий вентиль; 37 – регуляторы конечного низкого давления; 38 – коллектор смеси газа с воздухом; 39 – распределительный газопровод к потребителям; 40 – обратный клапан; 41 – щит контрольно-измерительных приборов; 42 – манометр

При уменьшении расхода газовой смеси давление в коллекторе 38 начнет возрастать и вызовет постепенное поочередное выключение инжекторов. При этом автоматическое отключение происходит в порядке, обратном их включению в работу. При малых отборах газовой смеси потребителями давление в испарителе увеличится. Если оно превысит давление в резервуаре, то откроется перепускной пружинный клапан и избытки пара по трубопроводу 14 будут сброшены в резервуар. Для предотвращения чрезмерного повышения давления в испарителе предусмотрен предохранительный клапан 16, сбрасывающий избыток паров сжиженного газа в атмосферу.

Постоянство состава получаемой газовой смеси обеспечивается поддержанием постоянства давления паров перед инжекторами с помощью регулятора давления 21 и газовой смеси на выходе из инжектора – с помощью регуляторов давления 37. Постоянный коэффициент инжекции достигается дросселированием потока воздуха во всасывающем коллекторе инжектора при изменении сечения сопла игольчатый клапаном.

Установка оборудована контрольно-измерительными приборами для замера температуры паров сжиженного газа до инжекторов, расхода паров, перепада давления на дроссельной диафрагме и давления газовой смеси в газовой сети.

Для предохранения внутренней поверхности газопроводов от коррозии схемой предусматривается подача в газовую смесь масляного тумана. В напорном резервуаре 33 находится масло (например, соляровое), которое под воздействием давления паров сжиженного газа поступает в подогреватель 34 и далее во всасывающие камеры инжекторов, где распыляется рабочей струей паров сжиженного газа, выходящих из сопла.

Рассмотренная установка применяется только при низком давлении газовой смеси в сети. При необходимости подачи газовой смеси в сети среднего давления используются установки, работающие на сжатом воздухе (рис. 4.33). Сжиженный газ подается насосом в испаритель, затем – в перегреватель паров и далее в виде перегретого пара поступает в смеситель, в который одновременно поступает сжатый в компрессоре воздух. Из смесителя полученная газовая смесь заданного состава и давления поступает в трубопроводы потребителей. Регулирование

соотношения газа и воздуха производится автоматически с помощью клапанов, установленных на соответствующих трубопроводах.

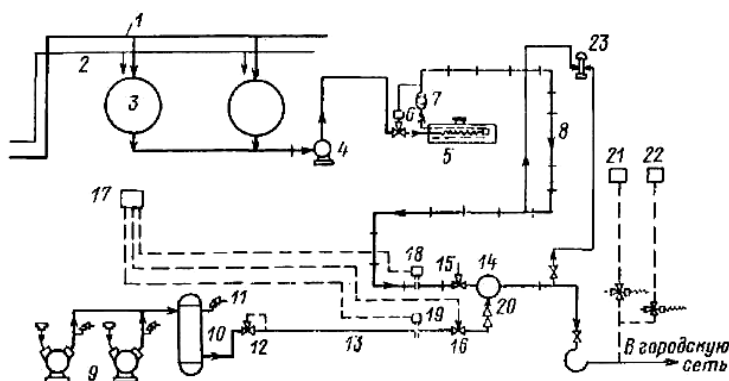


Рис. 4.33. Схема установки для производства газозвушной смеси среднего давления: 1 – трубопровод жидкой фазы; 2 – трубопровод паровой фазы; 3 – резервуар со сжиженным газом; 4 – насос; 5 – испаритель; 6 – регулирующий расходный клапан; 7 – емкостный перегреватель паров; 8 – трубопровод перегретого пара; 9 – воздушный компрессор; 10 – воздушный ресивер; 11 – предохранительный клапан; 12 – регулятор давления воздуха; 13 – воздухопровод; 14 – смеситель газа и воздуха; 15 – клапан, регулирующий расход газа; 16 – клапан, регулирующий расход воздуха; 17 – регулятор соотношения газа и воздуха; 18 – датчик расходомера газа; 19 – датчик расходомера воздуха; 20 – трубопровод газозвушной смеси; 21 – регистрирующий термометр; 22 – прибор контроля теплоты сгорания; 23 – продувочный трубопровод с огнепреградителем

Представляет интерес газозвушная установка австрийской фирмы «Комбуста» (рис. 4.34). Она предназначена для газоснабжения промышленных и бытовых потребителей и имеет производительность 50 м³/ч. Сжиженный газ под давлением 0,4–0,5 МПа через грязеуловитель 4 поступает в испаритель 7, окруженный теплоносителем с температурой 70–80 °С, и затем в трубопровод 2. С помощью регулятора 28 давление паров снижается до 0,1 МПа, после чего они через клапан 13 поступают к соплу инжектора. Предварительно очищенный воздух засасывается в инжектор 19 из атмосферы. Давление газа перед инжектором контролируется манометром 23. Поддержание необходимого соотношения газ-

воздух осуществляется воздушной заслонкой 12. Полученная смесь поступает в мембранный уравнивающий резервуар 16, в котором поддерживается постоянное давление 4 кПа, сохраняемое за счет перемещения подвижного колокола.

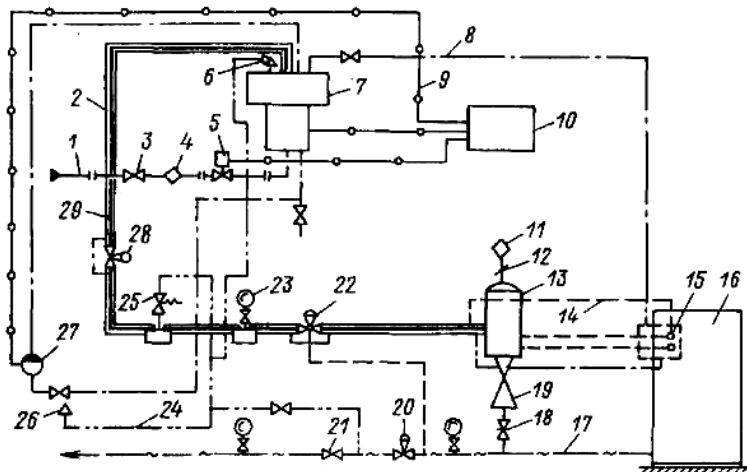


Рис. 4.34. Принципиальная схема газозвушной установки «Комбуста»:
 1, 2 – трубопроводы жидкой фазы и паровой фазы пропан-бутана; 3, 21 – краны шаровые; 4 – фильтр газа; 5 – электромагнитный клапан (ЭМК); 6, 25 – предохранительные сбросные клапаны; 7 – электрический испаритель; 8 – трубопровод промежуточного теплоносителя; 9 – электрический кабель; 10 – электрический шкаф; 11 – фильтр воздушный; 12 – заслона воздушная; 13 – клапан-отсекатель по газу и воздуху; 14 – отбор импульса управляющего давления; 15 – регулирующие пневмоклапаны; 16 – мембранный уравнивающий резервуар; 17 – трубопровод газо-воздушной смеси; 18 – задвижка; 19 – инжектор; 20 – регулятор низкого давления; 22 – предохранительный запорный клапан; 23 – манометр; 24 – сбросной трубопровод; 26 – продувочная «свеча»; 27 – насос; 28 – регулятор высокого давления;
 29 – обогревающий трубопровод

Регулирование работы установки обеспечивает уравнивающий резервуар, совмещенный по газу и воздуху с клапаном-отсекателем 13 и системой регулирующих пневмоклапанов 15.

При равенстве производительности и расхода смеситель работает непрерывно, и колокол резервуара находится в равновесии. При снижении расхода колокол поднимается,

закрепленный на тросе верхний ограничительный кулачок опускается и открывает пневмоклапан для сброса избыточного давления. Под действием пружины клапан перекрывает подачу газа и воздуха, и смеситель отключается. При возобновлении расхода объем смеси в резервуаре уменьшается и колокол под воздействием своего веса опускается. При этом нижний кулачок опускается на пневмоклапан, который открывается и подает давление под клапан отсекающего, открывающий доступ газа к воздуху. Смеситель работает в режиме включения-выключения, ритм которого зависит от расхода газовой смеси и установочного положения кулачков на трассе. В установке предусмотрены предохранительные клапаны для ее отключения при превышении заданного давления смеси или паров сжиженного газа.

Данная установка имеет хорошие эксплуатационные показатели, отличается компактностью и простотой обслуживания. Она может обеспечить газоснабжение потребителей с использованием БТ и СПБТЛ без трудностей, связанных с конденсатообразованием, даже в самых суровых климатических условиях. При этом решаются и задачи оптимальных условий сжигания газа на всех существующих типах бытовых газогорелочных устройств. Установка нашла широкое применение на Западе и используется при дефиците природного газа и диспропорции между источником газоснабжения и объемом потребления газа, особенно в «пиковые» периоды, а также при необходимости полной замены нерентабельного городского газа, поступающего за счет газификации угля. В ряде стран установки используются для временного газоснабжения объектов, намеченных в дальнейшем к переводу на природный газ.

В настоящее время в России используются стационарные станции смешения сжиженного газа с воздухом, предназначенные для газоснабжения населенных пунктов с числом жителей 5,13 и 25 тыс. чел., с расходом сжиженного газа соответственно 200, 500 и 1000 м³/ч. Давление газовой смеси на выходе со станции – до 0,105 МПа.

Имеются также передвижные установки смешения производительностью 100 и 200 м³/ч. Они состоят из резервуара сжиженного газа емкостью 5 м³, двух испарителей, узла регулирования давления газа и аппаратов смешения газа и воздуха (газоструйных инжекторов). Установка может использоваться для

получения газовоздушной смеси как низкого, так и среднего давления. Монтируется она на полуприцепе и транспортируется тягачом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белашов, А.Д. Эксплуатация баллонных и групповых резервуарных установок сжиженного газа / А.Д. Белашов. – Л.: Недра, 1979. – 158 с.
2. Бобровский, С.Я. Газовые сети и газохранилища / С.Я. Бобровский, Е.М. Яковлев. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
3. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия: ГОСТ 20448–90. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 12 с.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение / А.А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.
5. Колбенков, С.П. Установки сжиженного газа для коммунально-бытовых и промышленных потребителей / С.П. Колбенков. – Л.: Недра, 1976. – 159 с.
6. Курицын, Б.Н. Системы снабжения сжиженным газом / Б.Н. Курицын. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1988. – 196 с.
7. Одельский, Э.Х. Газоснабжение / Э.Х. Одельский. – Минск: Вышэйшая школа, 1966. – 336 с.
8. Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь. – Минск, 2009. – 154 с.
9. Преображенский, Н.И. Сжиженные углеводородные газы / Н.И. Преображенский. – Л.: Недра, 1975. – 280 с.
10. Рекомендации по инженерному оборудованию сельских населенных пунктов. – М.: Стройиздат, 1984. – Ч. V. Газоснабжение. – 58 с.
11. Рябцев, Н.И. Сжиженные углеводородные газы / Н.И. Рябцев, Н.Г. Кряжев. – М.: Недра, 1979. – 280 с.
12. Газоснабжение: СНБ 4.03.01–98. – Минск, 1999. – 94 с.
13. Газораспределительные системы: СНиП 42-01–2002. – СПб., 2004. – 80 с.

14. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб: СП 42-10-2003. – М., 2003. – 163 с.

15. Стаскевич, Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам / Н.Л. Стаскевич, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1986. – 542 с.

16. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.

17. Трушин, В.М. Устройство и эксплуатация установок сжиженного углеводородного газа / В.М. Трушин. – Л.: Недра, 1985. – 199 с.

Оглавление

Введение.	3
Глава 1. Свойства сжиженных углеводородных газов.	4
1.1. Состав сжиженных углеводородных газов.	4
1.2. Свойства отдельных углеводородов.	10
1.3. Диаграммы состояния.	37
1.4. Смеси газов и жидкостей. Расчет состава двухфазной смеси углеводородов.	43
1.5. Свойства смесей углеводородов.	54
Глава 2. Газонаполнительные станции сжиженных углеводородных газов.	61
2.1. Устройство газонаполнительных станций.	61
2.2. Принципы и методы перемещения сжиженных углеводородных газов.	68
2.2.1. Перемещение за счет разности уровней.	68
2.2.2. Использование сжатых газов.	71
2.2.3. Перемещение с помощью нагрева или охлаждения.	73
2.2.4. Перемещение компрессором.	75
2.2.5. Перемещение с помощью насосов.	78
2.2.6. Метод вытеснения.	82
2.3. Хранение сжиженных углеводородных газов.	85
2.3.1. Стационарные резервуары.	85
2.3.2. Баллоны.	90
2.3.3. Подземные хранилища.	92
2.3.4. Наземные изотермические резервуары.	93
2.3.5. Хранение в замороженном грунте сжиженных углеводородных газов.	101
2.3.6. Хранение сжиженных углеводородных газов в отвержденном состоянии.	103
2.4. Основные технологические схемы газонаполнительных станций.	104
Глава 3. Транспорт сжиженных углеводородных газов.	109
3.1. Железнодорожный транспорт.	109
3.2. Автомобильный транспорт.	113

3.3. Водный транспорт.	118
3.4. Трубопроводный транспорт.	120
Глава 4. Установки сжиженных углеводородных газов у потребителей.	133
4.1. Регазификация сжиженных углеводородных газов.	133
4.2. Газоснабжение потребителей от баллонных установок сжиженного газа.	139
4.3. Групповые резервуарные установки с естественным испарением.	151
4.4. Групповые резервуарные установки с искусственной регазификацией.	165
4.5. Установки для смешения паров сжиженного газа с воздухом.	205
Литература.	217

Учебное издание

АРТИХОВИЧ Валерий Васильевич
ПШОНИК Марина Григорьевна

СЖИЖЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ

Учебно-методическое пособие
по дисциплине «Газоснабжение»
для студентов специальности 1-70 04 02
«Теплогасоснабжение, вентиляция
и охрана воздушного бассейна»

Редактор Т.Н. Микулик
Компьютерная верстка Н.А. Школьниковой

Подписано в печать 25.02.2010.

Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 12,79. Уч.-изд. л. 10,00. Тираж 150. Заказ 5.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.