

Введение

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) — смесь сжиженных пропана и бутана в различных пропорциях (ГОСТ 20448-90), иногда содержащая незначительную часть ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов, «конденсат»). Кроме этого, существуют близкие по значению термины СПБ (сжиженный пропан-бутан) и СНГ (сжиженные нефтяные газы). Все эти термины идентичны широко применяемому в России английскому сокращению LPG (Liquefied Petroleum Gas — сжиженный нефтяной газ).

К преимуществам СУГ можно отнести возможность перевозить и хранить их как жидкости, возможность регулировать и сжигать паровую фазу как природный газ, возможность использования в качестве топлива в местах, удаленных от сетей природного газа. По сравнению с природным газом СУГ являются более калорийным топливом, теплота сгорания одного кубометра паровой фазы СУГ в 2,5 – 3,5 раза выше теплоты сгорания одного кубометра природного газа.

К недостаткам СУГ можно отнести сложность обеспечения бесперебойной поставки (высокую зависимость от автомобильного транспорта), большой объем инвестиций (по сравнению с газификацией природным газом) в объекты газификации, потенциальную пожаро- и взрывоопасность, возможность несчастных случаев и человеческих жертв в случае аварий и инцидентов.

Кроме этого, сегодня стоимость самого СУГ в качестве топлива также превышает стоимость природного газа.

СУГ в качестве основного топлива используется для бытовых нужд, в энергетике, автотранспорте, для технологических нужд в промышленности. Автономное газоснабжение осуществляется от резервуарных установок с естественным и искусственным испарением и от баллонных установок (индивидуальных и групповых), выбор которых определяется требуемым расходом паровой фазы СУГ и, соответственно, испарительной способностью установок. Всего в России находятся в эксплуатации около 20 тыс. резервуарных и групповых баллонных установок.



Погрузка наземной емкости для СУГ V-10 м³ производства «Газовик-Химмаш»

Резервуары для хранения СУГ

Для хранения СУГ используются резервуары, иногда называемые газгольдерами, которые можно классифицировать на наземные и подземные, одностенные и двустенные. Сегодня в России резервуары под СУГ выпускаются множеством производителей, кроме этого большое количество маленьких резервуаров (объемом до 5 м³) импортируется из Польши, Чехии, других стран. Как правило, их отличает более высокое качество и существенно меньшая толщина стенки. Российские производители («Кузполимермаш», «Газовик-Химмаш», «Алексеевка-Химмаш», «Зенит-Химмаш» и другие) также выпускают резервуары различного объема: в зависимости от технического задания — от 2 до 200 м³.

Резервуары свыше 25 м³ являются негабаритным грузом, возможно очень тяжелым, поэтому необходимо уделять особое внимание технологии транспортировки груза от изготовителя до места установки. Необходимо иметь в виду, что иногда стоимость транспортировки резервуара от заводской площадки до места монтажа превышает стоимость самой емкости. Подземные резервуары покрываются битумно-полимерным или эпоксидным покрытием, которое может быть повреждено при транспортировке или при погрузочно-разгрузочных работах, поэтому при получении резервуаров у производителя желательно предусмотреть ремкомплект для устранения возможных повреждений.

Резервуары изготавливаются с одной или двумя горловинами в зависимости от количества установленного на них оборудования. Как правило, каждый резервуар объемом свыше 5 м³ является индивидуальным изделием. На горловины устанавливаются редукционные головки с вваренными в них патрубками для слива/налива продукта и дренажа (слива конденсата). Кроме этого, на редукционных головках в обязательном порядке устанавливается предохранительный сбросной клапан и уровнемер либо контрольная трубка, низ которой соответствует наполнению резервуара на 85%. И сейчас еще сохранилось множество емкостей под СУГ, в которых вместо уровнемера установлено несколько контрольных трубок — к примеру, 25%, 50% и 85%.

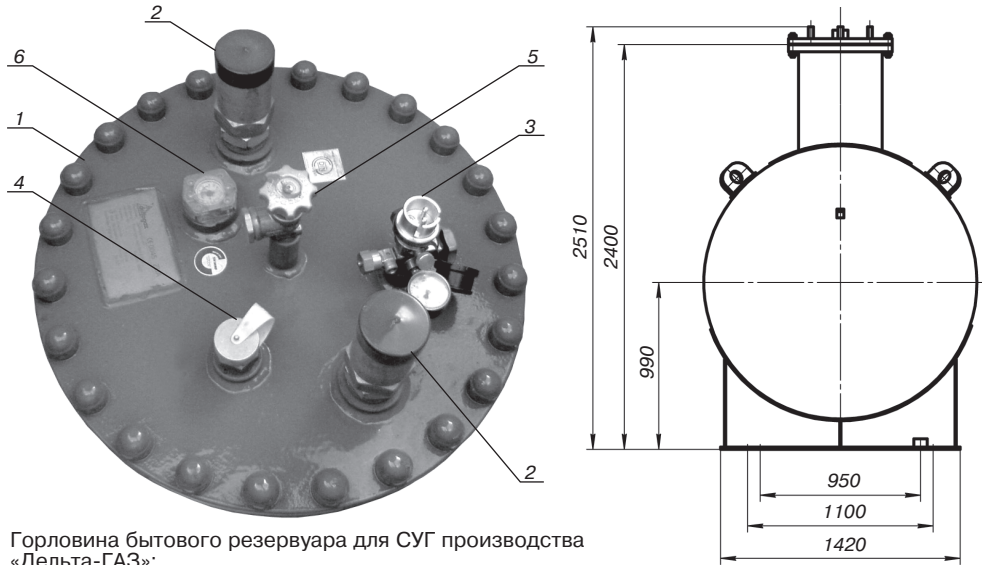


Габаритный груз: погрузка подземной емкости для СУГ V-25 м³ производства «Газовик-Химмаш»

При заполнении емкости продуктом он начинает переливаться из контрольных трубок, сигнализируя о заполнении емкости газом до определенного объема. Способ крайне примитивный, но достаточно надежный. Часто устанавливается мультиклапан, совмещающий в себе несколько функций, к примеру манометр, выход паровой фазы и контрольную трубку (85%). Вся используемая на резервуаре (до испарителя)

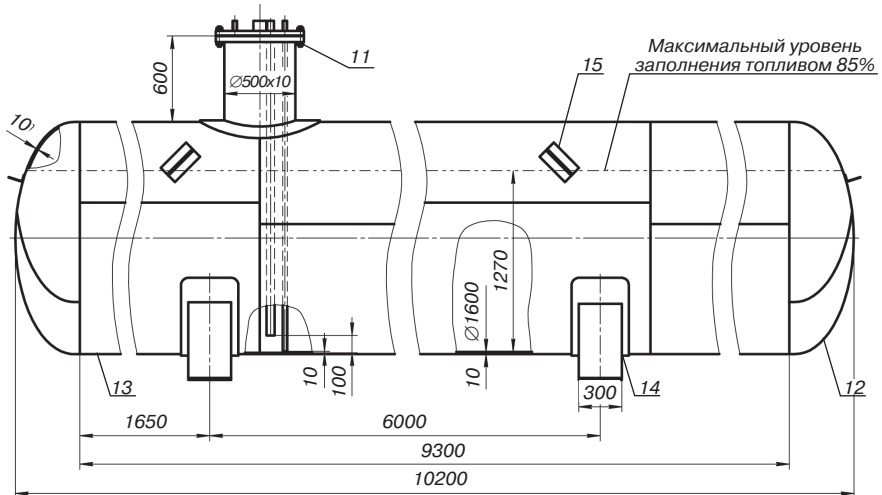
запорная арматура должна быть рассчитана на давление 2,5 МПа и иметь температурный режим работы минимум до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Групповые подземные установки состоят обычно из нескольких резервуаров, обвязанных трубопроводами по жидкой и паровой фазам и являющихся сообщающимися сосудами. Количество головок на подземных установках различно и зависит от проектного решения: иногда каждый резервуар имеет свою головку, иногда емкости обвязаны попарно, когда ставится одна головка



Горловина бытового резервуара для СУГ производства «Дельта-ГАЗ»:

- 1 — крышка горловины; 2 — предохранительный сбросной клапан; 3 — мультиклапан с манометром; 4 — налив (наполнительный клапан); 5 — угловой клапан к дренажной трубке для отбора жидкой фазы; 6 — механический уровнемер



Эскиз емкости под СУГ V-20 м³ производства «Газовик-Химмаш»:
11 — крышка горловины; 12 — сферическое днище; 13 — обечайка; 14 — опора; 15 — строповочное кольцо

на два резервуара, иногда одна головка ставится на большее количество резервуаров (3, 4).

Объекты, на которых используется оборудования для СУГ, можно условно разделить на три основные группы:

— газонаполнительные станции (ГНС) и газонаполнительные пункты (ГНП), которые обычно состоят из большого резервуарного парка, насосно-компрессорного отделения, а также отделения наполнения бытовых газовых баллонов. Оборудование для ГНС описано в главе 8 на стр. 521;

— автомобильные газозаправочные станции (АГЗС), в состав которых обычно входят емкость, насосный модуль, запорная арматура, топливораздаточная колонка (ТРК). Оборудование для АГЗС описано в главе 7 на стр. 484;

— системы автономного газоснабжения, в состав которых обычно входят емкость, испаритель, запорная арматура, регуляторы давления паровой фазы СУГ. Так как резервуары под СУГ объемом до 5 м³, принадлежащие частным домовладельцам, не поднадзорны Ростехнадзору, а одной заправки СУГ емкости 5 м³ обычно хватает на отопление и горячее водоснабжение частного дома (коттеджа) площадью 120–140 м² примерно на один год, вполне объяснимо увеличение объема рынка емкостей объемом до 5 м³ и сопутствующего оборудования для частных заказчиков.

В последние годы наблюдается значительное увеличение потребления СУГ при использовании его в качестве резервного топлива при газоснабжении котельных, промышленных предприятий, использующих СУГ на технологические нужды, при газоснабжении индивидуальных жилых домов, домов отдыха, в тех районах страны, где в ближайшие 10–15 лет не ожидается газификация природным газом. Отличные теплотехнические и экологические характеристики СУГ, возможность создания автономных баз хранения значительных запасов топлива способствуют дальнейшему развитию этого направления. Развитие рынка СУГ привело к увеличению спроса на оборудование, предназначенное для газоснабжения потребителей СУГ: резервуары, испарители, насосы, запорная и предохранительная арматура.

Требования к проектированию

При проектировании и эксплуатации объектов СУГ надлежит руководствоваться СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» (актуализированная редакция СНиП 42-01-2002), ПБ 12-609-03 «Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы», ПБ 10-115-96 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Как правило, следует предусматривать резервуары, трубопроводы жидкой и паровой фаз, запорную арматуру, предохранительные запорные клапаны (ПЗК), регуляторы давления газа, предохранительные сбросные клапаны (ПСК), контрольно-измерительные приборы (КИП). При необходимости в составе резервуарной установки следует предусматривать испарительные установки. В составе групповой баллонной установки следует предусматривать баллоны для СУГ, запорную арматуру, регулятор давления газа, ПЗК, ПСК, манометр.

Конструкция предохранительных запорных клапанов и запорной арматуры должна соответствовать требованиям государственных стандартов, обеспечивать герметичность не ниже класса «А» при PN 25, $t_{\text{раб}}$ от -40 до $+45$ °С.

Необходимо предусматривать сбор образующегося в трубопроводах конденсата с помощью конденсатосборников. При установке резервуаров следует предусматривать уклон не менее 2% в сторону сборника конденсата, воды и неиспарившихся остатков. Сборник конденсата не должен иметь выступов над нижней образующей резервуара, препятствующих сбору и его удалению, а также неиспарившихся остатков. Уклон газопроводов следует предусматривать для наружных газопроводов не менее 5% в сторону конденсатосборников. Вместимость конденсатосборников — не менее 4 л на 1 м^3 расчетного часового расхода газа.

Для надземной установки могут предусматриваться как стационарные, так и транспортабельные (съёмные) резервуары СУГ. Рабочее давление СУГ после регуляторов не должно превышать проектного. Установку ПСК следует предусматривать на каждом резервуаре, а при объединении резервуаров в группы (по жидкой и паровой фазам) — на одном из резервуаров каждой группы. Пропускная способность ПСК определяется расчетом.

В проектах следует предусматривать, как правило, подземную прокладку газопроводов. Наземная и надземная прокладка газопроводов допускается при соответствующем обосновании, а также на территории ГНС, ГНП, АГЗС. Заглубление подземных газопроводов паровой фазы СУГ низкого давления от резервуарных (с искусственным испарением) и групповых баллонных установок следует предусматривать не менее уровня промерзания грунта, с целью исключения конденсации паров газа.

Существуют два основных вида обвязки испарителей: стандартная (когда после испарения паровая фаза напрямую доставляется потребителю) и «фид бэк» (когда паровая фаза поступает в верхнюю часть резервуара, а отбор ее идет из другой точки емкости). Необходимо понимать различия данных проектных решений.

Основная опасность стандартной схемы обвязки при надземной прокладке газопровода — реконденсация и возникновение «пробок» в трубопроводе (обратного перехода из паровой фазы в сжиженную). Она возникает в случае сильных отрицательных температур и при маленьких диаметрах трубопровода паровой фазы. Из испарителя выходит газ с температурой порядка $70\text{--}75$ °С. Если трубопровод имеет значительную протяженность и небольшой диаметр, а на улице стоит сильный мороз, при прохождении по трубопроводу газ охлаждается до температуры, при которой начинается его реконденсация в жидкую фазу. Частично это можно компенсировать увеличением диаметра трубопровода. В случае если прокладка подземного трубопровода невозможна, а длина трассы трубопровода от испарителя до потребителя подразумевает возможность реконденсации, необходимо предусматривать устройство обогрева трубопровода нагревательным электрокабелем и усиленную теплоизоляцию, в случаях большой протяженности возможна дополнительная установка подогревателя газа в нижней точке трубопровода.

В случае обвязки «фид бэк» паровая фаза СУГ поступает после испарителя обратно в резервуар, немного повышая давление в нем. Таким образом, при обвязке «фид бэк» КПД испарителя несколько меньше, чем при стандартной схеме, поскольку часть энергии тратится на поднятие давления в резервуаре. При этом поступающая из испарителя паровая фаза СУГ смешивается с находящейся в резервуаре и остывает до температуры, близкой к температуре окружающей среды. Более длинные молекулы ШФЛУ, незначительно присутствующие в СУГ, конденсируются на стенках резервуара, который играет роль сепаратора-фазоразделителя. Отбор паровой фазы СУГ производится из другой точки резервуара, и, поскольку газ в резервуаре охладился до температуры окружающей среды, его температура при прохождении через трубопровод не изменяется, конденсации в трубопроводе не происходит.

Другим последствием обвязки резервуара методом «фид бэк» является накопление со временем в резервуаре тяжелых фракций ШФЛУ (конденсата). Применяемая за рубежом (в частности в Италии) практика помещения теплообменника испарителя непосредственно в нижнюю часть резервуара, решающая эту проблему путем прямой возгонки тяжелых фракций ШФЛУ, в России распространения не получила.

Технология «фид бэк» позволяет поддерживать уровень расхода газа у потребителя независимо от уровня СУГ в резервуаре (рис. 3). Происходит это вследствие подключения к резервуару испарителя, который затем возвращает уже паровую фракцию СУГ обратно в резервуар. Таким образом, в случае падения давления в резервуаре ниже установленного предела, жидкая фаза СУГ начинает поступать в испаритель, который увеличивает давление внутри резервуара, тем самым обеспечивая бесперебойное газоснабжение потребителя (вплоть до полного опорожнения резервуара). Управление подачи газа в испаритель осуществляет контрольный клапан (рис. 4). При понижении давления в резервуаре, которое подается на контрольный вход 6, пружина 1 перемещает затвор 2. При этом со входа СУГ 3 сжиженный газ через встроенный термоклапан 4* поступает на выход 5 и далее на вход испарителя (см рис. 3). Дальнейший рост давления приводит к сжатию пружины 1, вследствие чего достигается равновесное состояние системы.

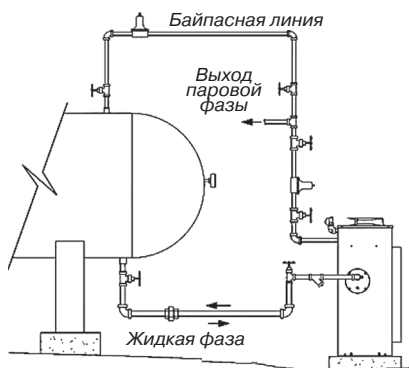


Рис. 1. Стандартная обвязка резервуара

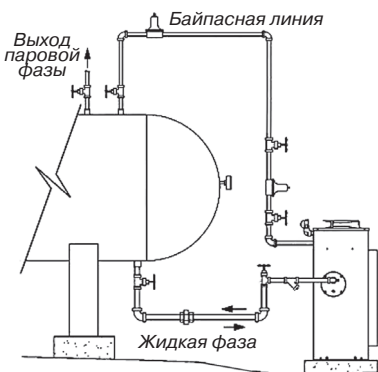


Рис. 2. Обвязка резервуара «фид бэк»

*Разрешает подачу газа при выходе испарителя на рабочий режим.

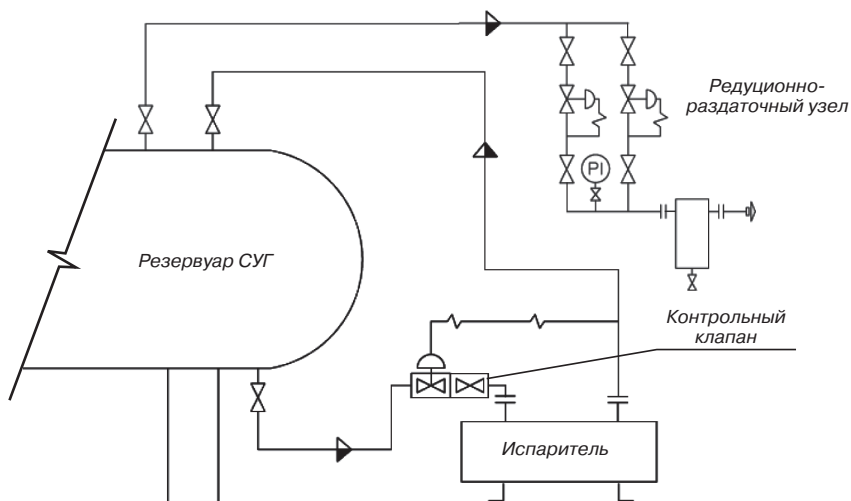


Рис. 3. Структурная схема обвязки резервуара по технологии «фид бэк»

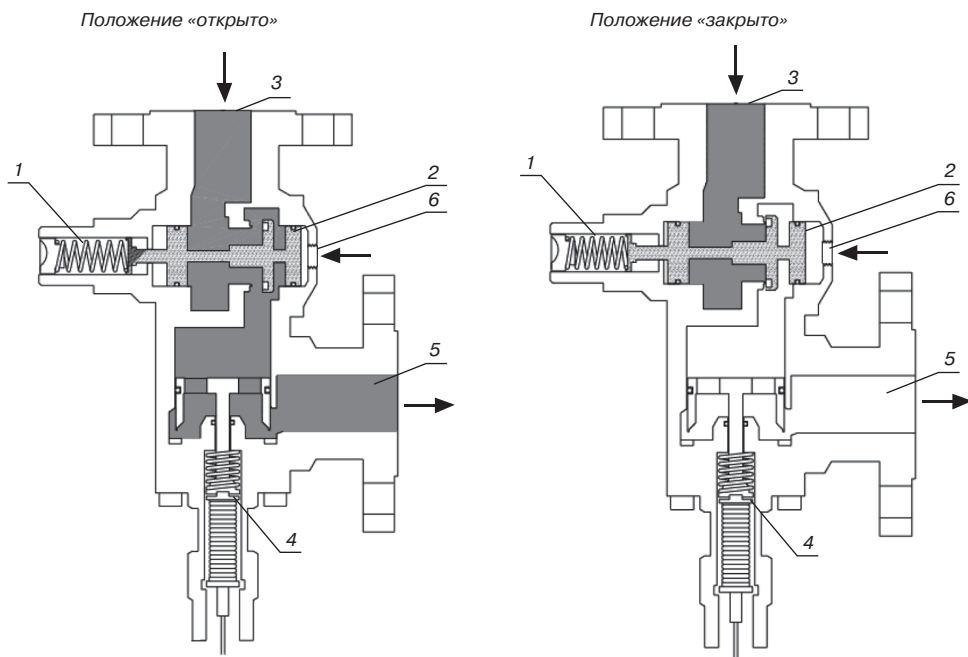


Рис. 4. Контрольный клапан:
 1 — пружина; 2 — затвор; 3 — вход СУГ; 4 — встроенный термоклапан; 5 — выход СУГ;
 6 — контрольный вход