

## ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ВМЕСТО ЖИДКИХ ТОПЛИВ

### *Лекция 1*

#### **Моторное топливо из природного газа**

Природный газ в основном состоит из метана с примесью других углеводородов и инертных газов. Примерный состав природного горючего газа может характеризоваться следующими значениями (% по объему); метан – 85 – 99, этан – 1,0 – 8,0, пропан, бутан - 0,5 – 3; азот – 0,5 – 0,7; углекислота – до 1,8. Октановое число (ОЧ) основного компонента газа – метана имеет значение 104 единицы (ОЧ/М), тогда как у бензина «Экстра» лишь 95.

Низшая теплота сгорания природных газов высокая – до 47 000 кДж/м<sup>3</sup>. По теплоте сгорания 1 м<sup>3</sup> природного газа эквивалентен 1,0 – 1,12 л бензина.

Низшая теплота сгорания природного газа средневзвешенного состава при стандартных условиях (температура  $t = 20$  °С и давление  $p = 0,1013$  МПа) равняется 34 622 кДж/м<sup>3</sup>. При нормальных условиях ( $t = 0$  °С и  $p = 0,1$  МПа) она составляет 37 044 кДж/м<sup>3</sup>. Природный газ месторождений характеризуется различным составом. В зависимости от состава природного газа изменяются его теплотехнические характеристики.

Большая часть природных газов обладает высокой теплотой сгорания стехиометрической топливно-воздушной смеси, что делает особенно желательным их применение в качестве моторного топлива. Эти особые свойства газа в сочетании с доступностью определили его широкое использование в газовой промышленности в качестве моторного топлива для поршневых газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и газовых мотор-генераторов.

Коэффициент полезного действия газовых двигателей  $\eta_e$  достигает 38 – 40 % в широком диапазоне режимов. Для сравнения укажем, что  $\eta_e$  бензинового двигателя составляет лишь 30 – 35 % и только на наиболее экономичных режимах работы.

В цилиндрах бензиновых двигателей сгорает топливно-воздушная смесь, для приготовления которой применяется весьма сложная топливная аппаратура. Особенно усложнено приготовление смеси для бензиновых двигателей при низких температурах атмосферного воздуха вследствие того, что бензин в этих условиях плохо испаряется. При газовом топливе приготовление равномерной смеси не вызывает труда.

Кроме перечисленных, природный газ обладает еще рядом специфических свойств, в частности широкие пределы воспламенения, которые вместе с отмеченными показателями дают основания для конструирования двигателей с повышенными показателями по мощности и топливной экономичности.

На износ бензиновых двигателей существенное влияние оказывает проникновение в цилиндры неиспарившихся частиц топлива, которые смывают смазку со стенок цилиндров, вызывают их коррозию и износ. В дизелях, кроме

того, наблюдается образование при сгорании частиц углерода, вызывающих абразивный износ и ухудшающих смазку. В газовых двигателях эти явления отсутствуют, что, помимо уменьшения износа, обуславливает значительное увеличение срока службы смазочного масла, уменьшение его расхода.

При переходе с жидкого топлива на газообразное срок службы двигателя до капитального ремонта возрастает в 1,5 раза, а сроки смены масла увеличиваются в 2 раза, что обеспечит многомиллионную экономию.

Выявились и другие положительные стороны газовых двигателей. Однако главным недостатком природного газа как моторного топлива является очень низкая объемная концентрация энергии. Если теплота сгорания одного литра жидкого топлива равна примерно 31426, то у природного газа при нормальных условиях она равна 33,52 – 35,62 кДж, т. е. почти в 1000 раз меньше. В этой связи для использования запаса газа как моторного топлива его надо предварительно подготовить:

- сжать до высоких давлений 20 – 25 МПа и более (КПГ) и заправить им специальные баллоны;

- сжижить природный газ (СПГ) охлаждением до – 162 °С и заполнить им теплоизолированные емкости;

- получить из природного газа жидкость – метанол.

Энергетические затраты на получение КПГ в 2 – 3 раза меньше, чем на СПГ.

Различные методы хранения газа на транспортном средстве характеризуются показателями энергоемкости единицы хранения в таре. К таким показателям относятся удельные теплоты сгорания топлива, отнесенные: на единицу массы хранения топлива с тарой (кДж/кг), на единицу габаритного объема хранения (кДж/м<sup>3</sup>). Кроме того, следует учитывать затраты на подготовку газа при соответствующем виде хранения. Значения этих показателей приведены в табл. 1.

Лучшими показателями хранения обладает сжиженный природный газ (СПГ). Поскольку температура его кипения 111К, для хранения нужны сосуды с высокоэффективной тепловой изоляцией стенок. В качестве такой изоляции применяют пенопласт, керамику, вакуумированную прослойку. Наиболее эффективной является вакуумированная керамическая изоляция, Сосуды изготавливаются из алюминиевого сплава с двойными стенками, пространство между которыми вакуумируется.

При более высоких показателях этот способ требует больших затрат на подготовку. Кроме того, при заправке в емкость теряется около 3 % газа на испарение, имеются постоянные потери на испарение при хранении, которые могут достигать до нескольких процентов в сутки (см. табл.1).

Таблица 1

## Показатели хранения моторных топлив на основе природного газа

Способ хранения топлива	Температура хранения, К	Давление хранения, МПа	Теплота сгорания на единицу массы хранения с тарой, кДж/кг	Теплота сгорания на единицу габаритного объема хранения, кДж/дм <sup>3</sup>	Энергетические затраты на подготовку топлива, % к теплоте сгорания
Сжатый природный газ в баллонах из углеродистой стали	273 – 293	20-25	3 450	880 – 1100	1,8
Сжатый природный газ в баллонах из легированной стали	273 – 293	20 – 25	4 940	885 – 1110	1,8
Сжатый природный газ в баллонах из углеродистой стали	273 – 293	32 – 40	3 470	1310 – 1670	1,9
Сжатый природный газ в баллонах из легированной стали	273 – 293	32 – 40	4 970	1350 – 1680	1,9
Сжиженный природный газ	111	0,1	13 670	2550	5,0
Метанол	273 – 293	0.1	4 540	4040	15,5
Бензин	273 – 293	0,1	29 800	7000	0,8

Сжатый (компримированный) природный газ (КПГ) в качестве моторного топлива в данное время применяется главным образом в автомобильном транспорте.

При эксплуатации двигателей на КПГ общее количество углеводородов в выпускных газах не снижается, однако количество смогообразующих углеводородов уменьшилось на 50 %. Содержание окиси углерода в выпускных газах сократилось в 3,3 раза. При этом разгон автомобиля при работе на КПГ ухудшился с 12 (на бензине) до 39 с. При эксплуатации двигателей на природном газе резко повышается моторесурс двигателя. Кроме того, нет испарения топлива, не образуются паровоздушные пробки в топливоподающей системе, обеспечиваются устойчивая работа на холостом ходу, хорошая приемистость и пожаробезопасность. Как правило, все оборудованные для работы на КПГ автомобили сохраняют возможность работы на бензине.

Переоборудование дизеля на газодизельный процесс требует установки только дополнительной газоподающей аппаратуры без принципиального изменения конструкции двигателя.

### *Применение сжиженного природного газа*

Под природным газом понимается газ на основе метана, который имеет

температуру кипения ниже 125 К, а не пропан-бутановый газ, сжижающийся при температуре окружающей среды и давлении до 1,6 МПа.

Автомобили, эксплуатируемые на СПГ, получили устройства, так же как и для работы на сжатом природном газе (КПГ), представляющие собой «добавку» газовой аппаратуры к серийному бензиновому двигателю. Переход с одного вида топлива на другой осуществляется путем поворота переключателя и не сопровождается существенными изменениями динамики автомобиля. Переоборудование автомобиля для работы на СПГ заключается в установке специальной криогенной емкости, небольшого испарителя, использующего тепло выпускных газов, и монтаже газовой топливной аппаратуры, аналогичной применяемой на газобаллонных автомобилях при работе на КПГ.

Несмотря на различие в выполнении отдельных элементов и узлов, современные системы питания транспортных двигателей, работающих на СПГ, характеризуются единым принципом работы и общими конструктивными решениями основных функциональных узлов. Во всех современных топливных системах питания СПГ предусматриваются автоматические корректирующие устройства для дополнительного обогащения газовой смеси при пуске ДВС, на режимах самостоятельного (принудительного) холостого хода, полной нагрузки и при разгоне.

По данным фирмы «Форд» (США), мощность автомобильного двигателя, работающего на СПГ после 55 тыс. миль пробега, была на 10 % выше, чем аналогичного, работающего на бензине, (соответственно 74 и 66 кВт), а содержание окиси углерода в выпускных газах двигателей на СПГ было в 5 раз ниже (соответственно 0,21 и 1,2%). Аналогичные результаты показывают также и другие фирмы.

Одновременно со снижением токсичности выпускных газов отмечается, что замена бензина СПГ сопровождается повышением моторесурса двигателя, увеличением пробега автомобиля между сменой масла с 5000 до 65 тыс. км, ростом срока службы свечей зажигания вследствие уменьшения нагарообразования до 50-85 тыс. км. Увеличивается межремонтный пробег газобаллонных автомобилей на СПГ, в результате чего обеспечивается значительная экономия средств на ремонт и эксплуатацию автомобилей, особенно на рефрижераторах, где СПГ может использоваться как хладагент.

## *Лекция 2*

### *Экологические характеристики*

Основными токсичными веществами, определяющими загрязнение атмосферы, в отработавших газах двигателей с воспламенением от искры являются окись углерода CO, окислы азота NO<sub>x</sub> и углеводороды C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>. Кроме того, в случае применения этилированного бензина образуется очень опасный загрязнитель – соединения свинца. И, наконец, особое место в загрязнениях занимают канцерогенные вещества, основным представителем которых в отработавших газах является бенз(а)пирен.

Причиной образования окиси углерода и углеводородов в отработавших газах является неполное сгорание топлива, которое особо велико при богатой

рабочей смеси, поступающей в цилиндр двигателя. Окислы азота образуются в процессе сгорания топлива в зонах, где возникает высокая температура. Процесс окисления азота становится заметным лишь при нагреве до температуры более 1700 °С. Столь высокие температуры имеют место в зонах, где сгорание происходит при давлении близком к максимальному в цикле. Поэтому образование окислов азота идет тем более интенсивно, чем выше максимальное давление цикла. Кроме того, на количестве образовавшихся окислов азота сказывается наличие свободного кислорода, который ускоряет окисление. Поэтому наибольшие концентрации окислов азота в отработавших газах наблюдаются при слегка обедненных смесях, когда температура сгорания достаточно высока и имеется в достаточных количествах свободный кислород. Обеднение смеси с этого уровня снижает температуру сгорания, а обогащение – концентрацию свободного кислорода. В обоих случаях имеет место снижение концентрации окислов азота.

Особенности образования токсичных веществ в двигателях внутреннего сгорания отражаются на токсических регулировочных характеристиках бензинового и газового двигателей (рис. 1). Кривые 1 и 2 показывают изменение концентрации окиси углерода, соответственно, для бензинового и газового двигателей. Газовым топливом является метановый природный газ. Эти характеристики мало отличаются одна от другой. Иная картина наблюдается с образованием окислов азота. Кривые 3 и 4 (см. рис. 1) показывают изменение их концентрации в зависимости от коэффициента избытка воздуха, соответственно, для бензинового и газового двигателей. Обе кривые имеют острый максимум в области бедных смесей, однако максимум для газового двигателя смещен в сторону бедных смесей и имеет примерно в 2 раза более низкое значение. Кроме того, газовый двигатель допускает широкие возможности регулирования за пределом эффективного обеднения, т. е. в области, где и окислы азота, и окись углерода содержатся в очень малых количествах. Таким образом, оптимизация регулировок газового двигателя позволяет снизить поступление загрязнителей в атмосферу в несколько раз по сравнению с бензиновым. Выброс углеводородов газовым двигателем находится примерно на том же уровне, что и бензиновым, в пересчете на углерод. Однако для газового двигателя этот выброс в 2 раза ниже.

Состав углеводородов, содержащихся в отработавших газах бензинового и газового двигателей, различен. В отработавших газах бензинового двигателя преимущественно содержатся этан и этилен, в то время как у газового двигателя, работающего на метановом газе, основу углеводородной части отработавших газов составляет метан. Это обстоятельство играет существенную роль в экологии, поскольку углеводороды сами по себе не представляют серьезной опасности для здоровья. Их вредное воздействие состоит в образовании смога вследствие окисления их окислами азота, интенсифицируемого ультрафиолетовой частью солнечного излучения. Из всех предельных углеводородов метан обладает наибольшей устойчивостью к этому процессу. Поэтому углеводородный выброс газового двигателя наименее опасен.

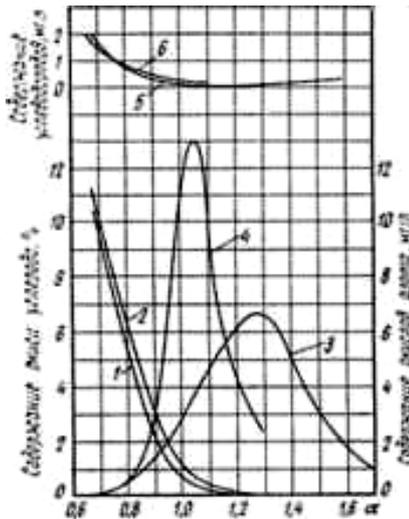


Рис.1. Токсические регулировочные характеристики при работе двигателя на бензине и газовом топливе. Содержание в отработавших газах: окиси углерода: 1- на газовом топливе; 2 – на бензине; окислов азота: 3- на газовом топливе; 4- на бензине; углеводородов: 5- на газовом топливе; 6- на бензин.

### *Эксплуатационные показатели газовых двигателей*

Длительный опыт эксплуатации газовых двигателей, накопленный газовой промышленностью, доказывает значительные эксплуатационные преимущества их по сравнению с жидкотопливными двигателями.

Газовая машина по сравнению с жидкотопливной имеет в 1,5 – 2 раза большую наработку между ремонтами, так как отсутствуют разрушения (смывания) масляной пленки жидким топливом. Кроме того, при сгорании газового топлива образуется значительно меньше твердых частиц и сажи, чем при сгорании жидкого топлива, что также снижает износы. Важным обстоятельством, повышающим срок службы двигателей, является почти полное отсутствие в газовом топливе серы и других вызывающих коррозию элементов.

Срок службы масла на газовых двигателях в 1,3 – 1,8 раза выше, чем у жидкотопливных, что объясняется также пониженным нагарообразованием и отсутствием разжижения масла топливом.

Установленный опытным путем срок службы масла газового двигателя в мотор-генераторах составляет ~7000 ч, а для дизельного прототипа 4000 ч. У газового двигателя расход масла в 1,7 раза ниже, чем у соответствующих дизельных прототипов.

В транспортных двигателях этот эффект должен быть еще заметнее, так как разжижение масла, как и смывание его со стенок, происходит в основном в период «холодного» запуска. При запуске «холодного» бензинового двигателя вследствие отсутствия в этот период подогрева входящего воздуха испаряется только малая часть топлива, а большая часть попадает в цилиндр в жидком виде. Принято считать, что по износам один холодный запуск бензинового автомобильного двигателя равносителен 500 км пробега. Аналогичный эффект

наблюдается и в дизельном двигателе. Впрыснутое, но не воспламенившееся вследствие недостаточного нагрева топливо попадает на стенки цилиндра, смывая и разжижая масла.

## ***АВТОМОБИЛЬНЫЕ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ (АГНКС)***

### ***Классификация АГНКС***

Обеспечение автотранспорта сжатым природным газом связано с необходимостью создания разветвленной сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) различной производительности и разного проектно – технологического решения.

Тип АГНКС и ее производительность зависит от условий и места ее размещения, от объема и стабильности потока машин в месте размещения станции, а также от модели машин, обслуживаемых автохозяйством. При размещении, важно обеспечить минимальные затраты как по времени на пробег автомобиля к месту заправки и простой его в ожидании заправки, так и на подводу к станции питающего газопровода и других внешних инженерных сетей и коммуникаций.

Расчеты и технико-экономические исследования показали, что для создания сети газоснабжения автотранспорта необходимы станции следующих типов и производительности:

- Стационарные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) производительностью 5-50 тыс.м<sup>3</sup>/сутки;
- Гаражные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (ГАГНКС) производительностью до 10 тыс.м<sup>3</sup>/сутки;
- Передвижные автомобильные газонаполнительные станции или передвижные автогазозаправщики (ПАГЗ) производительностью от 1000-4000 м<sup>3</sup>/газа за рейс.

Из перечисленных типов основными являются стационарные АГНКС с несколькими ступенями производительности, удовлетворяющими различным условиям их эксплуатации:

- 40-50 тыс.м<sup>3</sup>/сутки – для размещения за городской чертой на магистральных грузонапряженных шоссе крупных и средних городов;
- 20-30 тыс.м<sup>3</sup>/сутки – для размещения за городской чертой на магистральных шоссе средних и мелких городов и населенных пунктов, а также на автодорогах крупных городов с соответствующим грузопотоком;
- от 10-20 тыс.м<sup>3</sup>/сутки – для размещения за городской чертой на автодорогах в средних и мелких городах и населенных пунктах;
- от 5-10 тыс.м<sup>3</sup>/сутки – для размещения за городской чертой на автодорогах мелких городов и населенных пунктов.

Они оборудуются относительно крупными компрессорными установками (500 – 1000 тыс.м<sup>3</sup>/час) и обеспечивают заправку любого автомобиля не более

чем за 10 мин. В отличие от них гаражные АГНКС предназначены для медленной (в течение нескольких часов) заправки группы автомобилей. Они оборудуются компактными компрессорами с меньшей подачей.

Передвижные автогазозаправщики (ПАГЗ) производительностью от 1000-4000 м<sup>3</sup>/газа за рейс могут быть применены также для заправки автомобилей в полевых условиях и местах стоянки автомобилей на магистральных шоссе.

Автомобильная газо-заправочная станция представляет собой обособленную территорию площадью от 0,9 до 1,5 га по периметру, огражденную металлической сеткой или бетонным забором. Въезд и выезд на территорию, как правило, отдельные. Станции оборудуются водяной системой пожаротушения и углекислотными установками. Поступающий из газопровода на АГНКС газ проходит через фильтр очистки от механических примесей и подается на регулятор давления, который обеспечивает поддержание заданного давления газа на входе в компрессоры. Количество поступающего на станцию газа измеряется с помощью газовых расходомеров. Узел замера расхода оборудован самопишущими приборами для регистрации давления и температуры газа в течение суток. В зависимости от пропускной способности станции на ней устанавливается 2 – 6 компрессоров, которые сжимают газ до 25 МПа.

После очистки от масла и охлаждения газ подается в аккумуляторы – толстостенные стальные баллоны объемом 1 м<sup>3</sup> каждый. Аккумуляторы хранятся в заглубленной бетонной ванне, заполненной водой. Из аккумуляторов газ подается к заправочным постам и через гибкие шланги в баллоны автомобилей. Заправка автомобилей сжатым газом осуществляется персоналом станции. Компримируемый газ для заправки автомобилей на станциях не одорируется. На всех газовых линиях станции установлены предохранительные клапаны, заправочные посты отделены друг от друга бетонными перегородками. На постах заправки предусмотрены устройства выпуска оставшегося газа в атмосферу после каждой заправки.

Компрессоры оборудованы приборами контроля, кроме того, имеется устройство аварийной остановки компрессоров и выпуска газа из всех коммуникаций.

### ***Лекция 3***

#### ***Выбор производительности и оборудования для стационарных АГНКС***

Автомобили должны не просто работать, а работать эффективно, с малыми расходами топлива и соблюдением норм на выброс токсичных веществ. Помимо компрессоров, АГНКС должна оборудоваться фильтрующими и осушительными устройствами и устройствами стабилизации давления. Кроме того, должны быть предусмотрены измерители поступающего и отпускаемого газа.

При проектировании АГНКС возникает ряд проблем, связанных, прежде всего с выбором оптимальной производительности этих станций, с подбором для них соответствующего оборудования, а также с правильным их

размещением.

Запас хода на одной заправке газобаллонного автомобиля лишь на 20 – 30 % превышает среднесуточный пробег, следовательно, эти автомобили должны заправляться ежедневно и увеличение мощности АГНКС увеличивает холостой пробег.

Первые отечественные АГНКС были оборудованы электроприводными поршневыми компрессорами. Наибольшая мощность электродвигателя, который можно выпускать во взрывозащищенном исполнении (на напряжение 380 В), составляет 160 кВт. При такой единичной мощности для АГНКС на 500 заправок в сутки требуется пять компрессоров. Это число определено из условия минимальности очереди на заправку (без резерва) в наиболее загруженный час.

Для АГНКС на 1000 – 1500 заправок в сутки соответственно потребуется 10 и 15 компрессоров, что усложнит эксплуатацию, не улучшив использование оборудования. Другое оборудование АГНКС (аккумуляторы газа, заправочные посты) не резервируется, поскольку оно определено по нагрузке в наиболее напряженный час.

При проектировании АГНКС предусматриваются централизованное обслуживание оборудования и выполнение других вспомогательных операций, вследствие чего численность работающих на станции пропорциональна ее производительности. Таким образом, увеличение мощности АГНКС свыше 500 заправок в сутки практически не дает существенных преимуществ в строительстве и эксплуатации самой станции и снижения удельных капитальных вложений.

В этой связи принятая производительность 500 заправок в сутки близка к оптимальной, и именно она взята за основу при проектировании АГНКС.

Однако для АГНКС характерна значительная неравномерность потребления сжатого газа на протяжении суток. Анализ показывает, что в первую смену должно быть выработано 55 % суточной производительности, что определяет среднюю часовую потребность для АГНКС на 500 заправок в  $3440 \text{ м}^3$ . Расход газа в наиболее напряженный ночной час будет составлять  $812 \text{ м}^3$ . Таким образом, регулирование производительности АГНКС должно перекрывать диапазон значений  $812 - 3440 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Для решения этой задачи необходимо применять ступенчатое регулирование производительности путем отключения отдельных компрессоров. Параметры компримирования определяются условиями на всасывании и требуемым давлением нагнетания. Анализ давлений в сетях газоснабжения и магистральных газопроводах показывает, что давление на всасывании колеблется от 0,4 до 5,0 МПа, а давление нагнетания должно составлять 24,7 МПа (максимальное давление в аккумуляторах – избыточное). Для обеспечения всего диапазона давления всасывания необходимо несколько модификаций компрессора со следующими условиями всасывания: 0,4 – 0,6 МПа; 1,0 – 1,2 МПа; 2,5 – 3,5 МПа.

Сущность способа со ступенчатой заправкой автомобильных баллонов (рис. 2) состоит в том, что закачка газа осуществляется в два или более аккумулятора от своего компрессора или группы компрессоров 4. В каждом

аккумуляторе поддерживается свое давление газа, а баллоны заправляются из этих аккумуляторов поочередным их подключением, начиная с низкого давления и кончая аккумулятором с самым высоким давлением.

Применение двухступенчатой заправки обеспечивает снижение энергозатрат на 10 – 20%, а трехступенчатой – на 15 – 27% (рис.3). Это объясняется тем, что часть газа сжимается до более низкого давления, а при заполнении автомобильных баллонов этот газ меньше нагревается.

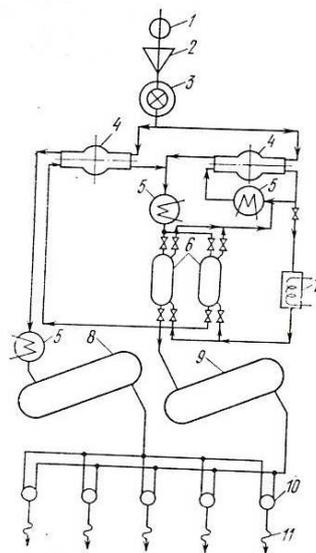


Рис.2 Схема АГНКС

1 – расходомер; 2 – фильтр; 3 – сепаратор; 4 – группа компрессоров; 5 – межступенчатые и концевые холодильники; 6 – адсорбер для газа; 7 – подогреватель газа регенерации; 8 – аккумулятор высокого давления; 9 – аккумулятор низкого давления; 10 – трехходовой кран; 11 – заправочный шланг.

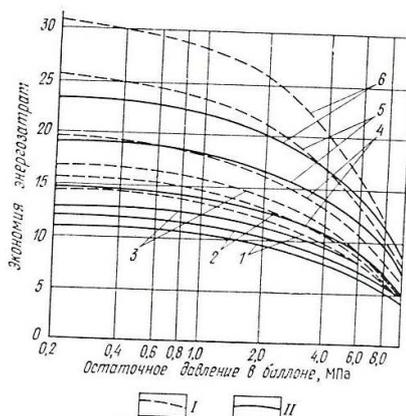


Рис.3 Снижение затрат энергии на заправку баллонов при двух (I)- и трехступенчатой (II) системе заполнения при различном давлении всасывания компрессора, МПа: 1 – 0.15; 2 – 0.30; 3 – 0.5; 4 – 1,0; 5 – 2.5; 6 – 4.0 (давление заполненного баллона 19.7Мпа)

Особенности поведения природного газа при компримировании диктуют место установки осушительных устройств в общей схеме АГНКС.

Максимальная влажность газа не должна превышать 0,0005 г/м<sup>3</sup>. В этом случае на всех режимах работы гидратообразование исключается.

Для удовлетворения требованиям эксплуатации автомобилей топливный газ подлежит осушке, при этом осушительный аппарат следует ставить на выходе из компрессора АГНКС. Такое расположение осушительной установки вносит известные затруднения в конструктивные решения, связанные с работой устройств при высоком давлении. При этом особые сложности возникают при осуществлении перехода от режима осушки к режиму регенерации адсорбента. Тем не менее обеспечение высокого качества газа требует обязательного включения процесса осушки газа в технологическую схему станции.

Изучение технологии приготовления КПГ, предназначенного для использования в качестве топлива газобаллонных автомобилей, показывает, что АГНКС – технологически сложное производство, требующее строгого технически обоснованного подхода. Этим следует руководствоваться с самого начала осуществления программы развертывания сети таких станций для обеспечения автомобилей газовым топливом.

#### *Лекция 4*

#### *Потребная единичная мощность компрессоров для стационарной АГНКС*

Потребная мощность на компримирование газа рассчитывается по формуле, учитывающей многоступенчатость сжатия,

$$N = G_r \sum_{i=1}^n \frac{c_{pi} T_{bc} (\varepsilon^{1/k} - 1)}{\eta_i} \quad (1)$$

где  $c_{pi}$  – удельная массовая теплоемкость газа при температуре всасывания, кДж/(кг · К);  $T_{bc}$  – температура газа на входе в I-ю ступень, К;  $\eta_i$  – коэффициент полезного действия I-й ступени сжатия;  $n$  – число ступеней сжатия.

Число ступеней сжатия принимается минимальным из условия ограничения температуры газа на выходе из ступени, которая по конструктивным соображениям не должна превышать 403 К (130 °С) и зависит от температуры всасывания и степени сжатия в ступени. Температура всасывания определяется возможностью межступенчатого охлаждения газа. Так как АГНКС должна обладать автономией, газ охлаждается в конечном итоге в результате сбрасывания тепла в окружающую среду, т. е. температура газа на входе в ступень компрессора обязательно должна превышать температуру окружающего воздуха. Из практики конструирования и эксплуатации систем охлаждения известно, что для обеспечения приемлемых габаритов охлаждающих установок перепад температур между охлаждаемым рабочим телом и воздухом должен составлять 10 °С. В этом случае температура всасывания на ступенях, кроме первой, должна приниматься 303 К (40 °С).

Принимая показатель адиабаты сжатия для осредненного состава газа 1,3 и  $\eta_i = 0,85$ , можно в зависимости от давления всасывания получить максимально допустимую степень сжатия на ступени из уравнения

$$T_{пред} = T_{вс} \frac{(\varepsilon^{k-1} - 1)}{\eta_i} + \mu \rho_{вс} (\varepsilon_{пред} - 1) \quad (2)$$

где  $\mu$  – средний дроссельный эффект.

Давление всасывания, Мпа..... 1 10 20  
 Предельная степень сжатия ступени..... 2,92 2,91 2,90

Таким образом, для всех ступеней может быть принята максимальная степень сжатия 2,9. Число ступеней для компрессора определяется по формуле (табл. 2):

$$n_{сж} = \lg \frac{p_n}{p_{вх}} / \lg \varepsilon_{пред} \quad (3)$$

где  $p_n$  – требуемое давление нагнетания;  $p_{вх}$  – располагаемое давление на входе;  $\varepsilon_{пред}$  – предельная степень сжатия ступени.

Таблица 2

Потребное число ступеней сжатия и зависимости от давления на входе в компрессор

Показатели	Давление на входе в компрессор, МПа						
	0,15	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
Расчетное число ступеней сжатия	4,8	4,15	3,88	3,50	3,23	3,02	2,85
Принимаемое число ступеней сжатия	5	5	4	4	4	3	3
Степень сжатия на ступени	2,78	2,42	2,81	2,54	2,36	2,92	2,75

Таблица 3

Потребная мощность привода (кВт) для АГНКС в зависимости от давления на входе

Число		Максимальная часовая подача газа, м <sup>3</sup>	Давление на входе, МПа						
условных заправок	прикрепленных автомобилей		0,15	0,30	0,40	0,6	0,8	1,0	1,2
500	1000	4590	1022	869	827	738	673	646	604
750	1500	6890	1533	1303	1240	1107	1009	969	906
1125	2250	10330	2299	1955	1860	1660	1514	1453	1359

В соответствии с полученными значениями температуры всасывания, степени сжатия ступени и числа ступеней сжатия получаем потребную на компримирование мощность для различных по производительности АГНКС. Результаты расчетов приведены в табл. 3. Различные производительности

АГНКС приняты по модулю 1,5 (за модуль принято отношение производительностей типового ряда АЗС).

АГНКС производительностью менее 500 заправок выполнять по модулю 1,5 нецелесообразно, так как получающееся при этом значение 330 условных заправок мало отличается от исходного значения 500. Рационально выбирать производительность АГНКС самой низкой размерности исходя из возможности оборудования.

По данным табл. 3 можно установить наибольшее значение единичной мощности компрессора, при которой возможно построение ряда АГНКС по производительности путем изменения числа установленных машин.

### ***Единичная мощность компрессоров для АГНКС***

Давление подаваемого газа, МПа 0,15 0,30 0,40 0,6 0,8 1,0 1,2

Наибольшая единичная мощность

компрессора, кВт

345 320 305 270 245 235 220

При расчете принимались как допустимые отклонения от расчетной мощности потребления на 10%.

Мощность электродвигателей для компрессорных установок с учетом их к.п.д. выбирают в зависимости от интервала давления всасывания.

Интервал давления всасывания, МПа

Мощность, кВт

0,15 – 0,30

355 – 370

0,4 – 0,6

320 – 325

0,8 – 1,2

255 – 270

## ***Лекция 5***

### ***Особенности процесса заправки автомобилей сжатым газовым топливом***

Современные АГНКС предусматривают осуществление заправки газобаллонных установок автомобилей из промежуточной емкости – аккумулятора газа. Аккумуляторы же заполняются газом путем закачки его компрессорами высокого давления. Это позволяет стабилизировать работу компрессоров, снизить частоту их включения и упростить автоматизацию АГНКС. Такая схема заправки имеет два существенных дефекта: перерасход энергии на компримирование газа; недозаправку газобаллонных установок.

Сущность первого дефекта состоит в том, что весь газ сжимается до давления, превышающего максимальное давление в баллонах, установленных на автомобиле, в то время как для заполнения газобаллонной установки только последняя порция газа должна сжиматься до рабочего давления. Весь остальной газ требуется сжимать до более низкого давления. Минимальная работа на сжатие газа для заполнения баллонов при наличии концевого холодильника, поддерживающего постоянной температуру подаваемого газа,

может быть вычислена по формуле

$$L_1 = \int_{p_{вс}}^{p_p} \frac{k}{k-1} \cdot \frac{T_{вс}}{T_{наг}} \cdot \frac{V_{бал}}{\xi \eta_k} \left[ \left( \frac{p}{p_{вс}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] dp \quad (4)$$

где  $p_{вс}$  и  $p_p$  – давление, соответственно, всасывания компрессора и рабочее газобаллонной установки;  $T_{вс}$  и  $T_{наг}$  – температуры, соответственно, на входе в компрессор и на выходе из конечного холодильника;  $V_{бал}$  – геометрический объем заполняемого баллона;  $\xi \eta_k$  – к.п.д. компрессора;  $P$  – текущее давление в наполняемом баллоне;  $\xi$  – коэффициент сжимаемости газа при температуре  $T_{наг}$  и давлении  $p$ .

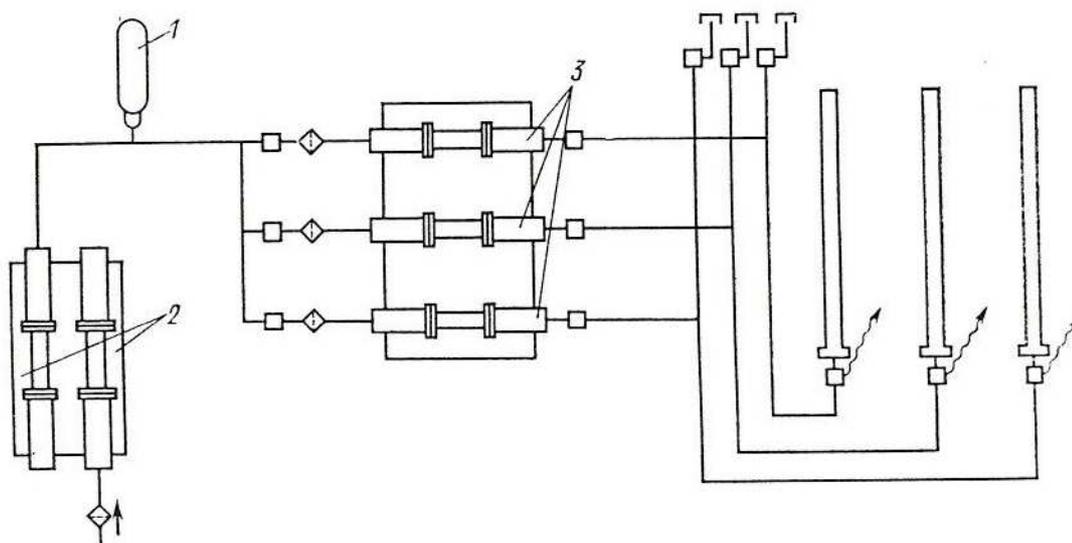


Рис. 4. Схема заправки автомобилей на АГНКС с гидроприводными компрессорами

В конце заправки наблюдается повышение температуры газа по сравнению с температурой в аккумуляторе. Это и приводит к недозаправке газобаллонной установки. Испытания, результаты которых приведены в табл. 4, выполнены по следующей методике. Заправка автомобиля осуществлялась из аккумулялирующих газ баллонов. После достижения давлением в газобаллонной установке автомобиля давления близкого к 20 МПа установку отключали, и она оттаивалась без расхода газа в течение 1 – 2 ч. Давление заправленного газа измеряли перед началом отстоя (сразу после заправки) и после отстоя автомобиля. Кроме того, измеряли температуру окружающей среды и подаваемого на заправку газа. Повышение температуры при заправке определяли по формуле

$$\Delta T = T_r \frac{p_1 - p_2}{p_1} \quad (5)$$

где  $T_r$  – температура заправляемого газа, К;  $p_1$  и  $p_2$  – давление газа в газобаллонной установке соответственно до и после отстоя, МПа.

Как следует из табл. 4, в результате заправки имеет место «перегрев» газа

от 9,9 до 55,6К, что составляет 3 – 19 % по отношению к температуре заправляемого газа и определяет недозаправку, а следовательно, потерю запаса хода на ту же относительную величину.

Таблица 4

Изменение параметров газа в газобаллонной установке автомобиля непосредственно после заправки

Температура окружающей среды, °С	Температура заправляемого газа, °С	Давление газа в газобаллонной установке в конце заправки, МПа	Продолжительность остывания газа, мин	Давление газа после остывания МПа	Повышение температуры газа по сравнению с начальной, К
6	20	20,5	120	19,2	18,6
9	20	20,5	197	18,9	32,9
12	24	19,9	60	18,3	23,9
13	26	21,1	68	19,1	28,3
8	24	22,3	58	19,9	32,0
8	21	20,7	80	17,9	39,8
3	18	21,1	57	17,2	53,8
4	18	17,6	70	17,0	9,9
4	16	19,8	51	17,6	32,1
6	16	18,2	124	17,0	19,1
3	16	20,8	135	16,8	55,6
3	17	21,4	57	18,1	44,7
7	18	20,3	63	17,7	37,2
1	15	21,1	87	18,9	30,0
10	22	21,1	64	18,7	33,6
2	15	21,3	58	18,9	31,2

Таким образом, применение двухступенчатой заправки с промежуточным давлением в аккумуляторе 13 – 14 МПа позволяет уменьшить затраты энергии на компримирование на 27-30 % и практически ликвидировать недозаправку газобаллонной установки, увеличивая тем самым запас хода автомобилей на 7 – 10 %.

***Применение газомотокомпрессоров на АГНКС***

Опыт показывает, что значительное повышение эффективности работы АГНКС, особенно расположенных вдали от линий электропередач, можно обеспечить, используя на станциях газомоторные компрессоры (ГМК). Как известно, ГМК состоит из газового двигателя (силовая часть) и поршневого компрессора, соединенных одним коленчатым, и предназначен для компримирования природных и попутных нефтяных газов. Топливом для ГМК служит компримируемый газ, поэтому их эксплуатация не зависит от внешних источников энергоснабжения.

Современные ГМК характеризуются высоким к.п.д. двигательной части, достигающим при работе на номинальном режиме 0,37-0,38 (в отдельных моделях доходит до 0,40 – 0,42), а также высокой эффективностью

компрессорной части, адиабатический к.п.д. которой составляет 86 – 88 %.

Кроме того, они могут изменять степень повышения давления от 1,15 до 3,0 и более при 100%-ной нагрузке на двигатель и практически неизменном к.п.д.

Современное машиностроение выпускает ГМК с максимальным давлением нагнетания до 350 МПа, что дает возможность применять их не только на компрессорных станциях, но и для закачки газа в пласт при разработке газоконденсатных месторождений (сайклинг-процессы) для интенсификации добычи нефти, и самое главное для заправки автомобилей на АГНКС.

ГМК обладают хорошими показателями надежности. Так, общий ресурс до капитального ремонта составляет 80 тыс.км. При этом снижение адиабатического к.п.д. за межремонтный период не превышает 2%.

Созданные на базе ГМК компрессорные станции КС-550 могут применяться для газоснабжения автомобильного транспорта. Блочно-комплектная поставка этих станций обеспечит сокращение сроков строительства АГНКС. Станция смонтирована на двух рамах-салазках. На одной из них установлены ГМК, щит управления, гидронасосы, блок питания и буферные емкости всасывания и нагнетания компрессора, на другой - аппараты воздушного охлаждения (АВО) для газа и масла ГМК.

Блок сепараторов 1 и 11 ступеней, предназначенный для очистки компримируемого газа, а также блок масляных фильтров, смонтированы на отдельных подрамниках. ГМК этого вида состоят из рядового газового двигателя с газотурбонаддувом и горизонтального компрессора, расположенных перпендикулярно друг к другу и соединенных общим коленчатым валом.

Система воздушного охлаждения - замкнутая, одноконтурная.

Вода из силовых цилиндров и охладителей продувочного воздуха, а также смазочное масло и сжатый газ 1 и 11 ступеней охлаждаются в отдельных секциях АВО, установленных параллельно по потоку просасываемого воздуха.

Топливный газ ГМК подается под давлением 0,3-0,4 МПа из магистрали через фильтр и ресивер, установленный на раме агрегата. Топливом для ГМК служит природный или попутный нефтяной газ.

## *Лекция 6*

### *Стационарные и малогабаритные АГНКС*

Эти АГНКС комплектуются двумя видами технологического оборудования: оборудованием для производства и хранения газо-моторного топлива, размещенным в производственно-технологическом корпусе и вне его на площадке, а также оборудованием для раздачи газа, установленным на автозаправочной площадке (рис 4).

Основные технические показатели стационарной АГНКС

Производительность (заправка 100 м<sup>3</sup>)..... 500 заправок/сут

Потребляемая мощность одним компрессором, кВт.....	125
Число компрессоров.....	5( 1 резервный)
Число газозаправочных колонок.....	8
Объем аккумуляторов газа (два аккумулятора), м <sup>3</sup> .....	18

Численность персонала (трехсменная работа) при различном теплоснабжении:

Автономном.....	20 чел.
Централизованном.....	15 чел.
Площадь территории, га.....	0,67
Коэффициент загрузки компрессоров.....	0,5
Списочное число обслуживаемых автомобилей.....	1122

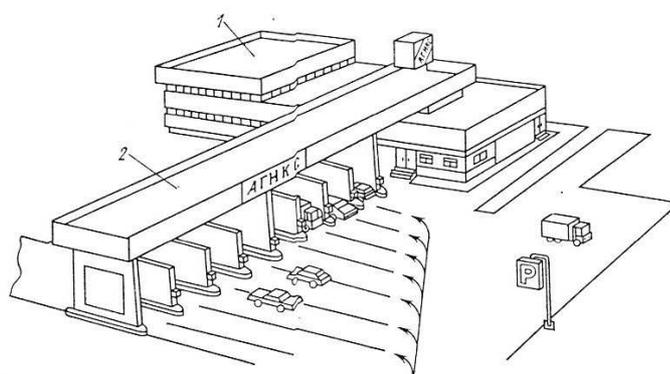


Рис 4. Стационарная автономная АГНКС:

1-Производственно-технологический комплекс; 2-автозаправочная

Станция имеет производительность 50000 м<sup>3</sup>/сут, или 500 заправок в сутки по 100 м<sup>3</sup> каждая. В производственно-технологическом корпусе установлено пять компрессорных установок, из них четыре установки рабочие, одна – резервная. Станция рассчитана на режим круглогодичной трехсменной работы. Число заправочных колонок на АГНКС – 8. Мощность компрессорного блока и число заправочных колонок определены из условия следующего распределения заправок автомобилей в течение суток: 1-я смена-55, 2-я смена-35 и 3-я смена-10 %.

Как показали расчеты, максимальная пропускная способность станции при почти полной загрузке – пять компрессоров в первую наиболее нагруженную смену при раздаче газа через восемь колонок – составляет 667 автомобилей в сутки. Списочное число обслуживаемых грузовых автомобилей одной АГНКС составляет 1122 автомашины.

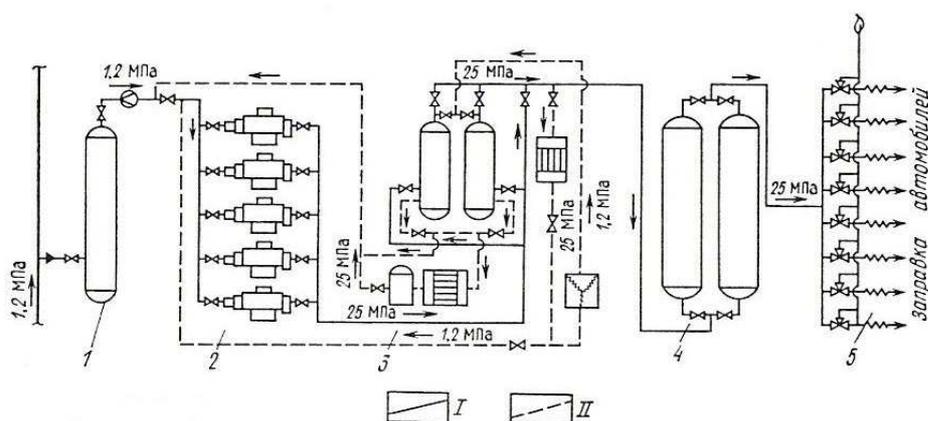


Рис 5. Принципиальная технологическая схема АГНКС:

1 – газометрическое топливо; 2 – газ регенерации

В число сооружений на АГНКС входят: производственно-технологический корпус с газораздаточной и операторной, автозаправочная площадка с навесом и колонками, площадка для наружной установки технологического оборудования, котельная (при автономном теплоснабжении) и внешние инженерные коммуникации – газопровод подключения к газовым сетям, водопровод от городских сетей для хозяйственных и противопожарных нужд, сеть канализации, теплопроводы (при снабжении от внешних сетей), линии электропередачи от местных сетей (6 – 10 кВ) и телефонный кабель от сети местной телефонной станции.

Основное оборудование АГНКС разделено на ряд функциональных блоков: сепараторов 1, компрессоров 2, осушки 3, аккумуляторов газа 4 и раздачи газа 5 (рис.5).

В соответствии с технологической схемой газ, поступающий из газопровода, проходит сепарацию, хозрасчетный замер направляется на прием компрессорных установок. Сжатый компрессорами до 25,0 МПа газ поступает на установку осушки, после нее в аккумуляторы, а из них – к газозаправочным колонкам через узлы запорной и регулирующей арматуры. При этом выполняется хозрасчетный замер расхода газа для расчета с потребителями.

Основное технологическое оборудование АГНКС включает: комплектные компрессорные установки, первичный сепаратор производительностью до 4000 м<sup>3</sup>/ч; аккумуляторы газа (два объема по 9 м<sup>3</sup> и массой 27 т каждый) на рабочее давление 25 МПа; комплектную установку осушки газа и регенерации абсорбента, состоящую из двух адсорберов, электроподогревателей газа регенерации, холодильника, сепаратора и влагомаслоотделителей; блоки запорной и регулирующей арматуры; аппараты воздушного охлаждения (АВО); комплектную трансформаторную подстанцию (КТП); насосное оборудование, систему централизованного контроля и управления, газозаправочные колонки и др.

Каждая колонка оснащена шлангом высокого давления со специальной головкой для присоединения к газобаллонной системе автомобиля. Головка навинчивается от руки и не требует подтяжки инструментами.

Технологический цикл заправки с учетом всех операций и освобождения бокса для грузового автомобиля составляет 10 – 12, а легкового – 6 – 8 мин.

В соответствии с требованиями технических условий «Газ природный сжатый – топливо для газобаллонных автомобилей» (ТУ 51-166-83) температура газа, подаваемого на заправку, должна быть не выше 40°С, а температура точки росы газа по влаге при давлении заправки 20 МПа не выше 30°С. Принятые величины обеспечивают отсутствие гидратообразования в топливной системе автомобиля при любых условиях его эксплуатации.

Численность и состав обслуживающего персонала АГНКС определены на основании действующих нормативов с учетом централизации управления и ремонтного обслуживания. При круглосуточной работе АГНКС с учетом неравномерности загрузки станции на ее обслуживание требуется 20 чел. при автономном теплоснабжении и 15 чел. при централизованном теплоснабжении.

Для охраны окружающей среды технологией АГНКС предусмотрено снижение до минимума выбросов газа через свечи рассеивания. При нарушениях технологического процесса и в аварийных ситуациях системой автоматики обеспечивается отключение компрессоров и подводящего газопровода. Производственные и бытовые стоки отдельными сетями подключаются к соответствующим городским сетям канализации.

Управление основными технологическими процессами производится дистанционно со щита управления, так что пребывание персонала в помещениях с источниками шума, вибрации и возможными газовыделениями сведено к минимуму. Коммуникации и оборудование заземлены для отвода статического электричества, а станция в целом защищена молниеотводами.

Станция оборудована необходимыми системами отопления, вентиляции, водоснабжения и канализации и бытовыми помещениями, обеспечивающими комфортные условия пребывания обслуживающего персонала. Основные помещения и службы АГНКС обеспечены средствами связи и сигнализации (телефонизация, радиофикация и громкоговорящая связь). На станции также предусмотрена электрохимзащита внутривидеочных подземных коммуникаций и внешних подводящих сетей.

Гаражная АГНКС (рис. 6) состоит из автоматизированной компрессорной станции (один или более блоков с компрессорными установками, размещенными в контейнерах) и рампы с постами заправки автомобилей. Компрессорные установки работают в автоматическом режиме. В особых случаях возможно ручное управление. Станция обслуживается одним оператором.

Газ, поступающий из городской сети, очищается, затем компримируется и поступает через аккумуляторы газа и рампу в баллоны автомобилей (рис. 7). Как правило, компрессоры ведут закачку газа в баллоны автомобиля непосредственно до давления 20 МПа

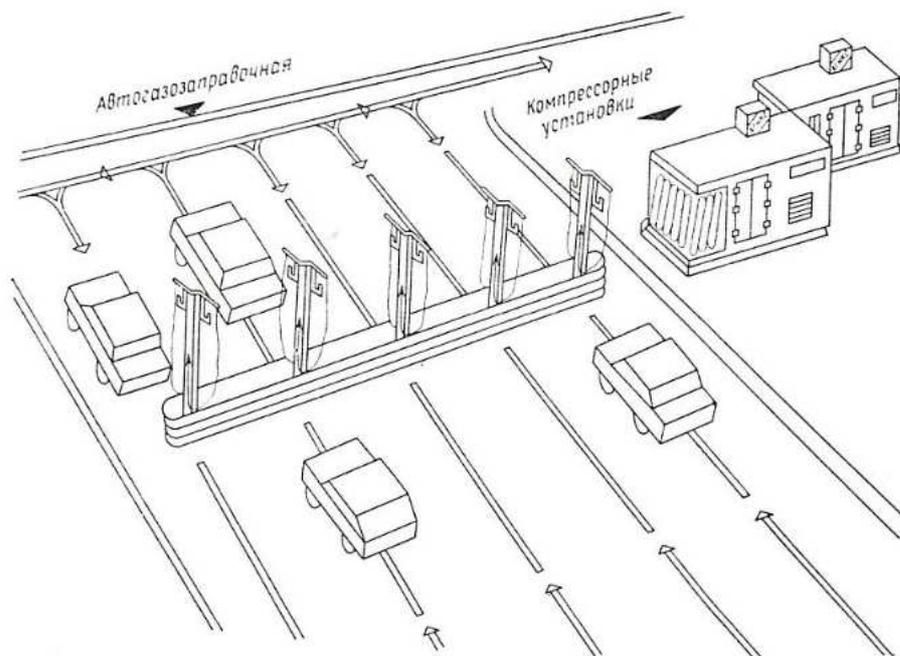


Рис. 6. Стационарная гаражная АГНКС

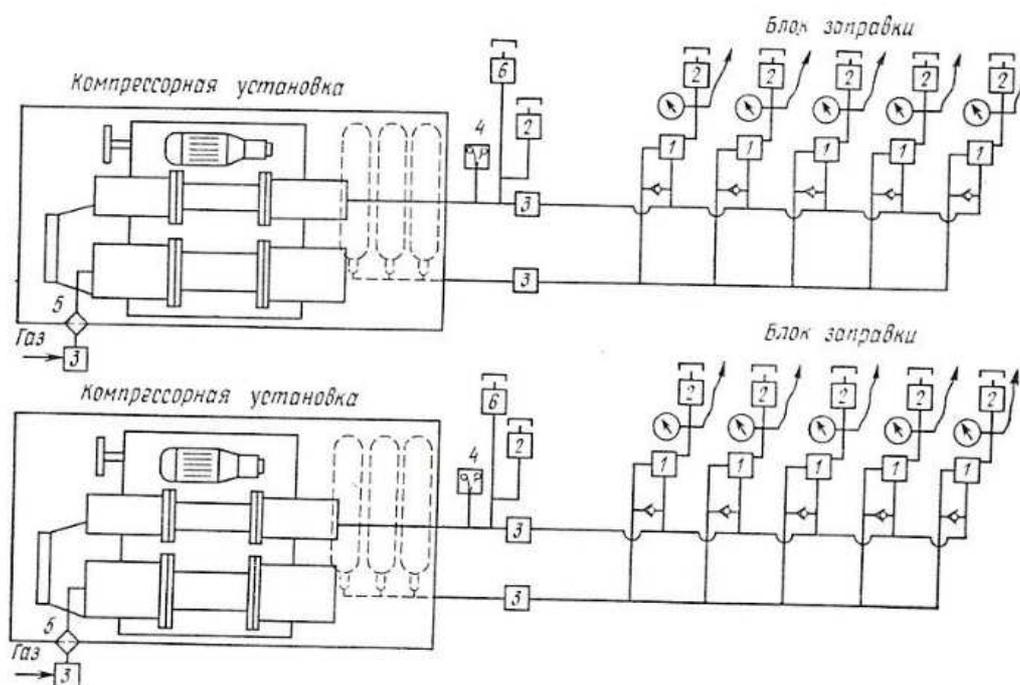


Рис. 7. Принципиальная технологическая схема гаражной АГНКС:

1 – трехходовой кран; 2 – предохранительный клапан; 3 – кран; 4 – прессостат; 5 – фильтр; 6 – свеча

Система автоматики обеспечивает автоматическое отключение компрессорной установки, включение световой и звуковой сигнализации при нарушении режима работы:

- повышении давления газа на приеме или выходе компрессора;
- повышении температуры газа и охлаждающей жидкости;
- повышении или понижении температуры воздуха в контейнере сверх заданных пределов;

– возникновении пламени или загазованности в контейнере.

Кроме того, система автоматики и соответствующее технологическое оборудование обеспечивают автоматический режим работы компрессорной станции и с помощью вентиляционной установки и электроподогревателей поддерживают температурный режим внутри контейнера (от 50 до 10 °С) при изменении температуры окружающего воздуха от – 50 до 60 °С.

Как показывает анализ, важной особенностью малогабаритных гаражных АГНКС является их высокая эффективность. Для заполнения баллонов до давления 20 МПа принципиально могут применяться три режима работы: прямая закачка в баллоны; закачка в аккумуляторную емкость с последующим опорожнением ее в баллоны автомобилей (режим с накоплением); непрерывная подача в аккумуляторную емкость газа в количестве, компенсирующем в основном расход из нее газа для заправки автомобилей (буферный режим). Прямая закачка газа, исключая несовершенство газозаправочных колонок, является наиболее экономичным способом заправки, так как при этом затрачивается ровно столько работы, сколько нужно для заполнения баллонов.

Этот режим совершенно неприемлем на стационарных АГНКС для массовой заправки автомобилей вследствие значительной продолжительности наполнения. Применение же его на автотранспортных предприятиях (АТП) для заправки в ночное время представляет интерес.

Сопоставление работы компримирования малогабаритной гаражной АГНКС и стационарной АГНКС (табл. 5) при одинаковом давлении всасывания  $p_{вх} = 1,2$  МПа показывает, что удельные энергозатраты на 1 м<sup>3</sup> компримируемого газа выше у стационарной АГНКС вследствие закачки газа в баллоны через аккумуляторы, а также за счет более высокого давления нагнетания (25 МПа в аккумуляторах вместо 20 МПа непосредственно в автомобиле).

Если предположить, что малогабаритные компрессорные установки на автотранспортных предприятиях будут потреблять газ для заправки автомобильных баллонов из городских коммуникаций сети, где давление в трубопроводах составляет 0,1; 0,2; 0,3; 0,6 МПа, то, как видно из табл. 5, удельные энергозатраты на 1 м<sup>3</sup> компримируемого газа малых установок значительно возрастают по мере уменьшения давления в трубопроводе, а следовательно, на входе в компрессор.

Таблица 5

## Сопоставленный анализ работы гаражной и стационарной АГНКС

Параметры	Ночная заправка гаражной АГНКС при давлении всасывания, МПа					Стационарная АГНКС
	0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	
Давление нагнетания, МПа	20,0					25,2
Удельная мощность на 1 м <sup>3</sup> компримируемого газа, кВт/м <sup>3</sup>	0,209	0,177	0,164	0,133	0,107	0,113
Затраты на компримирование 1000 м <sup>3</sup> газа, руб/1000 м <sup>3</sup>	1,456	1,220	1,100	0,930	0,740	4,0
Цена электроэнергии, руб/1000 м <sup>3</sup>	7					35

Применение малогабаритных гаражных АГНКС на автотранспортных предприятиях позволит улучшить использование газовых сетей и линий электропередач, так как в ночное время число потребителей значительно уменьшается. Установка малогабаритных компрессоров непосредственно на АТП исключает «нулевой» пробег автомашин от гаража до заправочной станции, тем самым уменьшая затраты на топливо.

### *Передвижные автогазозаправщики (ПАГЗ)*

Передвижные АГНКС-автогазозаправщики (ПАГЗ) предназначены для заправки сжатым природным газом автомобилей преимущественно городских АТП, удаленных от стационарных АГНКС и лишенных возможности размещения гаражных АГНКС, а также для заправки транспортной техники в полевых условиях или на междугородных шоссе.

Автогазозаправщик представляет собой автопоезд, состоящий из автомобиля-тягача и полуприцепа (или прицепа), на котором смонтирована газобаллонная установка с блоками раздачи газа автомобилям и для заправки самого автогазозаправщика. Газобаллонная установка ПАГЗ состоит, как правило, из трех секций газовых баллонов для ступенчатой заправки автомобилей бескомпрессорным способом. Наибольшее давление газа в баллонах ПАГЗ 32 МПа.

Заправка ПАГЗ планируется на стационарных АГНКС, укомплектованных дополнительно дожимным (с 22,0 до 32,0 МПа) компрессором, в основном во вторую и третью смены. Обычно за одним автомобилем-тягачом закрепляется 2 – 3 полуприцепа.

Общий недостаток рассматриваемых ПАГЗ – значительное количество остаточного газа в газовых баллонах (до 50%) заправщика, который нельзя

использовать для заправки баллонов автомобилей

Можно повысить эффективность использования запаса газа ПАГЗ за счет лучшего опорожнения газовых баллонов при одновременном повышении степени заполнения автомобильных баллонов при помощи последовательного подключения к баллонам эжекторов с регулируемым отношением площади сечения активного и пассивного сопел в пределах 0,2-5.

### ***ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ СЖАТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА***

По месту расположения АГНКС размещают непосредственно в автотранспортных предприятиях, на кольцевых автомагистралях вблизи от города, в районах ПХГ.

Стационарные АГНКС оборудуются компрессорными установками производительностью 500 – 1000 м<sup>3</sup>/ч и обеспечивают заправку любого автомобиля не более чем за 10 мин. Гаражные АГНКС предназначены для медленной в течение нескольких часов (т. е. за время нахождения в гараже) заправки группы автомобилей (50 – 100 автомашин). Передвижные АГНКС применяют для заправки автомобилей в полевых условиях и местах стоянки автомобилей на магистральных шоссе.

Параметры компримирования определяются условиями на всасывании и требуемым давлением нагнетания. Анализ давлений в сетях газоснабжения и магистральных газопроводах показывает, что давление на всасывании колеблется от 0,4 до 5 МПа, а давление нагнетания должно составлять 24,7 МПа.

Природный газ, используемый как моторное топливо, должен быть тщательно очищен от механических примесей, осушен до такой степени, которая исключает замерзание топливных коммуникаций.

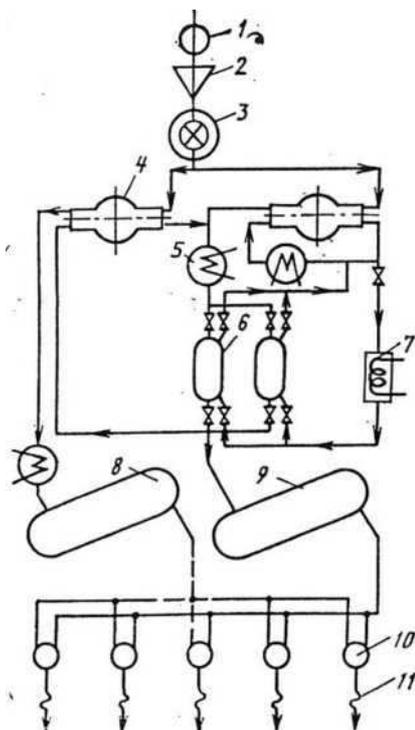


Рис. 5.7. Схема АГНКС:

1 – расходомер; 2 – фильтр; 3 – сепаратор; 4 – группа компрессоров; 5 – межступенчатые и концевые холодильники; 6 – адсорбер для газа; 7 – подогреватель газа регенерации; 8 – аккумулятор высокого давления; 9 – аккумулятор низкого давления; 10 – трехходовой кран; 11 – заправочный шланг

АГНКС комплектуются технологическим оборудованием двух видов: оборудованием для производства и хранения газомоторного топлива, размещенным в производственно-технологическом корпусе и вне его на площадке, а также оборудованием для раздачи газа, установленным на автозаправочной площадке.

При нарушениях технологического процесса и в аварийных ситуациях системой автоматики обеспечивается отключение компрессоров и подводящего газопровода.

Разделение сжиженных газов на сжиженные углеводородные газы (СУГ – пропан, бутан) и сжиженный природный газ (СПГ – метан) условно, так как метан также является углеводородным газом.

Дадим краткую характеристику некоторых индивидуальных углеводородов, входящих в состав СУГ.

#### *Основные компоненты*

Пропан  $C_3H_8$  – тяжелый газ (плотность по воздуху 1,52). Технический пропан является основной составляющей сжиженного газа. С учетом оптимальной упругости насыщенных паров предусмотрено содержание пропана в техническом пропане (ПТ) не менее 75%, а в смеси пропан-бутан (СПБТ) – не менее 34% (по массе).

Бутан  $C_4H_{10}$  – газ, имеющий два изомера (плотность по воздуху 2,06-2,09), т.е. разновидности с одинаковой формулой и, следовательно, с одинаковой молекулярной массой, но различающиеся расположением атомов в молекуле. Бутан и его изомеры являются тяжелокипящими жидкостями. Пары технического бутана начинают конденсироваться при 273 К. Это не дает возможности использовать бутан в зимний период для коммунально-бытовых целей. Технический бутан можно использовать лишь в период с температурой наружного воздуха не ниже 278К в баллонах, установленных внутри здания.

#### *Примеси*

Пентан  $C_5H_{12}$  – тяжелый газ (плотность по воздуху 2,49). В состав топливного газа входят технический бутан и смесь пропана и бутана. Пентан резко снижает упругость паров и повышает точку росы. Температура конденсации пентана около 276К. В связи с этим на газопроводах от установок, оборудованных испарителями, необходимо устанавливать конденсатосборники, конструкция которых должна обеспечивать удаление тяжелых сконденсировавшихся фракций.

Этан  $C_2H_6$  – газ, по плотности близкий к воздуху. Входит в состав сжиженных углеводородных газов в незначительном количестве. Самая главная причина ограничения его содержания в том, что при температуре 318К этан не может находиться в сжиженном состоянии. При 303К упругость его насыщенных паров достигает 4,8 МПа, тогда как стальные баллоны для сжиженных газов выпускают на рабочее давление до 1,6 МПа, а подземные сосуды – до 1 МПа. В то же время незначительное количество этана в пропан-бутановой смеси повышает общее давление насыщенных паров газовой смеси, что обеспечивает в зимнее время избыточное давление, необходимое для нормального газоснабжения потребителей.

Переход углеводородных газов в газообразное или жидкое состояние зависит от давления, температуры, объема и состава. В различных климатических районах в зависимости от времени года предъявляются различные требования к составу сжиженного газа. Так, сжиженный пропан может быть использован в температурном интервале от 238 до 318К, а бутаны в условиях с естественным испарением не могут применяться при температуре ниже 273К, в условиях положительных температур бутаны имеют значительное преимущество перед пропаном. Изменяя состав сжиженного газа, можно добиться желаемых свойств.

### *Лекция 7*

#### **ИСТОЧНИКИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ**

Основными источниками для производства сжиженных углеводородных газов являются попутные газы, а также газы стабилизации нефти, жирные природные газы газоконденсатных месторождений и газы нефтепереработки.

Попутные газы и газы стабилизации нефти (рис. 9) получают при добыче

нефти получают при добыче нефти. Обычно в верхней части нефтяных залежей находится газовая шапка, газ которой частично растворен в нефти. Из скважины 1 нефть с растворенным в ней газом поступает в трап-разделитель 2. Здесь газ отделяется и выводится через верхний штуцер, а нефть из среднего штуцера направляется в резервуар 3. Газ из трапа-разделителя направляется на газоперерабатывающую установку, где методом абсорбции в абсорбере 4 извлекаются все легкосжимаемые газы. Сжиженные газы отделяются от абсорбента в десорбере 5 и подвергаются фракционированию на отдельные углеводороды в колонне-стабилизаторе 6. В результате переработки попутного газа на газоперерабатывающих заводах получают «сухой» газ, содержащий метан, этан и часть пропана, фракцию, содержащую этан, а также сжиженные газы (пропан, бутан, изобутан) и компонент автобензина – стабильный газовый бензин. Выделение отдельных газов из попутного нефтяного газа может осуществляться и путем низкотемпературной сепарации. Количество полученного сжиженного газа зависит от состава попутных газов, который может изменяться в значительных пределах в зависимости от типа месторождений и условий добычи нефти.

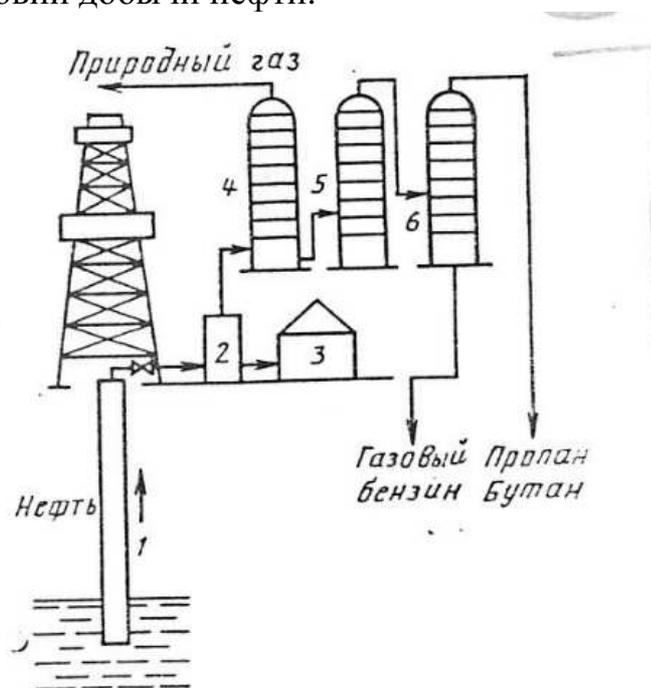


Рис. 9. Схема переработки попутного газа с получением сжиженных газов

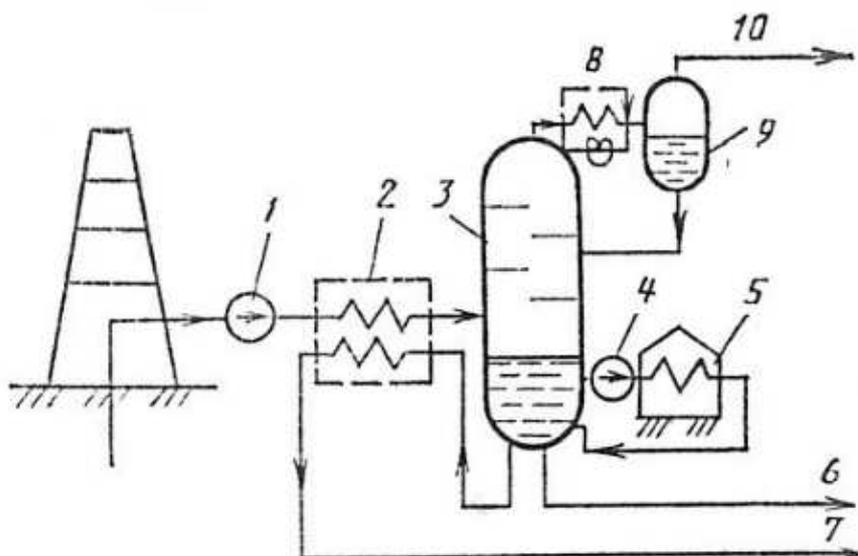


Рис. 10. Схема сепарации газа и стабилизации нефти в колонне

Во многих случаях технологически целесообразна схема (рис.10), в которой основным аппаратом нефтесборной станции является работающая под давлением месторождения и насоса 1 стабилизационная колонна 3 с огневым подогревателем 5 и насосом 4, регенеративным теплообменником 2, воздушным конденсатором 8 и сборником орошения 9. Стабилизация нефти подогревом до 372 – 378К обеспечивает более полное выделение легких компонентов из нефти и резкое уменьшение потери легких фракций при транспорте нефти к нефтеперерабатывающему заводу по трубопроводу 7. Газ на газобензиновый завод поступает по трубопроводу 10, для продувки колонны 3 используется трубопровод 6.

### **ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ**

От мест производства до потребителей сжиженные углеводородные газы доставляют в сосудах под давлением или в изотермических емкостях, а также по трубопроводам. Крупные промышленные потребители сжиженных углеводородных газов обычно расположены рядом с газоперерабатывающими и нефтеперерабатывающими заводами и получают сырье от заводов-поставщиков непосредственно по трубопроводам. Сжиженные углеводородные газы, предназначенные для бытовых потребителей, а также для автотранспорта и мелких промышленных потребителей, отпускают через газонаполнительные станции (ГНС) и кустовые базы (КБ). До ГНС и КБ сжиженные углеводородные газы транспортируют обычно в железнодорожных и автомобильных цистернах или танкерах. На ГНС и КБ осуществляют прием, хранение и разлив сжиженных углеводородных газов в потребительские емкости (промежуточные транспортные резервуары, цистерны, баллоны). С газонаполнительных станций (иногда их называют газораспределительными или газораздаточными станциями) и кустовых баз сжиженные углеводородные газы доставляют

потребителям в основном автотранспортом непосредственно, через промежуточные склады или районные пункты, организуемые для газоснабжения отдаленных зон района обслуживания. Кустовые базы по сравнению с ГНС построены из расчета большей производительности и обеспечения газом более крупных потребителей. Производительность ГНС – 3000 – 25000 т/год; производительность КБ – 25 000 – 100 000 т/год.

Железнодорожный и авто транспорт используют для перевозки количеств СУГ, которые невыгодно транспортировать по трубопроводу. Железнодорожный состав формируют из отдельных цистерн, вмещающих до 50т бутана или 40т пропана. Их устанавливают на двухосные тележки. Общая масса продукта, перевозимого одним составом, в этом случае равна 500 т и более.

Наиболее часто для перевозки сжиженных углеводородных газов по железной дороге получили одногабаритные цистерны объемом 54 м<sup>3</sup>.

Кроме специальных цистерн доставка сжиженных углеводородных газов потребителям осуществляется в крытых вагонах, груженных баллонами. Такой вид транспорта используют при снабжении газом бытовых потребителей, расположенных в районах, значительно удаленных от КБ и ГНС. В некоторых случаях доставка сжиженного газа в баллонах по железной дороге экономически эффективнее, чем доставка газа автотранспортом. В каждом конкретном случае выбирают оптимальный вариант путем сравнения приведенных затрат.

По железной дороге баллоны со сжиженным углеводородным газом перевозят в двух- и четырехосных вагонах, Обычно перевозят баллоны вместимостью 27 и 50 л. Они должны быть полностью исправны и снабжены двумя защитными резиновыми кольцами толщиной не менее 25 мм.

В практике газоснабжения для перевозки сжиженных углеводородных газов на небольшие расстояния (до 300 км) используют автоцистерны (рис. 11).

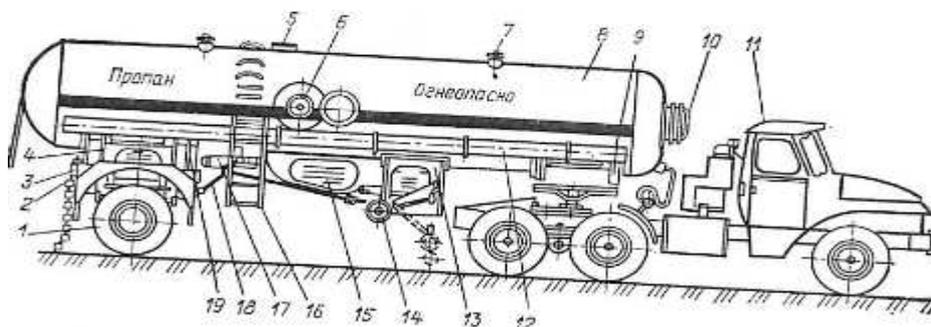


Рис. 11. Автоцистерна АЦ-15-377С:

1, 26, 3 – установка соответственно заднего моста, электрооборудования к заземления; 4,9 – опора соответственно задняя и передняя; 5 – вентиляционный люк; 6 – установка приборов; 7 – предохранительный клапан; 8 – резервуар для сжиженного газа; 10 – люк-лаз; 11 – автотягач Урал-377С; 12 – установка труб для рукавов; 13 – средняя опора и установка электронасоса; 14 – установка опорных катков; 15 – установка кожуха коммуникаций и узел коммуникаций;

16, 17, 18. 19 – установка, соответственно, лестницы, пневмооборудования, стояночного тормоза и огнетушителей.

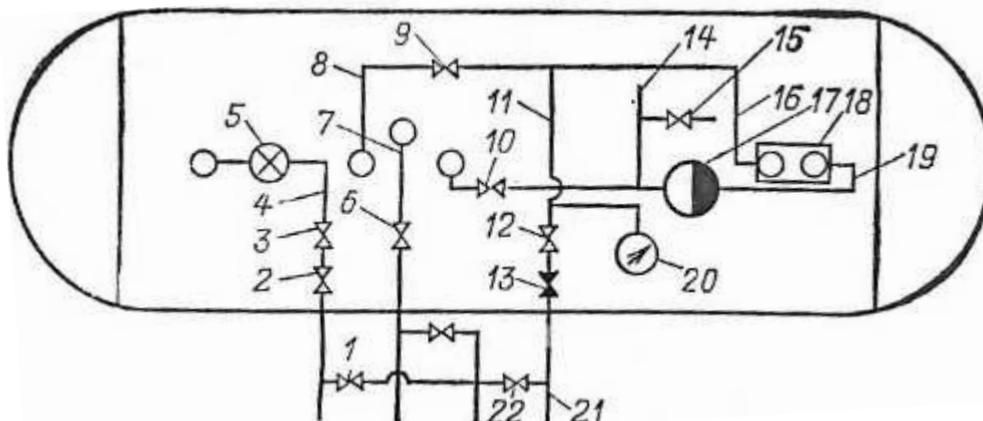


Рис. 12. Схема блока сливноналивных коммуникаций и арматуры автоцистерны АЦ-15-377С

### ***ПЕРЕВОЗКА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ТАНКЕРАМИ***

Транспорт сжиженных углеводородных газов танкерами является одним из наиболее дешевых видов водного транспорта. В некоторых случаях транспорт газа в танкере обходится дешевле трубопроводного транспорта. Существуют три типа танкеров для транспорта сжиженных углеводородных газов.

1. Танкеры с резервуарами под давлением. Резервуары их рассчитаны на максимальное давление насыщения продукта при температуре 45°C, что составляет около  $16 \cdot 10^5$  Па. Вместимость резервуаров до 2000 м<sup>3</sup>. Производительность слива – налива 30 – 200 т/ч. Такие танкеры применяют 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 охлаждается до 268 – 278 К при давлении 0,4 – 0,7 Мпа. Вместимость резервуаров 2000 – 13000 м<sup>3</sup>. Производительность слива – налива 1000 – 420 т/ч. Такие танкеры применяют при значительных грузопотоках сжиженного углеводородного газа и при наличии соответствующего оборудования на береговых базах и танкерах.

3. Танкеры с теплоизолированными резервуарами с давлением, близким к атмосферному (изотермические). По типу перевозимого груза разделяются на три типа: «А» – для перевозки СУГ и аммиака, «В» – для перевозки этилена, «С» – для перевозки СПГ. Грузовместимость судов может достигать до 100 тыс. м<sup>3</sup> и более.

Температура транспортируемого сжиженного углеводородного газа отрицательна (для пропана 238 К, для этилена 170 К, для природного газа, т. е. метана 111 К). Производительность слива – налива 500 – 1000 т/ч.

Изотермические танкеры наиболее термически совершенны и применяются при больших грузооборотах сжиженных газов.

Выбор типа танкера для перевозки сжиженных углеводородных газов зависит от ряда технических факторов, а также от условий хранения сжиженного углеводородного газа на берегу. На танкерах первых двух типов (под давлением и полуизотермических) применяют горизонтальные и вертикальные цилиндрические резервуары, а также сферические резервуары. На изотермических танкерах применяют чаще всего прямоугольные резервуары с целью полного использования подпалубного объема судна.

Резервуары на прочность рассчитывают с учетом давления насыщенных паров перевозимого продукта  $p_n$ , давления  $p_{уд}$ , возникающего в результате ударов сжиженного углеводородного газа о стенки резервуара при резком торможении танкера и при резонансе между колебаниями сжиженного газа в резервуаре и колебаниями самого судна, и давления столба сжиженного газа в расчетной точке резервуара при его полном заполнении (т. е. статического давления). Расчетное давление  $p_{рас}$  для определения толщины стенки резервуара выражается суммой перечисленных давлений:  $p_{рас} = p_n + 2p_{ст} + P_{уд}$ . Для перевозки сжиженных углеводородных газов нормами предусмотрена максимальная температура  $45^{\circ}\text{C}$ . При такой температуре, например, давление паров пропана достигает  $p_n = 1,75$  Мпа. Ударное давление  $p_{уд}$  определяется так же, как и давление сжиженного газа, перевозимого в железнодорожных цистернах. Для уменьшения ударных давлений из-за колебаний транспортируемого сжиженного углеводородного газа резервуар оборудуют несколькими поперечными перегородками, а иногда для уменьшения свободной поверхности жидкости устанавливают и продольную перегородку. Крепления резервуаров рассчитывают при условии крена танкера на  $30^{\circ}$ . Расчетную нагрузку поперечных опорных креплений определяют как сумму статической и динамической нагрузок. Динамическую нагрузку рассчитывают из соотношения  $p_{лин} = M(0,003a + 0,03)$ , где  $M$  – масса резервуара с перевозимым сжиженным углеводородным газом;  $a$  – расстояние по высоте от главной ватерлинии до точки приложения динамической нагрузки. Продольные опорные крепления резервуаров рассчитывают с учетом динамических сил, приложенных в центре тяжести резервуара. Фундаменты резервуаров проектируют с учетом вертикальных динамических нагрузок, которые принимают равными полуторной массе резервуара с газом в конце танкера и одинарной массе резервуара с газом в средней части танкера.

Часто применяемый вид транспорта сжиженного природного газа (метана) – морской. Он не только эффективен (экономичней трубопроводного при перевозке сжиженного газа на расстояние более 1600 – 2000 км), но и во многих случаях единственно возможный из-за географических условий. Танкеры-метановозы (газовозы) различают по конструкции устанавливаемых на них резервуаров – встроенные, мембранные и полумембранные и цилиндрические. Конструкция мембранных резервуаров примечательна тем, что их корпуса выполнены из гофрированной нержавеющей стали. Мембранные резервуары более компактны по сравнению со встроенными, но и более дорогостоящие.

Резервуары имеют двойной слой изоляции обычно первый толщиной 58 – 85 мм из перлита и второй толщиной 6 мм из поливинилхлорида.

Для разгрузки газовеа имеются две системы: основная – погружными насосами из резервуаров на палубу и далее шаровыми турбонасосами – и резервная – с помощью газа из испарителей, подогреваемых теплой водой. Производительность основной системы до 500 м<sup>3</sup>/ч, т. е. разгрузка всего танкера осуществляется за 10 – 12 ч. На газовеа установлены аппаратура и приборы, обеспечивающие максимальную безопасность транспорта. Потери сжиженного метана от испарения составляют 0,2 – 0,3 % в сутки, они частично используются на топливо двигателям и закачиваются в газгольдер, так что фактических потерь нет.

## Лекция 8

### Трубопроводный транспорт СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

При больших объемах транспорта сжиженных углеводородных газов может оказаться эффективнее трубопроводный транспорт. В каждом отдельном случае необходимо проводить технико-экономический расчет для определения оптимального вида транспорта. Трубопроводный транспорт газа в жидком состоянии имеет преимущество по сравнению с другими видами транспорта: высокая надежность газоснабжения потребителей, значительно меньшая опасность взрыва и пожаров, возможность подачи сжиженного газа в любое время и в необходимом количестве, высокая культура производства, независимость от погодных и других условий. Сжиженный пропан и бутан перекачиваются или по специальным трубопроводам или вместе с другими нефтепродуктами (бензинами). При последовательной перекачке бензина и сжиженного газа по одному и тому же трубопроводу происходит незначительное перемешивание. На трубопроводных системах с разветвлениями необходимо точно определять время появления «головы» партии продукта на приемном пункте для переключения приемных емкостей.

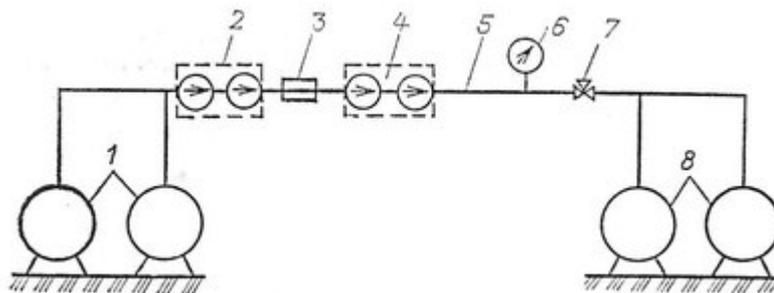


Рис. 12. Технологическая схема магистрального трубопровода для сжиженного углеводородного газа

Следует учитывать колебания объема партии вследствие переменных давлений и температуры по длине трубопровода. При перекачке сжиженных газов последовательно с другими нефтепродуктами целесообразно закачивать

партию бутана в виде буфера между двумя партиями нефтепродукта. Напор насосов в период перекачки пропана уменьшается, но это компенсируется уменьшением гидравлического сопротивления трубопровода при прохождении пропана. Поэтому регулирование частоты вращения насоса с целью экономии энергии не является необходимым, хотя в некоторых случаях применяется. Смесеобразование при последовательной перекачке сжиженных газов (пропана, бутана) с другими нефтепродуктами не отличается от смесеобразования при последовательной перекачке двух светлых нефтепродуктов. Для уменьшения объема смеси иногда применяют разделители.

Технологическая схема трубопроводов для сжиженных углеводородных газов (рис. 12) не отличается существенно от схемы обычных нефтепродуктов. Головная насосная станция (ГНС) может быть расположена непосредственно на территории завода или может быть отдельно стоящей в комплексе с резервуарным парком. На головной насосной станции сооружены резервуары для хранения запаса газа и насосная станция с подпорками, основными и резервными насосами. Через определенные расстояния (определяемые расчетным путем) на магистральном трубопроводе сооружаются промежуточные насосные станции (ПНС). Они оборудованы основными и резервными насосами. Сжиженный газ из резервуаров 1 поступает на насосную станцию 2 и через пункт замера 3 подается в магистральный трубопровод. На промежуточных насосных станциях 4 сжиженный газ перекачивается насосами и таким образом осуществляется схема перекачки «из насоса – в насос». Трубопровод оснащен контрольно-измерительной арматурой 6 и регулирующими системами 7. После трубопровода СУГ поступают в резервуары потребителя.

## **СТАНЦИИ ДЛЯ ЗАПРАВКИ АВТОМОБИЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ**

Сжиженные углеводородные газы при атмосферном давлении и обычной температуре находятся в газообразном состоянии, не нуждаются в испарении в карбюраторе, являются хорошим топливом для двигателей внутреннего сгорания, по многим показателям превосходящим высокие сорта бензинов. Октановое число сжиженных углеводородных газов выше, чем бензинов, что позволяет увеличить степень их сжатия, а следовательно, мощность и экономичность двигателя (табл. 6).

При переводе бензинового двигателя на сжиженный углеводородный газ без всяких переделок его мощность уменьшается. Это объясняется тем, что теплота сгорания бензиновоз-душной смеси несколько выше теплоты сгорания газоздушной смеси при одном и том же коэффициенте избытка воздуха. При применении двух видов топлива – бензина и сжиженных углеводородных газов – переделка камеры сгорания двигателя для увеличения степени сжатия оказывается невозможной. Расход топлива зависит от типа двигателя, степени его сжатия и степени загрузки двигателя:

чем выше степень сжатия топлива, тем меньше его удельный расход;

при степенях сжатия менее 8 удельный расход бутана меньше, чем пропана;

при степенях сжатия 8-9 использование пропана экономичнее, чем бензина Б-70;

при высоких степенях сжатия удельный расход сжиженных углеводородных газов равен расходу бензина (при нагрузках до 75 % от номинальной) и меньше расхода бензина (при нагрузках 25 – 50 % от номинальной).

Таблица 6.

Характеристика моторных топлив

Топливо	Предельная степень сжатия	Октановое число
Пропан	8 – 12	112
н-Бутан	7 – 8,5	94
изо-Бутан	7 – 9	103
Бензин Б-70	4,5 – 5,5	70
Бензин этилированный	6,5 – 7,5	91

Заправка газобаллонных автомобилей сжиженным газом осуществляется только на специальных ГНС. Основными элементами такой станции являются подземные резервуары для хранения сжиженного газа, жидкостный насос для подачи газа под давлением в баллон автомобиля и раздаточная колонка с заправочным шлангом.

Газонаполнительная станция для нефтяного сжиженного газа автомобильного типа снабжена двумя самовсасывающими насосами, приводными электродвигателями, тремя газораздаточными колонками, двумя жидкостными счетчиками. Необходимое количество сжиженного газа хранится в двух подземных цистернах. Жидкостные насосы используются как для заполнения автомобильных и баллонов других типов сжиженным газом, так и для слива жидкости из автомобильных или железнодорожных цистерн. Заправка выполняется в следующем порядке. После подъезда к раздаточной колонке необходимо остановить двигатель. Очистить снаружи наполнительный вентиль и отвернуть с него пробку. По указанию оператора ГНС присоединить к наполнительному вентилю заправочный шланг, а к вентилю контроля максимального заполнения баллона – газоотводный шланг. Открыть наполнительный вентиль и вентиль контроля максимального заполнения. Как только из вентиля контроля максимального заполнения начнет поступать жидкость, закрыть наполнительный вентиль и по указанию оператора отсоединить от вентиля заправочный и газоотводный шланги. После прекращения выхода жидкости из вентиля контроля максимального заполнения закрыть вентиль. Навернуть пробку на наполнительный вентиль. Автомобильные баллоны для сжиженного нефтяного газа рассчитывают на рабочее давление 1,6 МПа, что соответствует давлению насыщенных паров

пропана при температуре 224 – 228 К. Температура 224 К является наивысшей практически встречающейся температурой в средней полосе нашей страны. Баллоны пригодны для заполнения и хранения различных сортов сжиженного нефтяного газа.

На всех газобаллонных грузовых автомобилях и автобусах горизонтально устанавливают цилиндрические баллоны с полуэллиптическими днищами. Каждый баллон (группа баллонов) снабжен комплектом наполнительно-расходной и контрольно- предохранительной арматуры, позволяющей осуществлять заправку сжиженным газом и отбирать жидкость или пар (газ), не снимая баллон с автомобиля.

### ***Регазификация сжиженных углеводородных газов***

Сжиженные углеводородные газы для подачи в газораспределительные или сразу непосредственно в газовые приборы подвергаются регазификации. Под регазификацией понимают обратный процесс перехода углеводородов из жидкого состояния в газообразное путем испарения или кипения жидкой фазы дальнейший перегрев полученных насыщенных паров. Для непрерывного протекания процесса регазификации необходим непрерывный приток теплоты к жидкой и паровой фазам. Отбор паров осуществляется через регулятор давления.

Различают естественную и искусственную регазификации сжиженных углеводородных газов. Естественное испарение сжиженных углеводородных газов происходит обычно в тех же резервуарах и баллонах, где хранится газ. В качестве теплоносителя могут быть использованы воздушная окружающая среда или грунт. Минимальная испаряющая способность резервуаров, расположенных на открытом воздухе, наблюдается в ночные часы или в наиболее холодные сутки года. Минимальная испаряющая способность заглубленных резервуаров наблюдается в весенние месяцы. Минимальное количество испаряемого газа оценивают на основе многолетних замеров температуры воздуха или грунта. При естественном испарении вначале испаряются легкие, затем тяжелые компоненты смеси сжиженных углеводородов. Потребитель получает газ переменного состава и теплоты сгорания, а в резервуаре могут накапливаться тяжелые неиспаряющиеся остатки. В холодных районах установки с естественным испарением монтируют в отапливаемых помещениях с одинаковой периодичной температурой, поэтому в этом случае испарение будет происходить более равномерно. При испарении или кипении сжиженных углеводородных газов в специальных теплообменниках путем подачи «горячего» теплоносителя количество испаряемого газа возрастает. Такой метод регазификации называется искусственным. В качестве теплоносителя широко используют водяной пар или горячую воду, а также продукты сгорания газа. Может быть использован также электрический метод подогрева. К регазификационным установкам сжиженного углеводородного газа с естественным испарением относятся:

баллонные установки сжиженного газа, резервуарные установки с естественным испарением, регазификационные и резервуарные установки с искусственным испарением, установки для получения газоздушных смесей, регазификационные установки большой производительности.

### ***ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ***

Использование газоздушных смесей для газоснабжения обусловлено рядом обстоятельств. В практике, особенно при наличии аварийных ситуаций в системе газоснабжения природным газом возникает необходимость замены того или иного вида газа без конструктивных изменений газового оборудования. Более высокие по сравнению с природным газом теплота сгорания и плотность сжиженных углеводородных газов требуют их смешивания с воздухом и используются в качестве топлива газоздушных смесей. В паровой фазе пропан-бутановых смесей, подаваемых по распределительным газопроводам в городскую газовую сеть, допускается лишь небольшая добавка бутана и только в теплые месяцы. В то же время выработка жидкого технического бутана на нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводах достаточно велика, что приводит к необходимости решения вопроса более широкого использования бутана в качестве топлива. Использование смесей жидкого технического бутана для газоснабжения возможно с помощью установок пропан-бутано-воздушного газа, в которых осуществляется процесс смешивания перегретых паров пропана и бутана или чистого бутана с воздухом. При этом должны быть обеспечены постоянный состав и теплота сгорания газоздушной смеси. В этом случае газоздушную смесь можно использовать и для установок природного газа. Таким образом, хранилища сжиженных углеводородных газов могут быть применены для компенсации пиковых ситуаций в системе газоснабжения.

Следует отметить, что газоздушные смеси могут быть взаимозаменяемые с природными газами и иметь более низкую температуру конденсации, чем сжиженные углеводородные газы, что позволяет транспортировать их в газообразном состоянии, а также могут увеличивать возможность использования бутана в течение всего года, позволять организовывать газоснабжение населенных пунктов с перспективой перевода их затем на природный газ, служить резервным топливом в типовых и аварийных ситуациях, расширять возможности централизованного газоснабжения сжиженными углеводородными газами.

Для замены природных газов целесообразны смеси бутан – воздух, содержащие 47 % бутана и 53 % воздуха, смеси пропан – воздух, содержащие 58 % пропана и 42 % воздуха. Их можно транспортировать при низком давлении (до 5000 Па) в газообразном состоянии для смеси бутан – воздух при температуре до 256 К и для смеси пропан – воздух при температуре до 236 К. Эквивалентная теплота сгорания находится в пределах 54 000 – 59000 Дж/м<sup>3</sup>.

При расчете процесса смешения взаимозаменяемых горючих газов

энергетического назначения используют показатель  $W$ , рассчитываемый по формуле Воббе

$$W = Q_H / \Delta \rho$$

где  $Q_H$  – низшая теплота сгорания газа;  $\Delta \rho$  – относительная плотность газа по воздуху.

В зависимости от того, используется низшая или высшая теплота сгорания, различают низшее или высшее число Воббе. Стабильная и экономичная работа газовых приборов обуславливается постоянством значения числа Воббе. При взаимозаменяемости газов необходимо добиваться равенства числа Воббе для обоих газов путем изменения соотношения горючих газов, поступающих в газовые сети. При отсутствии возможности обеспечения постоянства числа Воббе изменением соотношения газов можно добавлять балластные газы в газовую смесь. В качестве балластных газов используют воздух или инертные газы. При добавке воздуха повышенного давления в газовую смесь не только стабилизируется ее качество, но при дефиците газа поддерживается давление в газовой сети.

Максимальный эффект от использования газоздушных смесей можно получить при условии использования их в местах, где нет достаточного количества природного газа, применяемого в основном для питания сетей низкого давления, а также при использовании в резервных и передвижных установках.