Лекция 1

Введение. Цели и основные задачи дисциплины «Газоснабжение»

Газовая промышленность нашей страны как самостоятельная отрасль н.х. возникла в годы ВОВ на базе открытия газовых месторождений в Поволжье и Коми АССР. В результате бурного развития этой отрасли топливной промышленности а также из-за больших запасов газа наша страна занимает одно из лидирующих мест в мире по добыче газа.

Отсутствие в природном газе вредных примесей, возможность сжигания его без образования окислов серы, канцерогенных веществ и твердых частиц ставит природный газ вне конкуренции с твердыми и жидкими топливами, позволяет его использовать в широком масштабе в крупных индустриальных центрах, осуществлять технологические процессы без промежуточных теплоносителей и с максимальным использованием потенциальной энергии.

Развитие газораспределительных систем проводится по следующим основным направлениям:

1. Широкое использование комбинированных регуляторов давления газа при строительстве газопроводов среднего давления, что позволит снизить затраты на строительство газовых сетей порядка 20-30% по сравнению с традиционно применяемыми в настоящее время схемами газоснабжения.

2. Повышение давления газа в межпоселковых стальных газопроводах до 2,5 МПа и полиэтиленовых до 1,2 МПа. Установлено, что аварийная опасность таких систем против существующих не возрастает, строительство систем с повышенным давлением обеспечит экономию металла до 37 % и экономию тоннажа полиэтиленовых труб до 25 %.

3. Широкое внедрение полиэтиленовых труб при строительстве межпоселковых газопроводов и распределительных газовых сетей, особенно в сельских населенных пунктах.

Полиэтиленовые трубопроводы, начавшие применяться в нашей стране для систем газоснабжения с 60-х годов, в настоящее время существенно потеснили традиционные стальные газопроводы.

Более чем 40-летний опыт эксплуатации подземных полиэтиленовых газопроводов подтвердил их высокую надежность и экономичность. Преимущества полимерных материалов в использовании для строительства и реконструкции в газовой отрасли:

- служат значительно дольше стальных (гарантийный срок 50 лет; прогнозируемый – 100 лет);
- неподвержены коррозии, не требуют катодной защиты и потому почти не нуждаются в обслуживании;
- не боятся контактов с водой и стойки к большинству агрессивных сред;
- со временем пропускная способность полиэтиленовых труб не снижается (внутренняя поверхность трубы практически не зарастает);
- полиэтиленовые трубы в 2-4 раза легче стальных, что существенно облегчает их транспортировку и монтаж;
- основная часть типоразмеров полиэтиленовых труб выпускается длинномерными отрезками, поэтому, например на 1 км полиэтиленового газопровода диаметром 110 мм приходится всего один стык, в то время как для стального более 80 стыков;

- стыковая сварка полиэтиленовых труб полностью автоматизирована, она значительно надежнее, дешевле, проще и занимает меньше времени; полиэтиленовый стык не требует дополнительных расходных материалов (изоляции, электродов); сводится к минимуму необходимость контроля качества стыков ультразвуковым методом.

Лекция 2

Классификация горючих газов. Требование к качеству.

Газовое топливо представляет собой смесь простых горючих и балластных газов. Горючие газы бывают искусственные и природные.

К *исскуственным* относят газы, вырабатываемые на газовых заводах в процессе термической переработки твердых и жидких топлив, а также выделяющихся в качестве вторичных продуктов некоторых производств, например в доменном процессе, при получении кокса, переработки нефти и т.д.

К *природным* относят газы: добываемые из чисто газовых месторождений; попутные нефтяные, выделяющиеся из добываемой нефти; получаемые из газоконденсатных месторождений (состоят из смеси сухого газа с парами конденсата тяжелых углеводородов).

Свойства газового топлива определяются свойствами отдельных горючих и негорючих газов, его составляющих, и примесей. Горючая часть газового топлива состоит из углеводородов, водорода и окиси углерода. В негорючую часть входят углекислый газ, азот и кислород. К примесям относят сероводород, аммиак, цианистые соединения, водяные пары, нафталин, смолы, пыль и др. Негорючие газы и примеси являются балластом газового топлива, ухудшающим его теплофизические и эксплуатационные качества.

Качество природного газа должно соответствовать ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия", сжиженного углеводородного газа (далее - СУГ) - ГОСТ 20448-90 "Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия" и ГОСТ 27578-87* "Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия. Технические условия".

Углеводороды предельного ряда составляют основную горючую часть природных газов и имеют общую химическую формулу C_nH_{2n+2}. Первый в их ряду метан, далее этан, пропан, бутан, пентан и т.д. Ни имеют цвета и запаха, не токсичны, но оказывают слабое наркотическое действие при большой концентрации.

Непредельные углеводороды входят в значительных кол-вах в искусственные газы. Их общая формула C_nH_{2n}. Первые три: этилен, бутилен, пропилен. Св-ва сходны с предельными.

Водород. Имеется во всех искусственных газах. Горючий газ без ц., з. и в., не т. Активен в реакциях горения.

Окись углерода. Горючий газ без ц., з. и в., т. Содержится в иск. газах в больших кол-вах, а также образуется при неполноте сгорания.

Углекислый газ не имеет ц., з. со слабым кисловатым в., не т. при скоплениях вызывает удушье, химически инертен.

Азот – газ без ц., з. и в., не т. Не горит и не поддерживает горения. При высокой температуре возможно образование окислов, являющихся высокотоксичными продуктами сгорания.

Кислород - газ без ц., з. и в., не т. Не горит, но поддерживает горение. Содержится в иск. газах в небольших кол-вах. В присутствии влаги активно способствует коррозии.

Сероводород – бесцветный горючий газ с характерным запахом тухлых яиц. Может содержаться в иск. и плохо очищенных природных газах. И сам и продукт его сгорания (сернистый газ) SO_2 – весьма токсичны и разрушают металлы, образуя с железом пирофорные соединения, способные воспламеняться в воздухе.

Аммиак (NH_3) - бесцветный газ с острым запахом нашатырного спирта, вредная токсичная примесь некоторых иск. газов.

Цианистые соединения, в первую очередь синильная кислота (HCN), могут образоваться в коксовых газах в рез-те взаимодействия углерода топлива с аммиаком. При н.у. синильная кислота – бесцветная легкая жидкость (кипит при 26 градусах) с весьма токсичными и коррозионными свойствами.

Пары воды могут быть в недостаточно осушенных газах. При высоких давлениях образуют с тяжелыми углеводородами кристаллогидратные соединения, внешне напоминающие частицы снега или льда, которые закупоривают газопроводы. Кроме того, влага способствует коррозии.

Нафталин, смолы и пыль, откладываясь на внутренних стенках газопроводов, уменьшают их сечения, а при плохой очистке газа – закупоривают отдельные участки газопроводов, преждевременно засоряют фильтры, арматуру и другие устройства.

Лекция 3

Добыча природного газа

1. Газовые месторождения

Природные углеводородные газы добывают из недр земли, они скапливаются в горных породах, имеющих сообщающиеся между собой пустоты. Породы, способные вмещать и отдавать газ, называются газовыми коллекторами. Они образуют в толщах горных пород огромные подземные природные резервуары, сверху и снизу ограниченные непроницаемыми породами, и являются залежами. Залежи, занимающие значительные площади, образуют месторождения.

Подземные резервуары имеют широкое горизонтальное распространение и в основном заполнены водой. Газовые скопления располагаются над водой и прижимаются к верхней малопроницаемой границе подземного резервуара.

Так как газ в подземных резервуарах находится под давлением, то при вскрытии его скважиной он способен притекать (фонтанировать) к поверхности с огромной скоростью. Природный газ получают также попутно с нефтью, в которой он растворен в объеме от 10 до 50 % от массы нефти. В подземном резервуаре, в котором нефть заключена вместе с газом, часть углеводородных газов (более тяжелых) находится в растворенном виде, а часть (метан, этан) располагается над нефтью, образуя так называемую газовую шапку (рис. 2.2, а). При вскрытии пласта скважиной вначале фонтанирует газ газовой подушки, а затем вследствие падения давления выделяется газ из нефти.

2. Классификация запасов газов по типам залежей

Нефть и газ могут находиться в пластовых залежах в однофазном или двухфазном состояниях.

Классификация залежей углеводородов

Тип залежей и их обозначение	Основные характеристики
Газовые (Г)	Состоят в основном из метана. Содержание фракций C_3, не более 0,2 % объема залежей
Газоконденсатные (ГК)	Состоят из метана и в зависимости от содержания фракций C_3, подразделяются: на низкоконденсатные — C_3, от 0,2 до 0,6%, содержание конденсата менее 25 г/м³; среднеконденсатные — C_3, от 0,4 до 1,9 %, содержание конденсата от 20 до 100 г/м³; высококонденсатные — C_3, более 1,6 %, содержание конденсата более 100 г/м³; с содержанием конденсата более 200 г/м³ — C_3, более 6,0 %
Нефтяные (Н)	Нефть с различным содержанием растворенного газа (обычно менее 200 м³/м³)
Нефтегазовые (НГ)	Газовые залежи с нефтяной оторочкой. Запасы свободного газа превышают запасы нефти
Газонефтяные (ГН)	Нефтяные залежи с газовой шапкой. Запасы нефти превышают запасы свободного газа в газовой шапке
Нефтегазоконденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяной оторочкой. Запасы свободного газа и конденсата превышают запасы нефти
Газоконденсатонефтяные (ГКН)	Нефтяные залежи с газоконденсатной шапкой. Запасы нефти превышают запасы газа и конденсата

3. Скважины для добычи газа

Бурение скважин. Газовая скважина является основным элементом промыслов. Верх скважины называется устьем, низ — забоем. Процесс бурения скважин заключается в разрушении пород земной коры и выносе измельченной породы на поверхность земли.

При добыче нефти и газа применяют вращательное роторное (рис. 2.5) и вращательное турбинное бурение.

Широкое распространение для бурения скважин получили электробуры.

Конструкция газовых скважин. На конструкцию газовых скважин оказывают влияние геологические условия месторождения, предполагаемый дебит скважины и состав добываемого газа.

Лекция 4

Транспортирование газа

Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен быть очищен от механических и агрессивных химических примесей и осушен.

Очистка горючих газов от пыли, сероводорода, углекислого газа, осушка и одоризация

Очистка газа от механических примесей. Механические примеси — это твердые, жидкие и газообразные вещества, входящие в состав газа и снижающие его теплоту сгорания. К механическим примесям также относят конденсат (углеводороды от гексана до керосина) с более высокой теплотой сгорания, чем у природного газа.

Для очистки природного газа от механических примесей на пути движения его от месторождения до потребителя устанавливают сепараторы, фильтры. Выбор технологии очистки газа от примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки. Наиболее широко используют гравитационный и инерционный

принципы отделения газа от капельной жидкости и твердых механических примесей. Сепараторы устанавливают у скважин.

Осушка и очистка газа от химических примесей. Осушка природного газа — это процесс удаления из него паров воды. Существуют различные методы осушки газа: адсорбционный, абсорбционный и др.

Адсорбция — поглощение веществ из газов поверхностью твердого тела, называемого адсорбентом. В качестве адсорбентов применяют активированный оксид алюминия, флорит, боксит, силикагель, цеолиты.

В отличие от адсорбции при абсорбции поглощение веществ происходит во всем объеме поглотителя (абсорбента). В качестве абсорбентов применяют диэтиленгликоль, триэтиленгликоль. Они хорошо смешиваются с водой, неагрессивны, недороги. Осушку и извлечение конденсата из газа совмещают в одном процессе — низкотемпературной сепарации.

Очистку газа от сероводорода и диоксида углерода осуществляют на головных сооружениях.

Одоризация газа. Очищенный от вредных примесей природный газ не имеет ни запаха, ни цвета. Поэтому для своевременного обнаружения утечек газа ему искусственно придают специфический запах: одорируют путем ввода в него специальных компонентов. Вещества, применяемые в качестве компонентов для искусственной одоризации газа, называются одорантами, а установки с помощью которых проводят одоризацию, — одоризационными установками (одоризаторами). Используемые для одоризации газа реагенты должны отвечать следующим требованиям: иметь резкий и специфический запах, отличающийся от других запахов жилых и производственных помещений; обладать физиологической безвредностью при применяемых концентрациях; не действовать агрессивно на металлы и материалы газовых сетей, аппаратов, приборов, с которыми приходит в соприкосновение одорированный газ; иметь возможно меньшую растворимость в веществах, способных конденсироваться в газопроводах, аппаратах; обладать достаточно высоким давлением насыщенных паров; не поглощаться почвой и создавать в помещениях стойкий, медленно исчезающий запах; продукты сгорания одоранта не должны ухудшать санитарно-гигиенические условия бытовых и производственных помещений.

Указанным требованиям в большей степени удовлетворяют некоторые сернистые соединения: этилмеркаптан, сульфан, метил-меркаптан, пропилмеркаптан, калодорант, пенталарм, каптан. Наибольшее распространение в качестве одоранта получил этил-меркаптан (C_2H_5SH) — прозрачная бесцветная жидкость (иногда имеющая зеленоватый оттенок) плотностью 0,83 кг/м3 с резким запахом.

Одоризационные установки могут работать в полуавтоматическом и автоматическом режимах. В основном используют установки двух типов: капельные (дозирующие) и барботажные.

Лекция 5

Схема магистрального газопровода (МГ)

МГ — это трубопровод, предназначенный для транспортирования газа от места добычи до места потребления. МГ сооружают из стальных труб диаметром от 325 до 1400 мм. Рабочее давление в них составляет 5,5 или 7,5 МПа. Возможно сооружение МГ с рабочим давлением 10 МПа и более. Оптимальные диаметры и основные параметры МГ выбирают на основании технико-экономических расчетов.

Газ по МГ движется либо за счет энергии пластового давления, либо за счет энергии, передаваемой газу компрессорными станциями, расположенными вдоль газопровода. МГ включает в себя головные сооружения, линейную часть, линейные компрессорные станции, станции подземного хранения газа, газораспределительные станции. Головные сооружения — это комплекс сооружений, предназначенных для подготовки газа к транспортированию, т.е. для его очистки, осушки, одоризации. Сооружают их вблизи газовых промыслов. Очищенный и осушенный газ поступает в МГ, по которому его перекачивают к месту потребления. Линейная часть МГ включает в себя различные комплексы сооружений и установок, с помощью которых обеспечивается надежность и долговечность работы трубопровода.

Компрессорные станции (КС) — это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для очистки, компримирования и охлаждения газа. Их число и места расстановки по трассе газопровода определяют гидравлическим расчетом. Станции подземного хранения газа (СПХГ) — это комплекс сооружений, предназначенных для закачки в пласт, хранения, отбора из него газа и подачи его в магистральные газопроводы. Подземные хранилища природного газа (ПХПГ) позволяют сглаживать неравномерность газопотребления. Наличие хранилищ, подключенных к МГ, дает возможность проводить на МГ ремонтные работы. В летнее время имеются избытки газа, которые закачивают в ПХПГ. В зимнее время, когда возрастает потребность в газовом топливе, газ отбирают из подземного газового хранилища.

Газораспределительная станция (ГРС) — это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для снижения давления, очистки, одоризации и учета расхода газа перед подачей его потребителям. Сооружают ГРС в конечном пункте магистрального газопровода и на всех его отводах.

Подземные хранилища газа (ПХГ)

ПХГ используется как один из основных способов компенсации сезонной неравномерности потребления газа. При использовании в случае пиковых нагрузок газа, накопленного в периоды потребления газа ниже пропускной способности системы МГ, достигается равномерная загрузка этой системы, что улучшает технико-экономические показатели всей системы транспорта и распределения газа. Кроме того, ПХГ обеспечивают надежность потребления газа в случае аварийных ситуаций и могут создавать определенные его резервы. ПХГ сооружают в районах потребления, а также по трассе МГ.

Наиболее экономичным типом крупных ПХГ являются истощенные или находящиеся на стадии истощения нефтяные и газовые залежи. Наиболее экологичным является способ хранения природного газа в подземных хранилищах в каменной соли.

Лекция 6

Газовые сети городов и населенных пунктов

Классификация газопроводов

Системы газоснабжения состоят из распределительных газопроводов, газораспределительных станций (ГРС), газорегуля-торных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ). В системах газоснабжения городов и населенных пунктов в зависимости от давления транспортируемого газа различают: газопроводы высокого давления I категории (давление газа от 0,6 до 1,2 МПа); газопроводы высокого давления II категории (давление газа от 0,3 до 0,6

МПа); газопроводы среднего давления (давление газа свыше 0,005 до 0,3 МПа); газопроводы низкого давления (давление газа до 0,005 МПа).

В зависимости от расположения газопроводы подразделяются на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений), а также на подземные и надземные. В зависимости от назначения в системе распределения газа газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые. Распределительными являются наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для подачи газа к одному объекту. Газопроводом-вводом считается участок от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе. Вводным газопроводом считается участок от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Продувочный газопровод предназначен для продувки системы распределения газа агрегата перед вводом его в действие. Сбросным газопроводом считается труба для аварийного сброса давления газа. Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, прокла-дываемые вне территории населенных пунктов. Внутренним газопроводом считают участок от газопровода-ввода до места подключения газового прибора или теплового агрегата.

В зависимости от материала труб газопроводы подразделяются на металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые). Различают также трубопроводы с природным газом и СУГ.

По принципу построения системы распределения газа подразделяются на кольцевые, тупиковые и смешанные. В тупиковых системах газ поступает потребителю в одном направлении, т.е. потребители имеют одностороннее питание.

В зависимости от числа ступеней давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов и населенных пунктов подразделяются на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые.

Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов

Устройство подземных газопроводов. Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопровода может составлять 0,6 м. Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м. Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. При этом расстояние между газопроводами в свету должно быть достаточным для их монтажа и ремонта.

Расстояние по вертикали между подземными газопроводами всех давлений и другими подземными сооружениями и коммуникациями должно составлять:

• при пересечении водопровода, канализации, водостока, каналов телефонных и теплосети — не менее 0,2 м;

• электрокабелей и телефонных бронированных кабелей — не менее 0,5м;

• электрокабелей маслонаполненных (на 110...220 кВ) — не менее 1,0 м.

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем при прокладке их в футлярах.

Устройство надземных и наземных газопроводов. Надземные газопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колоннах.

Прокладка газопроводов по ж/д и автомобильным мостам осуществляется таким образом, чтобы исключить возможность скопления газа в случае его утечки в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства. Газопроводы, проложенные по металлическим и ж/б мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, должны быть электроизолированы от металлических частей.

Лекция 7

Переходы газопроводов через препятствия

Переходы через овраги и водные пути. Пересечение газопроводами водных преград осуществляется несколькими способами:

• подвеской к конструкциям существующих мостов;

• строительством специальных мостов;

• использованием несущей способности самих труб с устройством из них арочных переходов;

• выполнением подводного перехода — дюкера.

Наиболее простой и экономичной является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автострадных или пешеходных металлических и железобетонных мостов. Подвеска к конструкциям существующих мостов (рис. 4.3) обеспечивает свободный доступ к газопроводам для осмотра и ремонта, компенсацию деформаций, возникающих из-за резкого суточного и сезонного колебаний температур наружного воздуха, и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа.

Сооружать специальные мосты для прокладки газопроводов целесообразно через реки, для которых характерны быстрое течение, частые и бурные паводки, неустойчивые русло и берега, в целях одновременного использования этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта. Наиболее экономичными являются арочные переходы, выполненные из самих газопроводных труб, с опорными системами, заделанными в береговые бетонные устои (рис. 4.4). В городах наибольшее распространение получила прокладка газопроводов под водой (рис. 4.5). Выбор трассы для подводных переходов согласуется со схемой газоснабжения города и с необходимостью обеспечения удобства и безопасности эксплуатации сооружений. Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки под углом 90° к нему.

Подводные переходы, по которым транспортируют влажный газ, для обеспечения стока конденсата прокладывают с уклоном в сторону одного или обоих берегов в зависимости от ширины водной преграды. При этом в низших точках переходов устанавливают сборники конденсата, снабженные трубками, выведенными на береговую поверхность под ковер, для удаления жидкости с помощью насосов или вакуум-цистерн.

Переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги. Способ выполнения перехода газопроводов через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги выбирают в зависимости от местных условий и экономической целесообразности. Пересечения газопроводов с железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами выполняют под утлом 90°. Подземные газопроводы всех давлений в местах пересечения с железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами прокладывают в стальных футлярах, концы которых уплотняют. При этом на одном

конце футляра устанавливают контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

Трубы для газопроводов. При строительстве газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последнее время для подземных газопроводов широко используют полиэтиленовые трубы.

По способу изготовления стальные трубы подразделяются на сварные (прямо- и спиральношовные) и бесшовные (тепло-, горяче- и холодносформованные). Соединяются стальные трубы сваркой, при этом сварочное соединение должно быть равнопрочным с основным металлом труб.

Для строительства подземных газопроводов широко применяются полиэтиленовые трубы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными: высокую коррозионную стойкость почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что исключает необходимость их изоляции и электрохимической защиты; незначительную массу, что обеспечивает снижение транспортных расходов, а также трудозатрат при их монтаже; повышенную пропускную способность (приблизительно на 20 %) благодаря гладкости их поверхности (эквивалентная шероховатость стенки стальной трубы равна 0,01 см, а полиэтиленовой — 0,002); достаточно высокую прочность при достаточных эластичности и гибкости. К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести: горючесть; повышенную окисляемость при нагревании; деструкцию материала при температурах выше 30 °С; изменение свойств под воздействием прямых солнечных лучей;

Лекция 8

Запорные устройства

К запорным устройствам относятся трубопроводная арматура (краны, задвижки, вентили), гидравлические задвижки и затворы, а также быстродействующие (отсечные) устройства с пневматическим или магнитным приводом.

Запорные устройства должны обеспечивать: герметичность отключения; минимальные потери давления в открытом положении; удобство обслуживания и ремонта. Принципиальные схемы работы различных запорных устройств приведены на рис. 4.8.

Привод к затворам запорных устройств может быть ручным, механическим, пневматическим и гидравлическим, электрическим и электромагнитным.

На газопроводах наиболее часто используют краны и задвижки, значительно реже — вентили с ручным приводом, гидрозатворы и гидравлические задвижки.

Краны. Применяемые на газопроводах краны различают по способу присоединения — муфтовые, цапковые, фланцевые и с концами под приварку; форме затвора — конические, цилиндрические и шаровые; способу уплотнения — натяжные и сальниковые; проходу в пробке — полнопроходные и суженные; применению смазки — со смазкой и без нее; приводу — с управлением ручным, гидравлическим, пневматическим и электрическим.

Задвижки. По устройству затвора различают задвижки параллельные и клиновые, по устройству подъема затвора — задвижки с выдвижным и невыдвижным шпинделем, по приводу — задвижки с ручным, электрическим, пневматическим и гидравлическим управлением.

Вентили. Для вентилей характерны обеспечение хорошей герметичности и небольшой ход тарелки клапана, необходимый для полного открытия затвора.

Вентили устанавливают на газопроводе так, чтобы поток газа был направлен под тарелку клапана. Наиболее широко вентили применяются в установках по

регазификации сжиженных углеводородных газов. Применение вентилей ограничивается гидравлическим сопротивлением.

Гидравлические затворы. Применяются на подземных газопроводах низкого давления и на ответвлениях (рис. 4.9). Высота запирающего столба воды в гидрозатворе должна превышать максимальное рабочее давление в газопроводе не менее чем на 200 мм. Гидрозатвор имеет простое устройство и обеспечивает герметичное отключение газа. Основные его недостатки — неудобство и длительность процессов включения и отключения газа.

Лекция 9

Защита газопроводов от коррозии

Виды коррозии. Коррозией называется постепенное разрушение металла вследствие химического или электрохимического воздействия. *Химическая коррозия* — взаимодействие металла с коррозионной средой. При этом металл взаимодействует со средой, не проводящей электрический ток. Протекающие окислительно-восстановительные реакции осуществляются путем непосредственного перехода электронов с атома металла на частицу (молекулу, атом) -окислитель, входящий в состав среды.

Электрохимическая коррозия — взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не одновременно и их скорости зависят от электродного потенциала. При данной коррозии металл соприкасается с растворами, проводящими электрический ток, — электролитами. При электрохимической коррозии протекают два самостоятельных процесса: анодный — переход металла в раствор в виде гидратированных ионов с оставлением эквивалентного числа электронов в металле, и катодный — ассимиляция находящихся в металле избыточных электронов.

Основными источниками *блуждающих токов* являются рельсовые сети трамвая, метрополитена и электрифицированной железной дороги. Стекающий в землю ток, который называют блуждающим, тем больше, чем меньше переходное сопротивление между рельсами и землей и чем больше предельное сопротивление рельсов.

Блуждающие токи, проникая в подземный газопровод, создают три потенциальные зоны: катодную — участок входа блуждающего тока из почвы в газопровод (не опасную в коррозионном отношении); анодную — участок выхода блуждающего тока из газопровода (опасную в коррозионном отношении); знакопеременную — участок газопровода, где наблюдается изменение потенциальной зоны во времени, т.е. возникают то анодная, то катодная зоны.

Защита газопроводов от почвенной коррозии и блуждающих токов. Данная защита подразделяется на пассивную и активную.

Пассивная защита. Этот вид защиты предусматривает изоляцию газопровода. При этом используют покрытие на основе битумно-полимерных, битумно-минеральных, полимерных, этиленовых и битумно-резиновых мастик. Антикоррозийное покрытие должно иметь достаточные механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость к металлу труб, обладать диэлектрическими свойствами, а также оно не должно разрушаться от биологического воздействия и содержать компоненты, вызывающие коррозию металла труб.

Активная защита. Методы активной защиты (катодная, протекторная, электродренажная) в основном сводятся к созданию такого электрического режима для газопровода, при котором коррозия трубопровода прекращается.

Катодная защита. При катодной защите (рис. 5.1) для создания гальванической пары используется внешний источник питания 2. При этом катодом является газопровод 5, подсоединенный в точке дренирования 6 посредством дренажного кабеля к отрицательному электроду источника питания; анодом является металлическая штанга 4, заглубленная в грунт ниже зоны промерзания его.

Одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1 000 м.

Протекторная (электродная) защита. При протекторной защите участок газопровода превращается в катод не за счет источника питания, а за счет использования протектора. Последний соединен проводником с газопроводом и образует с ним гальваническую пару, в которой газопровод является катодом, а протектор — анодом. В качестве протектора используется металл с более отрицательным потенциалом, чем у железа.

Принцип работы протекторной защиты показан на рис. 5.2. Ток от протектора 3 через грунт попадает на газопровод 6, а затем по изолированному соединительному кабелю к протектору. Протектор при стекании с него тока будет разрушаться, защищая газопровод.

Зона действия протекторной установки приблизительно 70 м. Главное назначение протекторных установок — дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных газопроводах для полного снятия положительных потенциалов.

Электродренажная защита. При электродренажной защите ток отводится из анодной зоны газопровода к источнику (рельсу или отрицательной шине тяговой подстанции). Зона защиты около 5 км.

Применяют три типа дренажа: прямой (простой), поляризованный и усиленный.

Прямой дренаж характеризуется двухсторонней проводимостью (рис. 5.3). Дренажный кабель присоединяется только к минусовой шине. Главный недостаток заключается в возникновении положительного потенциала на газопроводе при нарушении стыковых соединений рельсов, поэтому, несмотря на простоту, эти установки в городских газопроводах не применяют.

Поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью от газопровода к источнику. При появлении положительного потенциала на рельсах дренажный кабель автоматически отключается, поэтому его можно присоединять к рельсам.

Усиленный дренаж применяют, когда на газопроводе остается положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле, а потенциал рельса в точке дренирования тока выше потенциала газопровода. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают источник ЭДС, позволяющий увеличить дренажный ток. Заземлением в данном случае служат рельсы.

Изолирующие фланцевые соединения и вставки. Они используются дополнительно к устройствам электрохимической защиты и позволяют разбивать газопровод на отдельные участки, уменьшая проводимость и силу тока, протекающего по газопроводу. Электроизолирующие соединения (ЭИС) — прокладки между фланцами из резины или эбонита. Вставки из полиэтиленовых

труб применяют для отсечения различных подземных сооружений друг от друга. Установка ЭИС приводит к сокращению затрат электроэнергии за счет исключения потерь тока перетекания на смежные коммуникации. ЭИС устанавливают на вводах к потребителям, подземных и надводных переходах газопроводов через препятствия, а также на вводах газопроводов в ГРС, ГРП и ГРУ.

Электрические перемычки. Электрические перемычки устанавливают на смежных металлических сооружениях в том случае, когда на одном сооружении имеются положительные потенциалы (анодная зона), а на другом — отрицательные (катодная зона), при этом на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Перемычки применяют при прокладке по одной улице газопроводов различного давления.

Лекция 10

Неравномерность и регулирование потребления газа

Потребление газа происходит неравномерно. Причем различают следующие виды неравномерности потребление газа: сезонный, суточный, часовой. Режим потребления газа зависит от режима отдельных потребителей и их удельного веса в общем объеме потребления. Неравномерность потребления оказывает влияние на экономические показатели систем газораспределения.

Газопровод, рассчитанный на минимальный расход газа, не обеспечит подачу необходимого его количества при максимуме потребления.

Режим потребления газа по дням недели зависит от уклада жизни населения, режима работы предприятий, изменения температуры наружного воздуха. Потребление газа в квартирах в течение первых четырех дней недели равномерно. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимального значения в субботу. В воскресенье потребление газа снижается.

Режим потребления газа по часам суток бытовыми и коммунальными потребителями отличается значительной неравномерностью. Суточный график потребления характеризуется двумя пиками: утренним и вечерним.

Неравномерность потребления газа характеризуют два показателя, которые проанализируем на примере режима потребления газа по месяцам:

• коэффициент α, определяющийся количеством газа в долях от годового потребления, которое является избыточным по отношению к средней равномерной его подаче (объемный показатель);

• максимальный коэффициент сезонной неравномерности потребления газа $К_м^{max}$ (мощностный показатель), т.е. отношение расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год.

На рис. 6.1 представлен график потребления газа по месяцам. Неравномерность потребления характеризуется площадью графика, заштрихованного над средней линией подачи газа, которая определяется

$$\sum_{k>1} k_i n_i - \sum_{k>1} n_i,$$

разностью

где k_i — коэффициент неравномерности; n_i — число дней в месяце. Коэффициент сезонной неравномерности потребления, %,

$$\alpha = \frac{\sum_{k>1} k_i n_i - \sum_{k>1} n_i}{\sum^{12} k_i} 100.$$

Для регулирования сезонной неравномерности потребления газа используют подземное хранение запасов газа; потребители-регуляторы, которыми сбрасывают излишки газа в летний период; резервные мощности промыслов и газопроводов. Газ закачивают в хранилища в период наименьшего его потребления, а в месяцы наибольшего потребления газ отбирают из этих хранилищ. Если емкость хранилища ограничена, то используют потребители-регуляторы, с помощью которых заполняют провалы в графике потребления, т.е. подавая им излишки газа. В качестве потребителей-регуляторов используют электростанции, котельные, промышленные предприятия, рассчитанные на двойное топливоснабжение: газ и мазут или газ и угольная пыль. В летний период такие предприятия используют избытки газа, а зимой они переходят на другой вид топлива.

Суточную неравномерность потребления также регулируют путем ограничения подачи газа электростанциям и промышленным предприятиям с двойным топливоснабжением. Перспективным направлением регулирования потребления газа является создание изотермических хранилищ сжиженного газа и установок регазификации. Для покрытия часовой неравномерности потребления используют аккумулирующие емкости последних участков магистральных газопроводов, т.е. в ночное время газ накапливается в газопроводе и его давление растет, а днем производительность газопровода увеличивается за счет аккумулированного газа. Если емкости последнего участка не хватает, в нестационарный режим работы включается следующий участок магистрального газопровода.

Расчетный расход газа

Системы газоснабжения любых населенных пунктов рассчитываются на максимальный часовой расход газа. Расчетный расход газа на хозяйственно-бытовые нужды определяется как часть от годового расхода:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{ч max}} = k_{\text{ч max}} Q_{\text{г}},$$

где $k_{\text{ч max}}$ — коэффициент час. максимума; $Q_{\text{ч max}}$ — годовой расход газа, м^3.

$k_{\text{ч max}}$ расхода газа принимается дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют собой самостоятельную систему, не связанную с системами других районов. Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности рассчитывают по данным топливопотребления. При определении максимальных часовых расходов газа для газопроводов жилых и общественных зданий газовых сетей используют два метода. Первый метод заключается в использовании коэффициента одновременности включения газовых приборов в пик потребления.

Второй метод расчета основан на использовании максимальных коэффициентов неравномерности потребления, представляющих собой отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому расходу за год. Расчетный расход газа с определяют по формуле

$$Q_{\text{р}} = \sum_{1}^{n} K_{\text{о}} Q_{\text{ном}} N_i,$$

где n — число типов приборов или однотипных групп приборов; $K_{\text{о}}$ — коэффициент одновременности работы однотипных приборов или однотипных групп приборов, соответствующий общему числу приборов ΣN_i (для жилых домов это общее число квартир); $Q_{\text{ном}}$ — номинальный расход газа прибором или группой приборов, принимаемый по их паспортным данным или техническим характеристикам, м^3/ч.

Расчетный расход газа через коэффициенты неравномерности потребления определяется следующим образом:

$$Q_{\text{р}} = \sum_{1}^{n} k_{\text{ч.г max}} \left(\frac{Q_{\text{г.кв}}}{8\,760} \right) N_i,$$

где n — число типов квартир; $k_{\text{ч.г max}}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа за год, зависящий от характера использования газа в квартире (приготовление пищи или приготовление пищи и нагрев горячей воды), ее населенности и общего числа квартир ΣN_i типа i; $Q_{\text{г.кв}}$ — годовое потребление газа жильцами квартиры, м^3; 8 760 — число часов в году. При расчете расхода с использованием коэффициентов одновременности не учитывается число людей, пользующихся одним газовым прибором. Несоответствие мощности установленных приборов потребности приводит к необоснованному увеличению расчетных расходов газа, а следовательно, перерасходу металла.

Коэффициент часового максимума. Максимальный часовой расход газа определяют по годовому расходу и коэффициенту неравномерности его потребления:

$$Q_{\text{ч. max}} = \frac{k_{\text{ч.г max}} Q_{\text{г}}}{8\,760} = \frac{Q_{\text{г}}}{m},$$

где $k_{\text{ч.г max}}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа за год; $Q_{\text{г}}$ — годовое потребление газа, м^3; $m = 8\,760/k_{\text{ч.г max}}$ — число часов максимального использования газа.

Если бы потребление газа было равномерным и равным максимальному часовому расходу, то весь годовой расход потребили бы в m часов, т.е. в число часов использования максимума газа. Величину, обратную m, называют коэффициентом часового максимума $k_{\text{ч.г max}} = 1/m$.

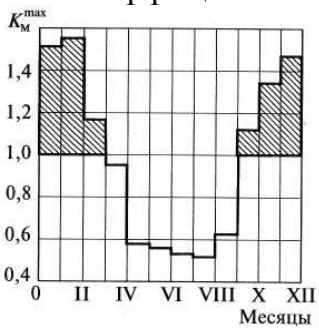

Рис. 6.1. График неравномерности потребления газа по месяцам

Лекция 11

Гидравлический расчет газовых сетей.

Определение потерь давления в газопроводах

При расчете движения газа в т-дах следует учитывать изменение его плотности. Это связано в тем, что давление по длине т-да падает и соответственно уменьшается плотность газа. Только газопроводы низкого давления можно рассчитывать, полагая, что по ним движется несжимаемая жидкость.

В общем случае движение газа в г-дах является нестационарным. Нестационарность обусловливается как переменным режимом работы газовых промыслов, переменным режимом работы компрессорных станций, так и переменным режимом потребления газа.

Вместе с тем при проектировании г-дов в большинстве случаев можно не

учитывать нестационарность течения газа и рассчитывать диаметры г-дов на постоянный расход в течение определённого отрезка времени (часа, суток)

Для большинства задач расчёта г-дов движение газа можно считать изотермическим, а его температуру равной температуре грунта, в котором уложен г-д. С учетом отмеченного обстоятельства параметрами, определяющими потоки газа, будут: давление P, плотность ρ и скорость W.

Основное уравнение для расчета г-дов в предположении изотермического течения газа:

$$P_H^2 - P_K^2 = 1{,}62\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 P_0 \frac{T}{T_0} l$$

где λ - коэ-т трения, Q – объемный расход при н.у., T – температура в К.

При давлении газа более 1,2 МПа следует учитывать отклонения в поведении природных газов от законов идеальных газов. Для этого в уравнение вводят эмпирический коэ-т Z, который учитывает эти отклонения. (Ур-е × Z) Его ещё называют коэ-ом сжимаемости газа.

Для г-ов низкого давления, ур-е запишется так:

$$P_H - P_K = 0{,}81\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l$$

Число Рейнольдса Re = (Wd)/ν.

Формулы для нахождения λ, рекомендованные СНиП: 1) в области ламинарного режима при Re < 2000 λ =64/ Re; 2) в переходном 2000 < Re <

$$\lambda = 0.0025\sqrt[3]{\mathrm{Re}}$$

4000

3) при турбулентном режиме при Re > 4000

$$\lambda = 0.11\left(\frac{k_э}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0.25}$$

По приведённым уравнениям построены номограммы при абсолютной эквивалентной шероховатости $k_э$ = 0,01 см.

<u>Постановка задачи расчета. Особенности расчета газовых сетей различной конфигурации и давления</u>

Газовые сети бывают двух типов: разветвленные и кольцевые. У разветвленных сетей газ поступает к узлу потребления по одному участку (по одному направлению), поэтому они являются тупиковыми сетями. Потребители в этих сетях, имеют одностороннее питание и не имеют резервных участков, по которым газ мог бы поступать при отказе основных.

Основное отличие кольцевых сетей от разветвленных заключается в том, что они состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям, т.е. потребители имеют двустороннее или многостороннее питание. При отказе элемента в расчетном пути газа к потребителю возникает другой путь движения газа через резервирующий элемент.

Другое различие тупиковой и кольцевой сетей состоит в том, что у первой транзитные расходы распределяются по участкам однозначно, а второй можно наметить бесчисленное количество вариантов их распределения.

Третье отличие в том, что изменение диаметра какого-нибудь участка у разветвленной сети не влияет на расходы по другим участкам и приводит лишь к изменению давления в начальной точке сети. Аналогичное действие для кольцевой сети приведет к перераспределению расходов у всех остальных

участков, так как ветви кольцевой сети включены параллельно. Кроме того, изменится и давление в точке питания сети.

Рассмотрим порядок расчета тупиковой сети:

Для сети среднего (или высокого) давления необходимо найти среднеквадратичные удельные потери давления ($A_{ср}$) на участках по всем направления потоков газа от источника до удаленного потребителя, Па^2/м:

$$A_{ср} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{1{,}1 \cdot L},$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий потери давления на местные сопротивления, в размере 10% линейных потерь;

L - сумма длин участков по главным направлениям потоков, м.

Далее для первого участка от ГРС по известным P_H, V_P, L, $A_{СР}$ и номограмме или таблице для расчета сетей высокого давления подбирают диаметр и действительную величину A_1. С учетом A_1 определяем давление в конце 1-го участка:

$$P_{K1} = \sqrt{P_H^2 - A_1 \cdot 1{,}1 \cdot L_1}, \text{ Па.}$$

Это конечное давление 1-го участка будет начальным для 2-го и т.д.

Для сети низкого давления следует найти средние удельные потери давления (h) на участках по главным направлениям потоков газа от ГРП до нулевых точек схода, Па/м:

$$h = \frac{\Delta P}{1{,}1 \cdot L}.$$

Далее для первого участка от ГРП по известным P_H, V_P, L, h и номограмме для расчета сетей низкого давления подбирают диаметр и действительную величину h_1. И т.д.

(Рассказать о видах номограмм и т.д.)

Рассмотрим порядок расчета кольцевой сети:

По методичке №63.

Лекция 12

Вспомогательное оборудование ГРП и ГРУ.

Предохранительные запорные клапаны. Для предотвращения недопустимого изменения давления газа в ГРП (ГРУ) устанавливают предохранительные запорные клапаны (ПЗК) и предохранительные сбросные клапаны (ПСК). Предохранительные запорные клапаны могут быть низкого (тип ПКН) и высокого (тип ПКВ) давлений.

Производятся и применяются также предохранительные запорные клапаны типа КПН и КПВ соответственно низкого и высокого давлений. Если по условиям производства перерыв в подаче газа недопустим, то вместо ПЗК должна быть предусмотрена сигнализация оповещения обслуживающего персонала.

Предохранительные сбросные клапаны. Для предотвращения повышения давления газа выше допустимого значения после регулятора давления устанавливают предохранительное сбросное устройство, которое сбрасывает в атмосферу избыточный объем газа. Согласно «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регулятор давления, должны обеспечивать сброс газа

при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%. По конструктивному устройству предохранительные сбросные клапаны подразделяются на пружинные, мембранные и жидкостные.

Газовые фильтры. Эти фильтры предназначены для очистки газа от пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твердых частиц. Качественная очистка газа позволяет повысить герметичность запорных устройств, а также увеличить межремонтное время их эксплуатации за счет уменьшения износа уплотняющих поверхностей.

По направлению движения газа через фильтрующий элемент все фильтры можно подразделить на прямоточные и поворотные; по конструктивному исполнению — на линейные и условные; по материалу корпуса и методу его изготовления — на чугунные (алюминиевые) литые и стальные сварные.

Лекция 13

Газорегуляторные пункты и установки, технологические схемы

Подача газа к газифицированным городам, населенным пунктам или промышленным объектам производится от магистральных газопроводов через газораспределительные станции или крупные газораспределительные пункты (КРП).

ГРС и КРП являются конечными объектами магистрального газопровода и выполняют следующие задачи: очистка газа от механических примесей; снижение давления газа до заданного значения и автоматическое поддержание этого значения; подогрев газа перед снижением давления, препятствующий выделению твердых кристаллогидратов и обмерзанию трубопроводов и арматуры; защита трубопроводов от недопустимых повышений давления; одоризация газа; учет расхода и количества проходящего газа.

От ГРС или КРП газ транспортируется по сети среднего или высокого давления до газорегуляторных пунктов и газораспределительных установок, располагаемых в отапливаемых отдельно стоящих зданиях, где давление газа снижается и он подается в распределительные газопроводы разных категорий давления. Наиболее разветвленными и, следовательно, протяженными и дорогостоящими являются распределительные газопроводы низкого давления, которые снабжают массового потребителя (жилые дома, мелкие промышленные и коммунально-бытовые потребители).

Первым и основным условием устойчивой и безопасной работы системы газоснабжения является обеспечение постоянного давления; второе условие — предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода или перед газоиспользующей установкой.

Основное назначение ГРП и ГРУ — снижение давления газа и поддержание его постоянным независимо от изменения входного давления и расхода газа потребителями. ГРП и ГРУ оснащаются схожим технологическим оборудованием и отличаются в основном только расположением. ГРУ располагают непосредственно в помещениях, где находятся агрегаты, использующие газовое топливо (цехах, котельных). ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности размещают в пристройках к зданиям, встраивая в одноэтажные производственные здания или котельные, в отдельно стоящих зданиях.

ГРП по своему назначению подразделяются на сетевые, которые обеспечивают подачу газа в распределительные сети низкого, среднего или высокого давлений, и объектовые, служащие источниками газоснабжения для

отдельных потребителей. В состав технологического оборудования регуляторных пунктов входят следующие элементы:

• регулятор давления, понижающий или поддерживающий постоянным давление газа независимо от его расхода;

• предохранительный запорный клапан (ПЗК), прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданных значений;

• предохранительное сбросное устройство, предназначенное для сброса излишков газа, чтобы давление не превысило заданное в схеме регуляторного пункта;

• фильтр газа, служащий для его очистки от механических примесей;

• контрольно-измерительные приборы (КИП), которые фиксируют давление газа до и после регулятора, а также на обводном газопроводе (байпасе) - манометр; перепад давлений на фильтре, позволяющий судить о степени его загрязненности - дифманометр; расход газа - расходомер; температуру газа перед расходомером - термометр;

• импульсные трубопроводы, служащие для присоединения регулятора давления, предохранительно-запорного клапана, предохранительного сбросного устройства и контрольно-измерительных

Технологические схемы оборудования ГРП (ШРП), ГРУ (ШРУ) могут быть самыми разнообразными: число технологических линий в зависимости от расхода газа и режима потребления его может быть от одной до пяти. ГРП могут быть одно- и двухступенчатыми. Принципиальная схема одноступенчатого ГРП (ГРУ) показана на рис. 8.1.

Расположение ГРП и ГРУ. Требования к помещениям.

ГРП следует располагать в светлых и несгораемых одноэтажных помещениях с легко сбрасываемыми покрытиями под действием взрывной волны не более 120 кг/м^2. Иначе общая площадь проемов должна быть не менее 500 см^2 на 1 м^3 внутреннего объёма помещения. Двери должны открываться наружу. Если ГРП в пристройке, то от здания должно быть отделено глухой стеной и иметь самостоятельный вход. Не разрешается устраивать ГРП и ГРУ в подвалах и полуподвалах, а также в колодцах.

Отопление ГРП устраивают в зависимости от климатических условий и конструкции применяемого оборудования. Температура воздуха должна быть не ниже 5 °С. Вентиляция должна обеспечить не менее чем 3 кратный воздухообмен. Освещение следует иметь естественное. Электрическое освещение должно иметь взрывобезопасное исполнение или наружным в обычном исполнении. Если высота ГРП больше высоты ближайшего здания, то помещение оборудуется молниеотводами.

ГРУ размещают в свободных для доступа обслуживающего персонала местах с естественным и/или искусственным освещением. Основной проход между выступающими ограждениями и ГРУ должен быть не менее 1 м.

Лекция 14

Регулирование давления газа

Классификация РД. РД - устройства, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа. При регулировании давления происходит снижение начального, более высокого давления, на конечное (более низкое). РД

классифицируют по назначению, по характеру регулирующего воздействия, по связи между входной и выходной величинами, по способу воздействия на регулирующий клапан. Кроме того, РД различают по устройству, диапазонам входных и выходных давлений, способам настройки, регулировки.

Автоматический РД состоит из регулирующего и реагирующего устройства. Основной частью реагирующего устройства является чувствительный элемент (мембрана), а основной частью регулирующего устройства — регулирующий орган (у РД дроссельный орган). По характеру регулирующего воздействия регуляторы подразделяют на астатические (см. рис.) и пропорциональные (статические).

Рассмотрим силы, действующие на клапан регулятора давления. Эти силы можно разделить на три группы: 1) активную, величина которой связана со значением регулируемого параметра; 2) противодействующую, которая уравновешивает активную силу; 3) дополнительные силы: масса подвижных частей, односторонняя нагрузка на клапан, силы трения, которые возникают при движении, а также инерционные силы.

Активная сила привода — это усилие, которое воспринимает мембрана от давления газа P_2, сообщаемое по импульсной трубке 3, и передает на шток клапана. Эту силу называют перестановочной, она равна: $N_n = P2\ F_{AKT}$, где F_{AKT} - активная поверхность мембраны.

Если объект обладает свойством самовыравнивания, то процесс регулирования будет затухающим, а регулирование устойчивым.

Под самовыравниванием понимают такое свойство объекта, при котором после нарушения равновесия объект способен сам восстановить равновесие между притоком и стоком, но при другом значении регулируемого параметра. В качестве объекта, обладающего самовыравниванием, можно привести газовые сети низкого давления.

Лекция 15

Измерение и учет расхода газа

Расход — это количество вещества, протекающего через данное сечение в единицу времени. Прибор, измеряющий расход вещества, называется расходомером, а прибор, измеряющий массу и объем вещества, — счетчиком. Прибор, позволяющий одновременно измерять расход и количество вещества, называется расходомером со счетчиком. Устройство, воспринимающее измеряемый расход (например, диафрагма, труба Вентури и др.) и преобразующее его в другую величину (перепад давлений), удобную для измерения, называют преобразователем расхода.

Количество вещества измеряют или в единицах массы (т, кг, г), или в единицах объема ($м^3$, $см^3$, л). Расход измеряют в единицах массы или объема, отнесенных к единицам времени (кг/ч, $м^3$/ч).

Метод сужения потока. Теоретической основой метода является уравнение Бернулли и теорема Эйлера, подробно изучаемые в учебных программах «Механика жидкостей и газов». Используемые приборы (диафрагма, сопло, трубка Вентури), называемые первичными элементами, устанавливаются в потоке среды, текущей по трубопроводу. Они создают разность статических давлений между входом и выходом из прибора, значение которой позволяет определить расход, если известны термодинамические условия течения, описаны формы и способы использования приборов, для

которых многочисленные тарировки позволили получить согласованные системы использования. Основные формулы:

массовый расход $$q_m = \frac{\pi d^2}{4}\frac{c\varepsilon}{\sqrt{1-\beta^4}}\sqrt{2\Delta p\rho_1};$$

объемный расход $$q_V = \frac{q_m}{\rho_1} = \frac{\pi d^2}{4}\frac{c\varepsilon}{\sqrt{1-\beta^4}}\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_1}},$$

где d — диаметр отверстия используемого первичного прибора: c — коэффициент расхода; ε — коэффициент расширения ($\varepsilon < 1$ для сжимаемых сред); (β — отношение диаметров ($\beta = d/D$ (D — диаметр входного трубопровода или входной диаметр трубки Вентури); p — абсолютное давление в среде (p_1 — на входе, p_2 — на выходе или в горле; нижний индекс «1» соответствует состоянию среды в сечении, где производится отбор входного давления); Δp — разность давлений (p_1 - p_2); ρ — плотность среды. Коэффициент расширения ε рассчитывается по формуле

$$\varepsilon = (0{,}41 + 0{,}35\beta^4)\frac{\Delta p}{kp},$$ где k — показатель адиабаты.

Измерение объемными счетчиками. Объемные газовые счетчики по принципу действия подразделяются на мембранные (лопастные, диафрагменные), ротационные, тахометрические (турбинные), акустические и вихревые. Принципы коррекции плотности. Объем газа V при давлении и температуре измерения (p, T) приводится к нормальным условиям (p_0 =101325 Па, T_0 = 0 °С) с помощью уравнения состояния: $$V_0 = V\frac{pT_0z_0}{p_0Tz},$$

где z — коэффициент сжимаемости рассматриваемого газа.

Автоматическая коррекция плотности в приборах учета расхода газа может осуществляться механическими средствами или вычислительными машинами. В этом случае ЭВМ оборудуются интерфейсами с различными датчиками. Существуют корректоры только по температуре. При этом измерения z обычно не проводятся.

Регламентирующие положения. Контроль измерительных приборов в общем виде должен определяться правовыми актами, которые регламентируют: 1) исследование и испытание моделей измерительных приборов, имея в виду их апробацию; 2) первичную поверку каждого нового или отремонтированного прибора, позволяющую констатировать, что эти приборы одинаковы с одобренными моделями и отвечают регламентирующим предписаниям; 3) периодическую поверку приборов, находящихся в эксплуатации, в ходе которой может быть предписан ремонт; 4) установку монтажником, имеющим допуск; 5) декларацию об установке; 6) разрешение на эксплуатацию; 7) ремонт имеющим допуск ремонтником; 8) поверку после ремонта.

Погрешности. Приводимые в регламентирующих положениях погрешности, если указаны в %, всегда относятся к измеряемым прибором значениям, а не к максимальному расходу. Они для всех типов счетчиков при первичной и периодической поверках не должны выходить за пределы максимально допустимых (±1 ... ±4 %).

Основные типы счетчиков. *Мембранные счетчики (диафрагменные, камерные, лопастные)* — счетчики газа, принцип действия которых основан на том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое

суммирование (рис 8.8.).

Ротационные счетчики. Имеют достоинства: нет потребности в электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время работы, нечувствительность к кратковременным перегрузкам. Ротационные счетчики широко применяют в коммунальном хозяйстве, особенно в отопительных котельных, а также на небольших и средних предприятиях.

Турбинные счетчики. В них под воздействием потока газа приводится во вращение колесо турбины, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа (рис. 8.10).

Акустические (ультразвуковые) расходомеры. Принцип их действия основан на измерении акустического эффекта, возникающего при проходе колебаний через поток жидкости или газа, и зависит от расхода (рис. 8.11). Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Вихревые расходомеры. Принцип их действия основан на зависимости расхода от колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования, или колебаний струи, после препятствия определенной формы, обычно в виде усеченной трапециидальной призмы (рис. 8.12). Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания.

Лекция 16

Основные понятия и критерии надежности. Надежность и технико-экономический расчет распределительных систем газоснабжения

Рост строительства газоснабжающих систем требует дальнейшего повышения их надежности, т.е. способности транспортировать потребителям газ с соблюдением заданных параметров при н.у. эксплуатации. С увеличением времени эксплуатации системы увеличивается вероятность отказа ее элементов. Надежность отражает этот процесс и поэтому представляет собой характеристику качества, отнесенную ко времени.

Основной характеристикой надежности системы является вероятность безотказной ее работы в течение заданного периода времени. Существуют два основных пути повышения надежности: повышение качества элементов, из которых состоит система, и разработка методов проектирования системы из элементов, надежность которых ниже требуемой надежности системы.

Надежность системы дополнительно характеризуют следующими понятиями: долговечностью и ремонтопригодностью. Под долговечностью элемента системы понимают его способность к длительной эксплуатации при обеспечении должного технического обслуживания. Приспособленность элементов сети к предупреждению, обнаружению и устранению отказов называют ремонтопригодностью.

Механические повреждения подземных газопроводов возникают при неправильном или небрежном производстве строительно-монтажных работ вблизи мест их прокладки, поэтому определенная часть механических повреждений носит случайный характер, что следует учитывать при расчетах надежности распределительных газовых сетей.

Значительное количество повреждений газопроводов возникает из-за коррозионного воздействия грунта или блуждающих токов. Активные

коррозионные процессы протекают в местах нарушения изоляции газопроводов. Нарушения изоляции являются следствием случайных дефектов, которые имели место при ее нанесении, транспортировании труб или их укладке в траншею. Дефекты изоляции имеют местный и случайный характер распределения по длине трубы. Возможность нескольких повреждений по длине окружности трубы является событием весьма маловероятным. Другам видом повреждений подземных газопроводов являются разрывы сварных швов, которые происходят при случайном совпадении пониженных сопротивлений швов из-за дефектов сварки и увеличенных нагрузок на трубопровод, обычно связанных с дефектами строительства. Для обнаружения дефектов качество сварки городских газопроводов контролируют физическими методами, однако контролю подвергают не все стыки. Но и при контроле могут оказаться случаи, когда дефектные швы будут незамеченными и в дальнейшем при перегрузках произойдет их разрушение.