Федеральное агентство по образованию

Федеральное государственное образовательное учреждение

среднего профессионального образования

"Бузулукский строительный колледж "

Специальность: 270111 " Монтаж и эксплуатация оборудования и систем газоснабжения "

Пояснительная записка

К курсовому проекту

На тему: "Газоснабжение домов частного сектора от сети среднего давления через ГРПШ"

г.Бузулук 2009г

**Содержание**

Введение

1. Общий раздел
	1. Охрана окружающей среды
	2. Характеристика газифицируемого объекта
	3. Технические характеристики газовых приборов
2. Расчетно-техническая часть
	1. Определение расчетных расходов газа
	2. Результаты гидравлического расчета тупикового газопровода
	3. Обоснование прокладки внутридомового газопровода
	4. Расчет газопровода высокого давления
	5. Подбор оборудования ГРПШ
3. Построение продольного профиля
	1. Назначение и порядок построения продольного профиля
	2. Определение глубины заложения инженерных коммуникаций
	3. Определение отметок земли
	4. Определение отметок верха трубы
	5. Определение отметок дна траншеи
	6. Определение глубины заложения трубы
	7. Определение уклонов

Список используемой литературы

**Введение**

До Великой Отечественной Войны промышленные запасы природного газа были известны только в Прикарпатье, на Кавказе, в Заволжье и на Севере (Коми АССР). Изучение запасов природного газа было связано только с разведкой нефти. Промышленные запасы природного газа в 1940 году составляли 15 млрд. м3.

Затем месторождения газа были обнаружены на Северном Кавказе, в Закавказье, на Украине, в Поволжье, Средней Азии, Западной Сибири и на Дальнем Востоке. На 1 января 1976 года разведанные запасы природного газа составляли 25.8 трлн.м3. На 1 января 1980 года потенциальные запасы природного газа составляли 80-85 трлн.м3. Причем запасы увеличились главным образом благодаря открытию месторождений в восточной части страны - разведанные запасы там были на уровне около 30.1 трлн.м3, что составляло 87.8 % от общесоюзных. На сегодняшний день Россия обладает 35 % от мировых запасов природного газа, что составляет более 48 трлн.м3.

Особенно по запасам природного газа выделяется Западная Сибирь. Промышленные запасы здесь достигают 14 трлн.м3. Особо важное значение сейчас приобретают Ямальские Газоконденсатные месторождения.

Добыча природного газа отличается высокой концентрацией и ориентирована на районы с наиболее крупными и выгодными по эксплуатации месторождения. Только пять месторождений - Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и Оренбургское содержат 1/2 всех промышленных запасов России. Запасы Медвежьего оцениваются в 1.5 трлн.м3, а Уренгойскоего - в 5 трлн.м3.

Следующая особенность заключается в динамичности размещения мест добычи природного газа, что объясняется быстрым расширением границ распространением выявленных ресурсов, а также сравнительной легкостью и дешевизной вовлечения их в разработку. За короткий срок главные центры по добыче природного газа переместились из Поволжья на Украину, Северный Кавказ. Дальнейшие территориальные сдвиги вызваны освоением месторождений Западной Сибири, Средней Азии, Урала и Севера.

В 1994 году в России было добыто 607.3 млрд. м3 природного газа, что составило 98.2 % к объему добычи в 1993 году, причем 570.6 млрд. м3 (более 90 %) было добыто РАО "Газпром". РАО "Газпром" - владелец месторождений с общими запасами около 48 трлн.м3 и является крупнейшей компанией в мире как по запасам, так и по добыче природного газа. По мнению российских экономистов, РАО "Газпром" - единственная в России транснациональная компания, имеющая стабильный выход на мировой рынок. В России из газа Газпрома" получают 40 % электроэнергии, на предприятиях "Газпрома" занято 320 тысяч рабочих (вместе с семьями более 1 млн. человек).

После распада СССР в России происходит падение объема добычи природного газа, а в конце 1994 года наблюдалась тенденция к росту уровня добычи.

Основными проблемами отрасли, как и всей промышленности России, являются проблемы финансирования и кризиса неплатежей. "В начале октября сложилась ситуация, грозящая энергетическим кризисом Центральной России. "Газпром" пригрозил на 40 % уменьшить поставки газа из-за несвоевременной их оплаты. Энергосистемы региона, более чем на 70 % зависящие от газа, будут вынуждены резко уменьшить нагрузку, поскольку они оказались лишены резервных запасов топлива..." (14 октября 1995 года).

Что касается перспектив развития отрасли, то здесь дела обстоят лучше. В начале мая президент Российской Федерации подписал указ N 472 "Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройке топливно-энергетического комплекса РФ на период до 2010 года". Программа Топливо и энергия - 2" (разработана на 1996-2000 годы) должна стать главной технической задачей энергетической политики - увеличение доли природного газа в топливном балансе, повышение глубины переработки нефти и т.д. Предварительные расчеты ИНЭИ РАН показали, что огромные инвестиции в ТЭК, ожидаемые в перспективе, дадут желаемое оживление в экономике.

Природный газ был и остаётся важным продуктом экспорта в российской внешней торговле. В 1994 году из России в дальнее зарубежье было экспортировано 109.03 млрд. м3. Последнее время идёт реализация проекта "Ямал-Европа", открывающем возможность экспорта российского газа в обход украинского экспортного коридора. 15 сентября состоялось открытие перехода газопровода через реку Одер, который является ключевым в проекте. Следует отметить, что российский газ покрывает треть потребностей Франции. РАО "Газпром" поставил в 1994 году более 12 млрд. м3 почти на $1 млрд. Согласно действующим контрактам (последний из них истекает в 2012 году) компания " Газ де Франс" может отбирать 10.2 - 12.2 млрд. м3 природного газа в год. Собственная добыча природного газа во Франции не очень велика (около 3 млрд. м3 в год).

Основная доля затрат по использованию природного газа в качестве топлива приходится на его транспортировку от мест добычи к местам потребления. Основным транспортом является трубопроводный. В 1987 году протяженность газопроводов в СССР составила 185 тыс. км. Сеть магистральных газопроводов охватила Европейскую часть (вместе с Уралом), а также Западную Сибирь, Казахстан и Среднюю Азию. В настоящий момент продолжается строительство крупных магистралей. Крупные центры производства труб, использующихся для строительства газопроводов расположены на Урале (Челябинск, Каменск-Уральский), в Поволжье (Волжский, Волгоград) и в крупных городах Европейской части России (Москва, Санкт-Петербург).

Основные центры переработки природного газа расположены на Урале, в Западной Сибири, в Поволжье и на Северном Кавказе (Грозный) и в других газоносных провинциях. Можно отметить, что комбинаты газопереработки тяготеют к источникам сырья - месторождениям и крупным газопроводам.

Важнейшим является использование природного газа в качестве топлива. Последнее время идет тенденция к увеличению доли природного газа в топливном балансе страны.

Мировая добыча природного газа в начале 90-х годов превысила 2.1трлн. м3. На экспорт поступает около 15 % общемировой добычи. Основные экспортеры газа - Россия, Канада, Нидерланды. В последнее время добыча газа стала расти в ряде развивающихся стран. Но газ отсюда в основном вывозится в сжиженном виде. Главные экспортеры сжиженного газа - Алжир, Индонезия, Малайзия, ОАЭ. В мире, как и в России, наблюдается тенденция к увеличению доли газа в энергетическом балансе. Так еще в 1950 году в мире уровень потребления природного газа составлял 9 % от всех видов энергоносителей (преобладал каменный уголь - 49 %), то в 1987 году доля газа повысилась до 20 %. Россия является лидером как по запасам природного газа, так и по экспорту. По мнению Юрия Шафраника, "газ - то звено, за которое можно вытащить весь груз проблем ТЭК России".

**1. Общий раздел**

**1.1 Охрана окружающей среды**

Для обеспечения безаварийной работы при транспортировании нефтепродуктов по трубопроводам прежде всего необходимо строго соблюдать и выполнять требования безопасности, изложенные в соответствующих нормативных документах. Устройство и расположение нефтепроводов должны соответствовать "Противопожарным нормам проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности".

Технологические трубопроводы необходимо обслуживать в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов с давлением до .10 МПа (РУ—75)" и "Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов" (ПУГ—69). Для каждой установки должна быть составлена схема расположения подземных и надземных трубопроводов. Все изменения в расположении трубопроводов должны быть отражены на схеме. Прокладка транзитных трубопроводов и взрывопожароопасными продуктами над и под наружными установками, зданиями, а также через них не допускается. Это требование не распространяется на уравнительные и дыхательные трубопроводы, проходящие над резервуарами. Прокладка трубопроводов сбросных газов на факел должна осуществляться надземно, на стойках или эстакадах. Трассу межцеховых трубопроводов сбросных газов следует выбирать по возможности короткой и прямой с минимальным числом поворотов. На изогнутых участках трубопроводов для ацетиленсодержащих газов рекомендуется устанавливать утолщенные колена, выдерживающие давление взрыва. При прокладке трубопроводов, несмотря на соблюдение правил и инструкций, возможны ошибки, которые на первый взгляд кажутся незначительными, но которые в соответствующих условиях могут привести к авариям. Так, неучтенные напряжения материала трубопроводов в сочетании с напряжениями при монтаже могут вызвать поломку менее прочных элементов трубопровода, например чугунных запорных устройств в стальных трубопроводах, нарушение плотности запорных устройств вследствие перекашивания уплотняющих поверхностей, разрывы под воздействием дополнительных напряжений при понижении температуры окружающей среды и т. д. Неправильная прокладка трубопроводов, выбор неподходящих способов компенсации температурных деформаций" в системах, монтаж последних в ненадлежащем месте, применение труб из непригодных материалов для данных условий низких температур — все это может привести к авариям. Наряду с общими характерными причинами нарушений герметичности технологических систем необходимо обратить внимание на специфические опасности, присущие трубопроводам. Так, остаточные (неучитываемые) напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже, в ряде случаев вызывают поломку элементов запорных устройств вследствие перекашивания уплотняющих поверхностей, разрывы под воздействием дополнительных напряжений при снижении температуры окружающей среды и т. д. Неправильная прокладка трубопроводов, выбор неподходящих способов компенсации температурных деформаций в системах, монтаж трубопроводов в ненадлежащем месте, применение труб из непригодных для данных температур материалов — все это приводит к авариям. Разрушения могут происходить также от напряжений, возникающих при перепадах температур, гидравлических ударах жидкости, образующейся при неорганизованной конденсации продуктов, от превышения давления при замерзании жидкости и по другим причинам. Прокладка трубопроводов в непроходных каналах часто приводит к образованию гидравлических мешков, затрудняющих осуществление технологических операций. На многих складах трубопроводы, соединяющие емкости с насосами или железнодорожные цистерны с насосами при приемке продуктов со стороны, прокладывают в непроходных каналах.Все технологические трубопроводы должны прокладываться с уклоном в сторону возможного полного опорожнения их от остатков жидкости с тем, чтобы жидкость стекала самотеком. Уклоны трубопроводов должны быть не менее: 0,002 — для газопроводов и паропроводов в направлении потока, 0,003 — в направлении против потока; 0,002 — для легкоподвижных Жидких сред и сжиженных газов; 0,003 — для прочих жидких сред с нормальной вязкостью. Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими средами величины уклонов определяют исходя из конкретных свойств среды, протяженности трубопровода и условий его прокладки. В отдельных обоснованных случаях, при условии обеспечения дренажа, допускается прокладка трубопроводов без уклонов.

**1.2 Характеристика газифицируемого объекта**

В этом проекте газифицируется 18 одноэтажных одноквартирных жилых 4 комнатных домов . В каждом доме установлены: газовая плита "Веста", у нее четыре конфорки, номинальная тепловая мощность равна 3 кВт; водонагреватель "Нева 3212", номинальная мощность 25 кВт; отопительный котел, его тепловая мощность 11,6 кВт, давление воды в аппарате 0,065 МПа. Высота помещения равна 2,70м. Жилая площадь дома 98.3 м2

Газоснабжение жилого сектора происходит от сети высокого давления с природным газом, плотность которого 0,73 кг/ м3 , его теплота сгорания равна 37000 кДж/ м3 .

Газ с сети высокого давления поступает в газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-1). Давление в месте врезки в существующий газопровод равен 600 кПа, а максимальный расход газа на жилой район составляет 68,29 м3/ч , поэтому берем трубу в месте врезки диаметром 38х3.

В ГРПШ-1 размещен РДГД-20м (регулятор давления газа). Максимальная пропускная способность ГРПШ 100 м3/ч .

Масса этого вида ГРПШ-1 равна 80 кг.

Подвод к домам производим ПЭ-стальными трубами с изоляцией полимерными липкими лентами.

Грунт в месте прокладки трубопровода: супесь без примесей. Он характеризуется высокой сыпучестью, что усложнит прокладку подземного газопровода.

**1.3 Технические характеристики газовых приборов**

*Плита газовая "Веста"*

Плита газовая бытовая четырехгорелочная, в дальнейшем "плита", предназначена для тепловой обработки пищевых продуктов в бытовых условиях.

Плиты постоянно совершенствуются, улучшаются их характеристики и дизайн, поэтому "Руководство по эксплуатации" может не отражать незначительных конструктивных изменений, связанных с их модернизацией.

Плита должна работать на природном газе по ГОСТ 5542-87 с номинальным давлением 1247 и 1960 Па или на сжиженном газе по ГОСТ 20448-90 с номинальным давлением 2940 Па.

Если в заказе на поставку плит не оговорено на какое давление и газ предназначена плита, завод-изготовитель поставляет плиты для работы на природном газе с давлением 1274 Па.

Перевод плиты на другой вид газа осуществляется заменой сопел. Диаметр применяемых сопел приведены в следующей таблице

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тепловая мощность горелок, кВт | Вид газа | Номинальное давление газа, Па | Диаметр отверстия сопла, мм | Маркировка винта малого расхода |
| 1,7 + 0,17(номинальной мощности) | ПриродныйПриродныйСжиженный (пропан-бутан)бутан | 1274196029402940 | 1,21,10,750,7 | 40 |
| 2,6 + 0,26(повышенной) и духовки | ПриродныйПриродныйСжиженный (пропан-бутан)Бутан | 1274196029402940 | 1,51,350,920,85 | 45 |

Количество горелок стола, шт……………………………………4

КПД горелок стола, %, не менее…………………………………58

Горелка духовки обеспечивает нагрев духовки

-до температуры на 2300С превышающей температуру помещения, не более чем за 20 мин;

-до максимальной температуры - не ниже 2700С

-до минимальной – не выше 1650С

Полезный объем духовки, куб.дм……………………………….57

Напряжение питания электрической сети, В……………………220

Потребляемая мощность устройством освещения, Вт…………40

Размеры плиты без учета выступающих элементов, мм

-высота (без учета крышки стола)…………………………850+5

-ширина……………………………………………………...500+5

-глубина……………………………………………………...600+5

Масса плиты, кг…………………………………………………46,5

Установленная безотказная наработка плиты – не менее 11000 циклов для каждого крана.

*Водонагреватель бытовой газовый "Нева 3212"*

Аппарат предназначен для мгновенного нагревания проточной воды для бытовых нужд в квартирах, коттеджах, дачных домиках.

Аппарат оснащен универсальной горелкой, приспособленной ко всем видам газа. Переход с одного вида газа на другой производится заменой сопел основной и запальной горелок.

Автоматика безопасности обеспечивает:

-включение основной горелки только при наличии запального пламени и протока воды через аппарат;

-выключение аппарата при погасании запальной горелки;

-частичное перекрытие газового клапана в случае уменьшения расхода воды и погасание основной горелки при прекращении протока воды через аппарат;

-выключение аппарата при отсутствии тяги в дымоходе.

Баллон сжиженного газа объемом 50 л обеспечивает непрерывную работу водонагревателя в течение 10 часов.

Номинальная мощность, кВт……………………………………..25

Номинальная теплопроизводительность, кВт…………………...20

Расход воды при нагреве на 400С, л/мин………………………....7,2

Давление воды, кПа минимальное………………………………..50

Давление воды, кПа максимальное……………………………….600

Давление газа природного, Па…………………………………….1274

Давление газа сжиженного, Па…………………………...……….2940

Расход природного газа при номинальной мощности, м3/ч …….2,53

Расход сжиженного газа при номинальной мощности, м3/ч ……. 0,93 (2,2)

Габаритные размеры

-высота…………………………………………………………680

-ширина………………………………………………………..390

-глубина………………………………………………………..278

Масса, кг………………………………………………………………20

*Аппарат отопительный газовый АОГВ "Сигнал"*

Отопительные приборы предназначены для теплоснабжения жилых помещений и зданий коммунально-бытового назначения площадью от 90 м2 до 200 м2 . работают на природном газе с использованием воды в качестве теплоносителя.

Безопасность обеспечивается надежной механической автоматикой и повышенной точностью регулирования температуры на выходе из аппарата.

Номинальная тепловая мощность горелочного устройства, кВт….11,6

КПД, %........................................................................................................82

Давление воды в аппарате, МПа……………………………………...0,065

Расход газа, м3/ч …………………………………………………………1,16

Отапливаемая площадь, м3/ч ……………………………………………90

Диапазон настройки терморегулятора, 0С ………………..от+50 до +90

Габаритные размеры, мм

-ширина……………………………………………………………..400

-глубина……………………………………………………………..470

-высота………………………………………………………………1200

Масса, кг…………………………………………………………………50

Срок службы, лет………………………………………………не менее 14

*Счетчик газа бытовой СГМН-1 G4*

Предприятие изготовитель: УП "Минский механический завод им. С.И.Вавилова, г.Минск Республики Беларусь

Счетчик газа предназначен для учета газообразного топлива в жилищно-коммунальном хозяйстве и быту

Измеряемой средой является природный газ и сжиженный газ.

Объем цикла, дм3 ………………………………………………2

Максимальный расход, м3/ч ……………………………..……6

Минимальный расход, м3/ч ……………………….............0,04

Максимальное рабочее давление, кПа……………………...4,0

Потеря давления при Q max Па…………………………...200

Диапазон рабочих температур, 0С……………...…от -30 до +50

Резьба на присоединительных патрубках,

ГОСТ6357-81, дюйм………………………………...G1¼

Межосевое расстояние, мм………………………………………250

Ду, мм…………………………………………………………...…32

Габаритные размеры, мм………………………………306х165х223

Масса, кг……………………………………………………………3,8

Межповоротный интервал, лет……………………………………..8

*СИКЗ с КЭМГ Ø20*

СИКЗ существует с 1, 2 порогами срабатывания

Время срабатывания сигнализатора, не боле 15 секунд

Время прогрева, не боле 3 мин

Уровень звукового давления сигнализации на оси звукоизлучателя на расстоянии 1м от лицевой поверхности блока датчика , не мене 70 дБ

Интервал времени работы сигнализатора без регулировки порога срабатывания, не мене 12 мес

Напряжение питания переменным током, 20 В

Потребляемая мощность, 5,5 ВА

Габаритные размеры

-блок датчика 40х100х60

-блок питания 94х120х60

Масса ,0,6кг

Срок службы, 10лет

Клапаны электромагнитные газовые КЭМГ предназначены для применения в системах автоматического отключения газовых приборов.

Диапазон температур окружающей среды от 1 до 450С.

Нормальное состояние клапана – открытое

Номинальное напряжение срабатывания……………………………..6 В

Импульсное напряжение срабатывания длительностью не менее 30мс…………………30+5 В

Ток потребляемый электромагнитом ………………………….…0,27 А

Максимальное рабочее давление…………………………………….5 кПа

Масса………………………………………………………………..0,65 кг

Срок службы…………………………………………………………..10 лет

**2. Расчетный раздел**

**2.1 Определение расчетных расходов газа**

1. Разбиваем газопровод на расчетные участки и определяем их фактические длины. Расчет начинаем с наиболее отдаленного участка против хода газа. Направление А-Д

IфД-Г = 10 м

IфГ-В = 96 м

IфВ-Б = 4 м

IфБ-А = 48 м

Направление 1-Д

Iф1-2 = 1 м

Iф2-3 = 5 м

Iф3-4 = 35 м

Iф4-5 = 4 м

Iф5-6 = 35 м

Iф6-Д = 8 м

Направление 7-Г

Iф7-8 = 3 м

Iф8-9 = 20 м

Iф9-10 = 5 м

Iф10-11 = 15 м

Iф11-12 = 5 м

Iф12-13 = 35 м

Iф13-14 = 5 м

Iф14-15 = 35 м

Iф15-16 = 5 м

Iф16-17 = 35 м

Iф17-18 = 5 м

Iф18-19 = 32 м

Iф19-Г = 46 м

Направление 20-В

Iф20-21 = 3 м

Iф21-22 = 5 м

Iф22-23 = 35 м

Iф23-24 = 4 м

Iф24-25 = 20 м

Iф25-26 = 13 м

Iф26-В = 10 м

Направление 27-Б

Iф27-28 = 3 м

Iф28-29 = 5 м

Iф29-30 = 35 м

Iф30-31 = 5 м

Iф31-32 = 35 м

Iф32-33 = 5 м

Iф33-34 = 35 м

Iф34-35 = 5 м

Iф35-36 = 35 м

Iф36-37 = 5 м

Iф37-38 = 32 м

Iф38-Б = 45 м

2. Определяем расчетные длины участков

Iр = Iф х 1,1

где 1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления

Направление А-Д

IрД-Г = 11 м

IрГ-В = 105,6 м

IрВ-Б = 4,4 м

IрБ-А = 52,8 м

∑IрА-Д = 173,8 м

Направление 1-Д

Iр1-2 = 1,1 м

Iр2-3 = 5,5 м

Iр3-4 = 38,5 м

Iр4-5 = 4,4 м

Iр5-6 = 38,5 м

Iр6-Д = 8,8 м

∑Iр1-Д = 96,8 м

Направление 7-Г

Iр7-8 = 3,3 м

Iр8-9 = 22 м

Iр9-10 = 5,5 м

Iр10-11 = 16,5 м

Iр11-12 = 5,5 м

Iр12-13 = 38,5 м

Iр13-14 = 5,5 м

Iр14-15 = 38,5 м

Iр15-16 = 5,5 м

Iр16-17 = 38,5 м

Iр17-18 = 5,5 м

Iр18-19 = 35,2 м

Iр19-Г = 50,6 м

∑Iр7-Г = 270,6 м

Направление 20-В

Iр20-21= 3,3

Iр21-22 = 5,5

Iр22-23 = 38,5

Iр23-24 = 4,4

Iр24-25 = 2,2

Iр25-26 =14,3

Iр26-В = 11

Iр27-28 = 3,3

Iр28-29 = 5,5

Iр29-30 = 38,5

∑Iр20-В = 99 м

Направление 27-Б

Iр30-31 = 5,5

Iр31-32 = 38,5

Iр32-33 = 5,5

Iр33-34 = 38,5

Iр34-35 = 5,5

Iр35-36 = 38,5

Iр36-37 = 5,5

Iр37-38 = 35,2

Iр38-Б = 49,5

∑Iр27-Б = 269,5 м

3. Определяем номинальный расход газа приборами:

q = Qн.т.м / Qн

где Qн.т.м.- номинальная тепловая мощность, кДж/ч, Qн. – низшая теплота сгорания газа, кДж/ м3

q ПГ "Веста" = ((1600\*4)\*4,2)/37000 = 1,2 м3 /ч

q "Нева 3212" = ((25\*1000\*0,86)\*4,2)/37000 = 2,44 м3 /ч

q АОГВ-11,6 = (9976\*4,2)/37000 = 1,13 м3 /ч

q = ПГ "Веста"+ q "Нева 3212"+ q АОГВ-11,6=1,2 + 2,44 + 1,13 = 4,8 м3 /ч

так как расход газа на один дом составил 4,8 м3 /ч, к установке принимаем счетчик газовый бытовой СГМН-164 с максимальной пропускной способностью 6 м3 /ч.

4. Определение расхода газа по участкам:

Расчет газа по участкам ведем с наиболее удаленного:

Q = (q ПГ "Веста" + q "Нева 3212") \* k0 + (q АОГВ-11,6\* 0.85) \* n

k0 – коэффициент одновременности работы однотипных приборов

q – номинальный расход газа приборами

Направление А – Д

QД-Г = ((1,2+2,44)\*0,392+(1,13\*0,85))\*6 = 14,32 м3 /ч

QГ-В = ((1,2+2,44)\*0,280+(1,13\*0,85))\*19 = 37,6 м3 /ч

QВ-Б = ((1,2+2,44)\*0,250+(1,13\*0,85))\*26 = 48,62 м3 /ч

QБ-А = ((1,2+2,44)\*0,230+(1,13\*0,85))\*38 = 68,29 м3 /ч

Направление 1 – Д

Q1-2 = (3.64 \* 0.700 + 0.96) \*1 = 3.51 м3 /ч

Q2-3 = (3.64 \* 0.560 + 0.96) \* 2 = 6.0 м3 /ч

Q3-4 = (3.64 \* 0.480 + 0.96) \* 3 = 8,12 м3 /ч

Q4-5 = (3.64 \* 0.430 + 0.96) \* 4 = 10,1 м3 /ч

Q5-6 = (3.64 \* 0.400 + 0.96) \* 5 = 12,08 м3 /ч

Q6-Д = (3.64 \* 0.392 + 0.96) \* 6 = 14,32 м3 /ч

Направление 7 – Г

Q7-8 = (3.64 \* 0.700 + 0.96) \* 1 = 3.51 м3 /ч

Q8-9 = (3.64 \* 0.560 + 0.96) \* 2 = 6.0 м3 /ч

Q9-10 = (3.64 \* 0.480 + 0.96) \* 3 = 8,12 м3 /ч

Q10-11 = (3.64 \* 0.430 + 0.96) \* 4 = 10,1 м3 /ч

Q11-12 = (3.64 \* 0.400 + 0.96) \* 5 = 12,08 м3 /ч

Q12-13 = (3.64 \* 0.392 + 0.96) \* 6 = 14,32 м3 /ч

Q13-14 = (3.64 \* 0.370 + 0.96) \* 7 = 16,15 м3 /ч

Q14-15 = (3.64 \* 0.360 + 0.96) \* 8 = 18,16 м3 /ч

Q15-16 = (3.64 \* 0.345 + 0.96) \* 9 = 19,94 м3 /ч

Q16-17 = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 10 = 22 м3 /ч

Q17-18 = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 11 = 24,17 м3 /ч

Q18-19 = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 12 = 26,37 м3 /ч

Q19-Г = (3.64 \* 0.300 + 0.96) \*13 = 26,68 м3 /ч

Направление 20-В

Q20-21 = (3.64 \* 0.700 + 0.96) \* 1 = 3.51 м3 /ч

Q21-22 = (3.64 \* 0.560 + 0.96) \* 2 = 6.0 м3 /ч

Q22-23 = (3.64 \* 0.480 + 0.96) \* 3 = 8,12 м3 /ч

Q23-24 = (3.64 \* 0.430 + 0.96) \* 4 = 10,1 м3 /ч

Q24-25 = (3.64 \* 0.400 + 0.96) \* 5 = 12,08 м3 /ч

Q25-26 = (3.64 \* 0.392 + 0.96) \* 6 = 14,32 м3 /ч

Q26-В = (3.64 \* 0.370 + 0.96) \* 7 = 16,15 м3

Направление 27-Б

Q27-28 = (3.64 \* 0.700 + 0.96) \* 1 = 3.51 м3 /ч

Q28-29 = (3.64 \* 0.560 + 0.96) \* 2 = 6.0 м3 /ч

Q29-30 = (3.64 \* 0.480 + 0.96) \* 3 = 8,12 м3 /ч

Q30-31 = (3.64 \* 0.430 + 0.96) \* 4 = 10,1 м3 /ч

Q31-32 = (3.64 \* 0.400 + 0.96) \* 5 = 12,08 м3 /ч

Q32-33 = (3.64 \* 0.392 + 0.96) \* 6 = 14,32 м3 /ч

Q33-34 = (3.64 \* 0.370 + 0.96) \* 7 = 16,15 м3 /ч

Q34-35 = (3.64 \* 0.360 + 0.96) \* 8 = 18,16 м3 /ч

Q35-36 = (3.64 \* 0.345 + 0.96) \* 9 = 19,94 м3 /ч

Q36-37 = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 10 = 22 м3 /ч

Q37-38 = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 11 = 24,17 м3 /ч

Q38-Б = (3.64 \* 0.340 + 0.96) \* 12 = 26,37 м3 /ч

5. Определяем удельное потери напора на 1 метр:

∆Руд = ∆Рдоп / ∑Iр [Па/м], где

∆Рдоп- допустимый расчетный перепад давления принимается по СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" для подземной прокладки – 250 Па.

∆РудА-Д =250 /173,8 = 1,44 Па/м

∆Руд1-Д =350 /96,8 = 13,62 Па/м

∆Руд7-Г =350 /270,6 = 1,29 Па/м

∆Руд20-В =350 /99 = 3,54 Па/м

∆Руд27-Б =350 /269,5 = 1,3 Па/м

**2.2 Результаты гидравлического расчета тупикового газопровода**

Таблица №1 "гидравлический расчет"

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| участок | Дл.фактич. Iф .м | Дл расчет. Iр , м | Кол-во.кв. n, шт. | К-т одно-ти, k0 | Расход Q, м3 /ч | Удельн. потери∆Руд, Па/м | Табл потери ∆Рт, Па/м | Потери на уч-ах∆Руч,Па | Диаметр, мм |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Направление А - Д |
| Д-Г | 10 | 11 | 6 | 0,230 | 14,32 | 1,44 | 0,9 | 9 | 75х6,8 |
| Г-В | 96 | 105,6 | 19 | 37,6 | 1,05 | 100,8 | 75х6,8 |
| В-Б | 4 | 4,4 | 26 | 48,62 | 1,03 | 4,12 | 90х8,2 |
| Б-А | 48 | 52,8 | 38 | 68,29 | 1,42 | 68,16 | 90х8,2 |
| Направление 1 –Д |
| 1-2 | 1 | 1,1 | 1 | 0,230 | 3,51 | 3,62 | 1,5 | 1,5 | 33,5х3,2 |
| 2-3 | 5 | 5,5 | 2 | 6 | 1,5 | 75 | 33,5х3,2 |
| 3-4 | 35 | 38,5 | 3 | 8,12 | 2 | 70 | 42,3х3,2 |
| 4-5 | 4 | 4,4 | 4 | 10,1 | 2,9 | 11,6 | 42,3х3,2 |
| 5-6 | 35 | 38,5 | 5 | 12,08 | 2 | 70 | 48х3,5 |
| 6-Д | 8 | 8,8 | 6 | 14,32 | 2,3 | 18,4 | 75х6,8 |
| Направление 7 – Г |
| 7-8 | 3 | 3,3 | 1 | 0,230 | 3,51 | 1,29 | 0,2 | 0,6 | 48х3,5 |
| 8-9 | 20 | 22 | 2 | 6 | 0,45 | 9 | 48х3,5 |
| 9-10 | 5 | 5,5 | 3 | 8,12 | 0,8 | 4 | 48х3,5 |
| 10-11 | 15 | 16,5 | 4 | 10,1 | 0,5 | 7,5 | 57х3 |
| 11-12 | 5 | 5,5 | 5 | 12,08 | 0,7 | 3,5 | 57х3 |
| 12-13 | 35 | 38,5 | 6 | 14,32 | 0,8 | 28 | 57х3 |
| 13-14 | 5 | 5,5 | 7 | 16,15 | 1,1 | 5,5 | 57х3 |
| 14-15 | 35 | 38,5 | 8 | 18,16 | 0,45 | 15,75 | 70х3 |
| 15-16 | 5 | 5,5 | 9 | 19,94 | 0,6 | 3 | 70х3 |
| 16-17 | 35 | 38,5 | 10 |  | 22 |  | 0,7 | 24,5 | 70х3 |
| 17-18 | 5 | 5,5 | 11 | 24,17 | 0,8 | 4 | 70х3 |
| 18-19 | 32 | 35,2 | 12 | 26,37 | 1 | 32 | 70х3 |
| 19-Г | 46 | 50,6 | 13 | 26,68 | 1,2 | 55,2 | 75х6,8 |
| Направление 20 –В |
| 20-21 | 3 | 3,3 | 1 | 0,230 | 3,51 | 3,54 | 1,4 | 4,2 | 33,5х3,2 |
| 21-22 | 5 | 5,5 | 2 | 6 | 3,5 | 17,5 | 33,5х3,2 |
| 22-23 | 35 | 38,5 | 3 | 8,12 | 0,8 | 28 | 48х3,5 |
| 23-24 | 4 | 4,4 | 4 | 10,1 | 1,4 | 5,6 | 48х3,5 |
| 24-25 | 20 | 22 | 5 | 12,08 | 1,6 | 32 | 48х3,5 |
| 25-26 | 13 | 14,3 | 6 | 14,32 | 2,3 | 29,9 | 48х3,5 |
| 26-В | 10 | 11 | 7 | 16,15 | 3 | 30 | 50х4,6 |
| Направление 27 –Б |
| 27-28 | 3 | 3,3 | 1 | 0,230 | 3,51 | 1,3 | 0,2 | 0,6 | 48х3,5 |
| 28-29 | 5 | 5,5 | 2 | 6 | 0,45 | 9 | 48х3,5 |
| 29-30 | 35 | 38,5 | 3 | 8,12 | 0,8 | 4 | 48х3,5 |
| 30-31 | 5 | 5,5 | 4 | 10,1 | 0,5 | 7,5 | 57х3 |
| 31-32 | 35 | 38,5 | 5 | 12,08 | 0,7 | 3,5 | 57х3 |
| 32-33 | 5 | 5,5 | 6 | 14,32 | 0,8 | 28 | 57х3 |
| 33-34 | 35 | 38,5 | 7 | 16,15 | 1,1 | 5,5 | 57х3 |
| 34-35 | 5 | 5,5 | 8 | 18,16 | 0,45 | 15,75 | 70х3 |
| 35-36 | 35 | 38,5 | 9 | 19,94 | 0,6 | 3 | 70х3 |
| 36-37 | 5 | 5,5 | 10 | 22 | 0,7 | 24,5 | 70х3 |
| 37-38 | 32 | 35,2 | 11 | 24,17 | 0,8 | 4 | 70х3 |
| 38-Б | 45 | 49,5 | 12 | 26,37 | 1 | 32 | 75х6,8 |

**2.3 Обоснование прокладки внутридомового газопровода**

Подземный газопровод выходит из земли вначале квартала. По ходу газа устраивается футляр, изолирующий фланец, запорное устройство – кран.

По участкам газопровод прокладывается на стойках. На наружной стене дома устраивается бытовой счетчик СГМН-1 G4 с входным штуцером Ø25. после счетчика устраивается переход диаметров Ø25- Ø20. Труба Ø20 заходит в кухню. При переходе трубы через стену труба закладывается в футляр. После входа трубы в кухню идет тройник, одна ветвь идет на плиту, а другая на водонагреватель. В кухне перед плитой ПГ "Веста" устраивается переход Ø20- Ø15 устанавливается запорный кран диаметром Ø15. Перед водонагревателем "Нева 3212" тоже устанавливается запорный кран.

Далее газопровод проходит по наружной стене, устраивается опуск в подвал, где перед отопительным котлом АОГВ "Сигнал" устанавливается переход Ø20- Ø15 и запорный кран, БУГ-3 (сигнализатор угарного газа), СИКЗ с КЭМГ-15.

**2.4 Расчет газопровода среднего давления**

Для расчета газопровода среднего давления необходимо вычертить ситуационную схему на которой определяем участок с измеряемым расходом и перепадом давления. Давление в месте подключения к магистральному (существующему) газопроводу Рн = 300 кПа.

Расход газа на жилой район в результате гидравлического расчета составил

Q = QА-Б =98,29 м3 /ч

Фактическая длина участка от места врезки до ГРПШ

Iф = 400м = 0,4 км

Iр = Iф \* 1,1 = 0,4\*1,1= 0,44 км

Рн = √ 3002 -20000\*0, 0176 = 299,42 кПа.

Ат =20000 кПа2/км

– среднеквартирные потери давления.

Для определения диаметра необходима номограмма №2 для расчета газопровод среднего и высокого давления.

Принимаем диаметр трубы для прокладки газопровода среднего давления Ø38х3

**2.5 Подбор оборудования ГРПШ**

1. *Подбор газового фильтра*: Рн = 592,6 кПа

Допустимые потери в фильтре не должны превышать 6 кПа, которые складываются из потерь давления в корпусе и в кассете.

Проверим возможность применения фильтра Ø50 мм.

∆Ркор = 500 Па

∆Ркос = 750 Па

∆Рф = (∆Ркор+∆Ркас )\* (700/Рн) \* (ρ/0,73)

∆Рф = (500+750)\* (700/592,6) \* (0,73/0,73) = 1,5 кПа

Так как ∆Р<6<кПа устанавливаем волосяной фильтр с диаметром присоединительного патрубка Ø50 мм, типа ФС-50 с максимальным расходом 1350м3 /ч, максимальным входным давлением 1,2 МПа и Ду 50 мм.

Ррег = Рн – Рф = 592,6 – 1,5 = 591,1 кПа

1. *Подбор регулятора давления:*

Qп.с.рег = 0,8 \* QА-Б = 0,8 \* 68,29 = 54,63 м3 /ч

- пропускная способность регулятора

Рвых = 591,1 кПа = 0,6 МПа

∆Ррег = 8 кПа – потери давления в регуляторе

Согласно техническим характеристикам принимаем регулятор типа РДГ-50В с отсечным клапаном, поэтому подбор предохранительно-запорного клапана не требуется. Максимальное входное давление на регуляторе 1,2 МПа и пропускная способность 900 м3 /ч

1. *Подбор ПСК*

Рпск = Ррег - ∆Р= 591,1 – 8 = 583,1 кПа

F = (q\*100) / (220 \* Р2) \* √Т/М

Р2 = Рпск = 583,1 кПа

М=16 моль – молекулярный вес газа, ξ – пропускная способность сброса газа

ξ = QА-Б \*Рн \* 0,15 = 68,29 \*0,73 \* 0,15 = 7,48 м3 /ч

F = (7,48\*100) / (220 \* 583,1) \* √278/16 = 0,024 см2

Определяем диаметр клапана:

d = √4\*F/π = √ (4\*0.024) / 3.14 = 0.031 cм

согласно техническим характеристикам устанавливаем мембранный сбросной клапан типа КПС-50 С/600

*4. Счетчик газовый* принимаем типа СГМН-1 G4 с пропускной способностью 6м3 /чи Ду 32 мм

**3. Построение продольного профиля**

**3.1 Назначение и порядок построения продольного профиля**

Продольный профиль разрабатывается на стадии проекта производства работ для:

1)Определение истиной глубины заложения газопровода в зависимости от заложения пересекающих газопровод инженерных коммуникации;

2)Уточнение места пресечения газопровода с другими инженерными коммуникациями, которые должны быть в пределах допустимых СНиП;

3)Определение объемов работ по рытью траншеи;

4)Определение профиля траншеи в зависимости от глубины заложения газопровода и категории грунта.

Горизонтали: 18, 19, 20, 21

Диаметры труб:

-стальные: 33,5х3,2 ; 42,3х3,2 ; 48х3,5 ; 57х3 ; 70х3 ;

-ПЭ: 75х6,8 ; 90х8,2 ; 50х4,6

Грунт: супесь без примесей

Район строительства: Оренбургская обл.

Продольный профиль строится в следующей последовательности:

1)Вычерчивается профильная сетка;

2)Устанавливается масштаб в зависимости от масштаба генплана (горизонтальный, вертикальный)

3)Откладывается в масштабе по горизонтали все характерные точки газопровода и на вертикальных линиях подписывается их название;

4)По характерным точкам и горизонталям на генплане находят отметки земли, затем отметки трубы, инженерные коммуникации и т.д.

**3.2 Определение глубины заложения инженерных коммуникаций**

Глубина промерзания грунта Нпр = 1,7 м

Нзал.кнл. = Нпр – 0,3 +0,2 = 1,7 -0,3 + 0,2 =1,6 м

Нзал.водопр. = Нпр + 0,5 =1,7 + 0,5 =2,2 м

Нкаб.связи = 0,3 м

**3.3 Определение отметок земли**

Нз = Нн = а/(а+в)hс ;м

где – Нн отметка нижней горизонтали.

а – расстояние от характерной точки до ниже лежащей горизонтали.

в – расстояние от характерной точки до выше лежащей горизонтали.

hс – превышение 1 м.

НзА = 19 + (118/(118+6))\*1 = 19,95 м

НзА1 = 20 м

НзБ = 19 + (123/(123+10))\*1 = 19,92 м

НзВ = 19 + (128/(128+10))\*1 = 19,93 м

НзГ = 19 + (123/(123+38))\*1 = 19,76 м

НзД = 19 + (122/(122+40))\*1 = 19,75 м

Нз1 = 20 + (37/(37+70))\*1 = 20,35 м

Нз2 = 20 + (36/(36+71))\*1 = 20,34 м

Нз3 = 20 + (33/(33+74))\*1 = 20,31 м

Нз4 = 20 + (3/(3+17))\*1 = 20,15 м

Нз5 = 20 м

Нз6 = 19 + (128/(128+33))\*1 = 19,8 м

Нз7 = 19 + (126/(126+34))\*1 = 19,79 м

**3.4 Определение отметок верха трубы**

Нв.тр = Нз – 1 м – подземный газопровод

Нв.тр = Нз + 2 м – надземный газопровод

Нв.тр А = 19,95 - 1 = 18,95 м

Нв.тр А1= 20 – 1 = 19 м

Нв.тр Б = 19,92 – 1 = 18,92 м

Нв.тр В = 19,93 – 1 = 18,93 м

Нв.тр Г = 19,76 – 1 = 18,76 м

Нв.тр Д = 19,75 – 1= 18,75 м

Нв.тр Е = 19,79 -1 = 18,79 м

Нв.тр Е = 19,79 + 2 = 21,79 м

Нв.тр 1 = 20,35 + 2 = 22,35 м

Нв.тр 2 = 20,34 + 2 = 22,34 м

Нв.тр 3 = 20,31 +2 = 22,31 м

Нв.тр 4 = 20,15 + 2 = 22,15 м

Нв.тр 5 = 20 + 2 = 22 м

Нв.тр 6 = 19,8 + 2 = 21,8 м

**3.5 Определение отметок дна траншеи**

Ндн тр = Нв.тр. – (Д/1000) ,м

Ндн трА = 18,95 – (90/1000) = 18,86 м

Ндн трА1 = 19 – (90/1000) = 18,91 м

Ндн трБ = 18,92 – (90/1000) = 18,83 м

Ндн трВ = 18,93 – (90/1000) = 18,84 м

Ндн трГ = 18,76 – (75/1000) = 18,69 м

Ндн трД = 18,75 – (75/1000) = 18,68 м

Ндн трЕ = 18,79 – (75/1000) = 18,72 м

**3.6 Определение глубины заложения трубы (глубина траншеи)**

Нгл.тр. = Нз – Ндн.тр ,м

Нгл.тр. А = 19,95 – 18,86 =1,09 м

Нгл.тр.А1 = 20 – 18,91 = 1,09 м

Нгл.тр. Б = 19,92 – 18,83 = 1,09 м

Нгл.тр. В = 19,93 – 18,84 = 1,09 м

Нгл.тр.Г = 19,76 – 18,69 = 1,07 м

Нгл.тр. Д = 19,75 – 18,68 = 1,07 м

Нгл.тр. Е = 19,79 -18,72 = 1,07 м

**3.7 Определение уклона трубы**

i = ((Нз - Нз) / I) \* 100% ,%

i = ((Нз А1- Нз А) / I) = (20-19,95) / 5 = 1,0 %

i = ((Нз А- НзБ) / I) \* 100% = ((19,95-19,92) /43) \*100 % = 0,07 %

i = ((Нз Б- НзВ) / I) \* 100% = ((19,92-19,93) / 4) \*100 % = -0,3 %

i = ((Нз В- НзГ) / I) \* 100% = ((19,93-19,76) / 99) \*100 % = 0,2 %

i = ((Нз Г- НзД) / I) \* 100% = ((19,76-19,75) / 5) \*100 % = 0,2 %

i = ((Нз Д- НзЕ) / I) \* 100% = ((19,75-19,79) / 5) \*100 % = -0,8 %

i = ((Нз Е- Нз6) / I) \* 100% = ((19,79-19,8) / 3) \*100 % = -0,3 %

i = ((Нз 6- Нз5) / I) \* 100% = ((19,8-20) / 35) \*100 % = -0,6 %

i = ((Нз 5- Нз4) / I) \* 100% = ((20-20,45) / 4) \*100 % = -3,8 %

i = ((Нз 4- Нз3) / I) \* 100% = ((20,15-20,31) / 35) \*100 % = -0,5 %

i = ((Нз 3- Нз2) / I) \* 100% = ((20,31-20,34) / 5) \*100 % = -0,6 %

i = ((Нз 2- Нз1) / I) \* 100% = ((20,34-20,35) / 1) \*100 % = 1 %

**Используемая литература**

1. Жила В.А, Ушакова М.А, Брюханов О.Н. "Газовые сети и установки" - М.:издательский центр "Академия", 2003г.
2. Ионин А.А. "Газоснабжение"- М,: Недра, 1976г.
3. СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" -М.,:2003г.
4. СНиП 42-102-2004 "Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб" -Москва 2004г.
5. СНиП 42-1012003 "Обще положение по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб - Москва 2004г.